



# Política regulatoria en el sector del petróleo y gas en Argentina: 2012-2019

Tesis para la Maestría en Políticas Públicas

Autor: Demian González Chmielewski

[gchdemian@hotmail.com](mailto:gchdemian@hotmail.com)

Director: Leandro Marcarian

15/05/2021

## Agradecimientos

Durante la elaboración de este documento, conté con el apoyo de varias personas a las que quiero agradecer.

En primer lugar, a mi vieja Laura, quien brindó un apoyo sustancial con consejos y lecturas del documento.

En segundo lugar, al grupo “Budines”, entre quienes están Lu Maccarini, Cata Riganti, Mechi Oviedo M., Vicky Díaz A., Juli Moure y Maca Pagniez. Con ellas cursamos los dos años de maestría, compartimos una amistad hermosa y nos brindamos un soporte indispensable en la elaboración de la tesis.

En tercer lugar, a los docentes del taller de tesis Darío Judzik y Leandro Marcarian – quien tiene doble rol como director en este trabajo – que fueron cruciales en orientar varias inquietudes y posibilidades de la investigación.

En cuarto lugar, a quienes brindaron un espacio extenso y generoso para las charlas de consulta sobre regulación y sobre la industria del petróleo y gas. Entre ellos se cuenta a Marcelo Celani, Nicolás Gadano y Mauricio Grotz, docentes de la UTDT, Juan José Carbajales, Asesor de la Secretaría de Energía de la Nación y Subsecretario de Hidrocarburos entre 2019 y 2020, Martín Kaindl, Director de Relaciones Institucionales y Administración del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Alejandro Einstoss y Julián Rojo, economistas del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, Santiago González, abogado experto en la temática del estudio González & Schindler, Matías Szapiro, Gerente de Asuntos Públicos y Gubernamentales de Exxon y a cuatro representantes de empresas del sector de las áreas comercial, legal o de gobierno cuyos nombres se reservan. Asimismo, se incluye a Agus Bilbao, una excelente amiga y coordinadora de IDEA Joven, por contribuir a concretar varias de las consultas mencionadas.

Finalmente, al Centro de Implementación de Políticas Públicas para la Equidad y el Crecimiento (CIPPEC) que contribuyó con una beca parcial mientras coincidió mi trabajo en la institución con el período de cursada de la maestría.

En todos los casos se los exime de los resultados y las conclusiones obtenidas en este documento, que corren por exclusiva cuenta del autor.

## Índice

|  |    |
|--|----|
| Introducción .....   | 4  |
| Relevancia temática .....  | 4  |
| Plan de trabajo .....  | 8  |
| Marco teórico .....  | 10 |
| Política regulatoria.....  | 10 |
| Un siglo de políticas regulatorias para el sector del petróleo y gas en Argentina..... | 11 |
| Discusión teórica: modelos de abordaje regulatorio .....                               | 17 |
| Marco metodológico.....  | 20 |
| Herramientas cualitativas .....  | 20 |
| Herramientas cuantitativas .....   | 21 |
| Enfoque mixto .....  | 21 |
| Mercado y regulación de petróleo y gas en Argentina.....                               | 22 |
| Caracterización del mercado del petróleo .....   | 22 |
| Caracterización del mercado del gas .....  | 25 |
| Competitividad del mercado de hidrocarburos.....                                       | 29 |
| Determinantes de la producción del petróleo.....                                       | 31 |
| Determinantes de la producción del gas.....  | 36 |
| Avances y retrocesos de una política regulatoria fragmentada.....                      | 42 |
| Conclusiones .....   | 49 |
| Epílogo .....  | 52 |
| COVID-19, contracción de la economía y caída de la producción .....                    | 52 |
| Anexos estadísticos .....  | 55 |
| Bibliografía.....  | 56 |
| Glosario del sector petróleo y gas.....  | 58 |

## Introducción

### Relevancia temática

Durante más de medio siglo la Argentina vivió sucesivas crisis que se traducen en la regularidad que Díaz Alejandro (1970) denominó ciclos de *stop & go*. Estas crisis se debieron, en gran medida, a la dinámica de crecimiento del país. Los períodos de crecimiento resultan en un incremento de la actividad local y en una sofisticación de la matriz de consumo, que demanda más bienes del sector manufacturero. Sin embargo, aunque estos procesos son positivos y deseables, en poco tiempo exigen y recargan al sector externo, puntualmente el mercado de divisas. Estos períodos de expansión no se vuelcan a capitalizar la economía ni a dotar de infraestructura al país, orientando el crecimiento al consumo y a industrias protegidas, que contribuyen a desacoplar los precios locales de los internacionales. Es así, que la importación de insumos crece y eleva los costos de las industrias locales, llevando a restricciones cambiarias y eventualmente a fenómenos vinculados a ella como la inflación y las devaluaciones de la moneda.

La restricción externa se enfrentó desde los distintos gobiernos con planes de estabilización, devaluaciones y acciones que contraen la actividad, intentando impedir la salida de divisas, con fuertes consecuencias para la economía y la reactivación de diversos sectores.

Estos vaivenes y las políticas que se ofrecieron como respuesta no son exclusivas de un gobierno, ni en su intensidad ni en su color político. Tanto gobiernos populares como liberales y militares implementaron políticas de protección o apertura de la economía. El punto en común es que todos contribuyeron a estos ciclos económicos de expansión y contracción alternada. Es así como no se encuentran tendencias claras en las principales variables económicas.

Estos ciclos fueron ampliamente documentados por otros autores (Diamand, 1973; Braun y Joy, 1981) que señalan las crisis crónicas de Argentina vinculadas a la escasez de divisas y a la aparente contradicción entre un modelo exportador y uno industrial, que necesita de dólares para producir. La suba de costos internos se resuelve a menudo con una devaluación, que produce a su vez inflación y desempleo.

Como se observa en la **tabla 1**, la Argentina tuvo una tasa de inflación mayor al 50% anual entre 1972 y 1991, con excepción del año 1974. Esa tendencia solo parece retomarse a partir de 2019, cuando la inflación llegó a ese umbral. Asimismo, el

desempleo tomó una ruta ascendente, aunque irregular a partir de 1981 y se mantuvo por arriba del 10% entre 1993 y 2006.

**Tabla 1. Principales variables económicas de Argentina, 1970-2019**

| Período   | Variables económicas en promedios |                             |                   |                                |
|-----------|-----------------------------------|-----------------------------|-------------------|--------------------------------|
|           | Crecimiento interanual del PBI*   | Deuda externa, en millones* | Tasa de desempleo | Inflación acumulada interanual |
| 1970-1974 | 4%                                | \$18.648                    | 5,3%              | 38%                            |
| 1975-1979 | 2%                                | \$29.750                    | 2,9%              | 228%                           |
| 1980-1984 | 0%                                | \$76.299                    | 3,8%              | 268%                           |
| 1985-1989 | -1%                               | \$95.952                    | 5,7%              | 863%                           |
| 1990-1994 | 6%                                | \$98.800                    | 8,1%              | 505%                           |
| 1995-1999 | 2%                                | \$166.389                   | 15,5%             | 1%                             |
| 2000-2004 | 0%                                | \$187.903                   | 16,2%             | 8%                             |
| 2005-2009 | 5%                                | \$134.798                   | 9,3%              | 13%                            |
| 2010-2014 | 3%                                | \$135.518                   | 7,3%              | 28%                            |
| 2015-2019 | 0%                                | \$202.880                   | 8,5%              | 38%                            |

*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial para PBI, deuda externa y tasa de desempleo y del INDEC para la inflación hasta 2007, IPC Congreso hasta 2014 e IPC GCBA hasta 2019.*

*\*Dólares constantes de 2010.*

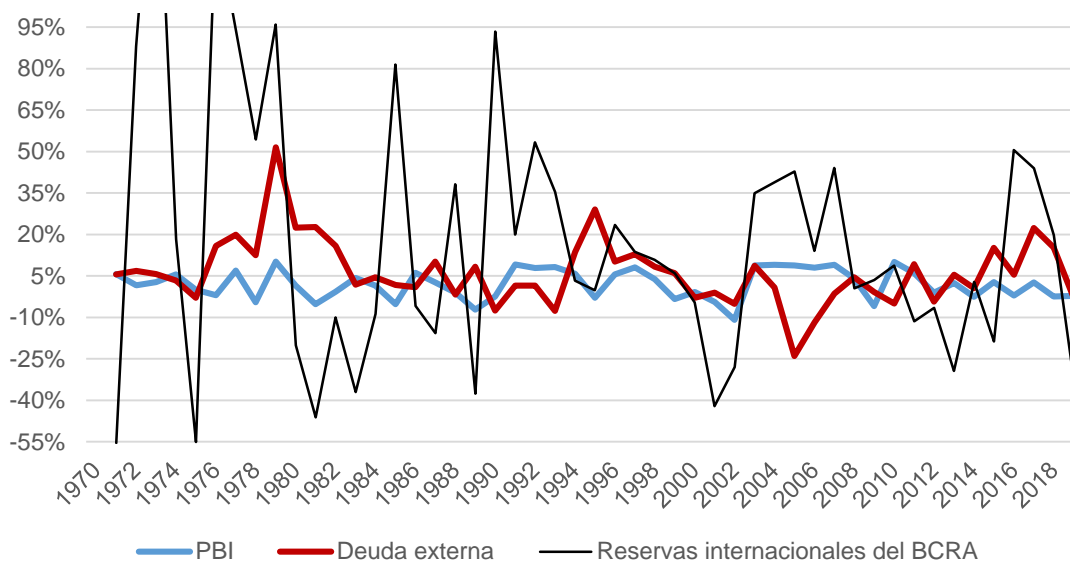
El PBI demuestra una dinámica similar e irregular, mostrando ciclos ininterrumpidos de crecimiento solamente entre 1967 y 1974 a un promedio del 5% y entre 2003 y 2008 a un promedio de 8% (luego de cuatro años consecutivos de un promedio de caída del 5%).

Para el mismo período, salvo algunas excepciones, la deuda externa comenzó a tomar una pronunciada curva ascendente, hasta el año 2000. Desde entonces, se registra un descenso interanual en 10 de los 20 años del período. Sin embargo, desde 2018 superó el 50% del PBI, tal como sucedió en la década que va de 1995 al 2004.

Los avances y retrocesos de la economía tienen un impacto en el mercado de trabajo también, ya que Argentina no tiene menos de 5% de desempleo hace más de 34 años. Esta última estadística tiene una correlación con la crisis social crónica de las últimas décadas.

Aunque la dinámica de crecimiento del PBI no siempre tiene un correlato en un aumento o disminución clara de la deuda externa, las reservas internacionales del Banco Central de la República Argentina (BCRA) juegan un rol clave.

**Gráfico 1. Variación interanual del PBI y la deuda externa de Argentina y las reservas internacionales del BCRA, 1970-2019**

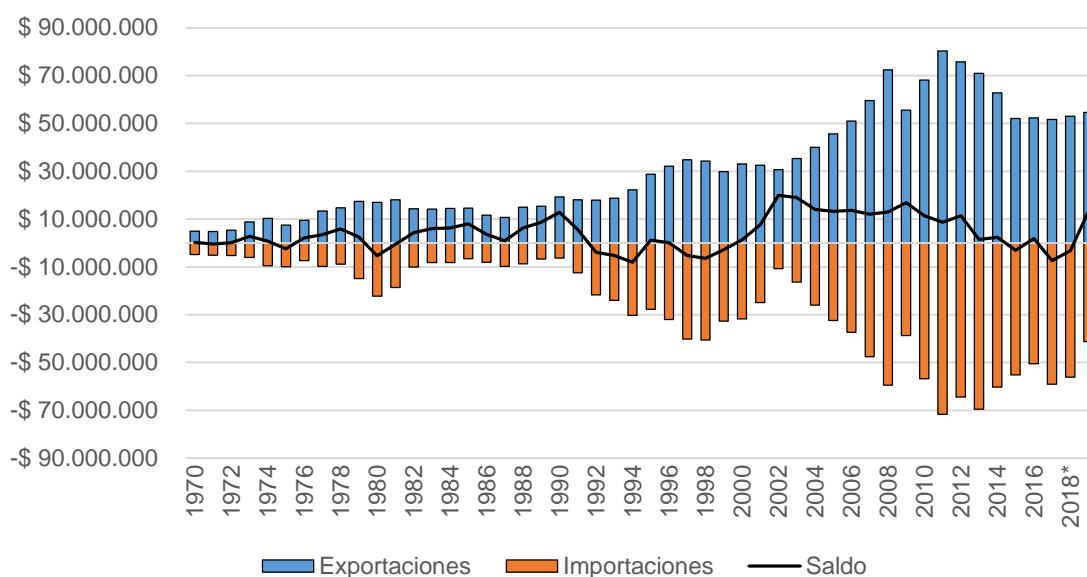


*Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial.*

Las variables económicas vinculadas a la inflación, la devaluación y la magnitud de la deuda externa, se encuentran íntimamente vinculadas al mercado de divisas y su restricción o disponibilidad en Argentina. Como se observa en el **gráfico 1**, las reservas suelen acompañar el crecimiento económico, siendo más robustas en buenas épocas y exiguas en malos años. Las reservas registran picos de aumentos interanuales de 179% en 1973 y 134% en 1976, así como períodos de acumulación sostenida entre 2003 y 2007 y 2016 y 2018. En todos los casos existe un correlato de mayor actividad económica o en su defecto un aumento sustancial de la deuda externa, en ocasiones como fuente de divisas.

Entonces, vale la pena ver el resultado de las exportaciones e importaciones, es decir la dinámica de la balanza comercial durante el mismo período. La evolución del saldo comercial no fue sostenida y se encuentra íntimamente vinculada al tipo de cambio, lo cual limita la competitividad de la economía al precio del dólar, dejando de lado factores de productividad y precio relativo de la producción local.

**Gráfico 2. Balanza comercial de Argentina, 1970-2019**



Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC. Miles de dólares constantes de 2010.  
\*2018 y 2019 consignan datos provisionarios.

Como se observa en el **gráfico 2**, la balanza comercial retoma saldos favorables desde la crisis y devaluación del 2002. Sin embargo, como muestra la línea de tendencia, los márgenes suelen ser estrechos, en muchos casos por debajo de los US\$ 2.000 millones. Entre 1992 y 1999 solamente durante dos años la balanza fue positiva, a la par de la apreciación de la moneda. Esta tendencia negativa se retomó entre 2015 y 2018, con un solo año de balanza positiva. En el 2019 se obtuvo un superávit significativo (según datos provisionarios) a la par de la devaluación.

Los componentes del sector externo que a menudo funcionan como válvula de control y son intervenidos por los gobiernos, con el objeto de expandirlos o limitarlos, son el mercado de cambios de divisas, las importaciones en general, el sector exportador de granos y el sector del petróleo y gas. Fundamentalmente este último acompaña los vaivenes económicos y políticos del país por tres principales elementos: su rol en la matriz productiva, su peso en la balanza de pagos y el papel que se reserva el Estado de intervenir el mercado a través de Yacimiento Petrolíferos Fiscales (YPF), aunque se verán matices a la luz de distintas etapas de la política de propiedad estatal de las empresas de petróleo y gas.

Según datos del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), durante 2019 el 4,62% de las exportaciones correspondieron a combustibles. Aproximadamente un tercio de estas – o en términos globales el 1,71% – correspondió a petróleo crudo.

Sin embargo, el 8,52% de las importaciones corresponden al mismo concepto de combustibles, cerca de US\$1.180 millones más que el volumen de exportaciones.

En este sentido, el sector de hidrocarburos contribuye significativamente a la balanza. Se constituye en un sector relevante para reducir la brecha comercial, en primer lugar, de modo interno en el complejo exportador/importador, pero también de toda la balanza comercial. Asimismo, es un mercado estratégico para la generación de empleo registrado y para fortalecer la generación de divisas genuinas y netas para Argentina, que depende en gran medida del sector agropecuario. Este sector es intensivo en la utilización de tierras y el país cuenta con dicha ventaja comparativa. Sin embargo, el sector de hidrocarburos es eminentemente capital intensivo, ya que se deben invertir costos hundidos significativos cuando se ingresa al mercado o a un yacimiento, tanto en términos de equipos como de propiedad intelectual y tecnología de perforación.

Como se mencionó, a lo largo de varios gobiernos las políticas fueron eclécticas y las crisis crónicas impiden trayectorias claras para las principales variables. Sin embargo, para complementar el rol que cumple el campo, la industria del petróleo y gas en Argentina se plantea como otro sector primario, con un mayor grado de valor agregado, para contribuir a la balanza comercial, e indirectamente al mercado de divisas y del trabajo.

Al ser una industria de gran escala en inversión, pero en volúmenes también, los desafíos que enfrenta son múltiples. Los referidos a la macroeconomía tienen que ver con la estabilidad, sobre todo monetaria, pero también de las reglas de juego, a los efectos de captar financiamiento sustentable para la explotación de hidrocarburos y su logística. Los referidos a las políticas regulatorias se abordarán en las siguientes páginas.

## Plan de trabajo

**El presente trabajo está guiado por la inquietud de explicar el impacto de las políticas regulatorias en el mercado del petróleo y gas en Argentina, particularmente durante el período 2012-2019, que condensa una concurrencia de varias de las políticas que caracterizan a los períodos anteriores: gestión estatal y privada.** Asimismo, este período permite ver varias de las cuestiones que brindan relevancia a este mercado: crisis del sector externo, cambios de gobierno, distintas políticas de propiedad de las empresas del Estado y objetivos públicos diversos para el sector. En escasos 8 años, se evidencia la oscilación de las políticas y del mercado, con la aparición de una gran promesa: los gases no convencionales en la Cuenca Neuquina.



El **plan de trabajo** aborda una etapa descriptiva en los primeros dos apartados y una explicativa en los últimos dos. **En primer lugar**, se abordará el marco teórico y conceptual que permitirá comprender el sector y la pregunta planteada. Allí, se detallarán la concepción de política regulatoria, la posición actual de Argentina respecto de dicho campo de estudio, el conjunto de corrientes de pensamiento que signaron las políticas públicas para el sector del petróleo y gas desde comienzos del siglo XX y la discusión local en torno a los distintos modelos experimentados en la historia argentina.

**En segundo lugar**, se desplegarán las herramientas metodológicas sobre las que se basará el análisis dentro del recorte espaciotemporal especificado más arriba. Allí, se describirá el enfoque de métodos mixtos que se utilizará para la interpretación de variables del mercado y de las políticas regulatorias implementadas en el período.

**En tercer lugar**, se llevará adelante el análisis propio del mercado de petróleo y gas en Argentina entre 2012 y 2019 con estadísticas descriptivas y su análisis a la luz de variables independientes como el precio internacional del petróleo y su fluctuación, el volumen de producción, la demanda local y las decisiones de política pública que afectan al mercado.

**Finalmente**, en las conclusiones, se abordará una recapitulación y síntesis del trabajo elaborado a lo largo del documento, así como un balance entre elementos obstaculizadores y facilitadores de los dos grandes enfoques de política: la regulación estatal o la libertad de mercado. A menudo, estos enfoques son objeto de calificaciones peyorativas del tipo “populismo energético” o “neoliberalismo”, respectivamente. El objetivo del presente análisis basado en evidencia es ponderar los componentes de los dos enfoques que tributen a la satisfacción de la demanda sin prácticas abusivas y a un balance externo positivo sensible al consumo local.

El foco del análisis será el *upstream*, etapa de la industria que comprende la exploración, explotación, almacenamiento y traslado de petróleo y gas, especialmente en las políticas que intervienen en la variable del precio. La cadena de valor es crecientemente compleja y, aunque integrada verticalmente en algunos casos, presenta varios jugadores, así como diversos usuarios finales: domiciliarios, comerciales, industriales, de generación eléctrica, entre otros. Es por eso que un análisis del *upstream* y la oferta primaria de energía plantea un desafío menos explorado que el complejo de refinerías y empresas comercializadoras junto con los esquemas tarifarios a lo largo de los años. Este tramo inicial de la industria permitirá ver las oportunidades de mejora y crecimiento de la oferta de forma clara al mismo tiempo que ver de primera mano el impacto de las políticas regulatorias desde el inicio de la cadena de valor.

## Marco teórico

### Política regulatoria

Las políticas regulatorias afectan en mayor o menor medida la actividad económica y a sus agentes, los productores y los consumidores. Pueden operar como facilitadoras u obstaculizadoras para el desarrollo de un sector, en términos de inversión, producción y distribución. Para el caso elegido del sector del petróleo y gas, la temática se plantea especialmente relevante por su carácter de bienes estratégicos para el desarrollo productivo del país, como insumos de fábricas en varias industrias y en la generación eléctrica, así como por ser los primeros elementos de la cadena de valor del sector de plásticos, combustibles y derivados.

El caso de la explotación de yacimientos convencionales y no convencionales entre 2012-2019 permitirá analizar el abordaje regulatorio del sector, que será analizado a través de dos gobiernos que tuvieron ópticas distintas, tanto en materia regulatoria como de objetivos estratégicos para el país. El primero, comprendido en el período 2012-2015, con foco en el mercado local como fuente de empleo. El segundo, comprendido en el período 2016-2019, con foco en el mercado exportador como fuente de divisas.

La política regulatoria se plantea como un mecanismo de intervención del Estado que a menudo toma algunas de las formas que prevé el derecho administrativo: ley, decreto o resolución. Suele estar dirigida a problemas económicos o sociales. Una primera perspectiva académica fundamenta la intervención del Estado frente a una falla de mercado, es decir cuando un mercado no es perfectamente competitivo (Dammert, Molinelli y Carbajal, 2013; Decker, 2015). Las condiciones de un mercado perfectamente competitivo son las de contar con un producto homogéneo, la ausencia de barreras a la entrada al mercado y contar con información completa de los factores, en el caso del petróleo y gas, tanto en el *upstream* como en el *downstream*. También se interviene frente a distintas distorsiones que suelen ser producto a su vez de las enumeradas más arriba, en materia de precios, cantidades, cuota de mercado y otras.

Sin embargo, el debate se amplía cuando la regulación plantea una intervención del Estado para resolver problemas sociales. Esta segunda perspectiva, aporta fundamentos distintos para la intervención, en ocasiones con una fuerte posición política detrás que persigue fines redistributivos en términos sociales o fiscales.

Esta discusión teórica permite abordar fallas de mercado y problemas regulatorios con enfoque multicausales que en última instancia sirven de fundamento

para las medidas que efectivamente toman los gobiernos. Como se verá más adelante, el mercado de hidrocarburos tuvo varios vaivenes en el tiempo que permitieron la experimentación de varias recetas con resultados distintos. El período analizado ofrece una síntesis clara de los formatos con los que interviene el Estado, a través de un enfoque relativamente mixto.

En la práctica se puede observar que en general la prioridad es autoabastecer el mercado, lograr un saldo exportable y – cuando la brecha comercial es negativa – tender a cerrarla para no drenar de divisas a la economía.

Un trabajo reciente de la OECD caracteriza al entorno regulatorio de Argentina como atomizado, sin una perspectiva integral que le brinde coherencia, así como falta de estándares de evaluación (de factibilidad de proyectos y de impacto de actividades) y de institucionalidad en los procesos que instruye (OECD, 2019: 16). Una primera intuición indica que esta falta de integralidad refleja la tensión entre perspectivas distintas para la aplicación de la política regulatoria en el tiempo.

La evolución del marco regulatorio es poco consistente, pero también poco profesionalizada. A menudo, las empresas del sector no tienen apoyo en el análisis de factibilidad técnica, financiera ni ambiental. El Estado suele ir detrás del conocimiento técnico de las empresas que transfieren experiencias de sus casas matrices o como en el caso de YPF, la experiencia acumulada en casi un siglo de operación en el país, la capacidad instalada en la empresa tiene más continuidad que en las áreas de gobierno.

Este panorama comienza a explicar una política regulatoria “modular” que apunta a la coyuntura convocando jugadores privados, posteriormente privatizando, desregulando y desintegrando verticalmente la industria y luego interviniendo el precio según las necesidades locales y el precio internacional del crudo o una estimación imprecisa de los costos locales del gas.

## Un siglo de políticas regulatorias para el sector del petróleo y gas en Argentina

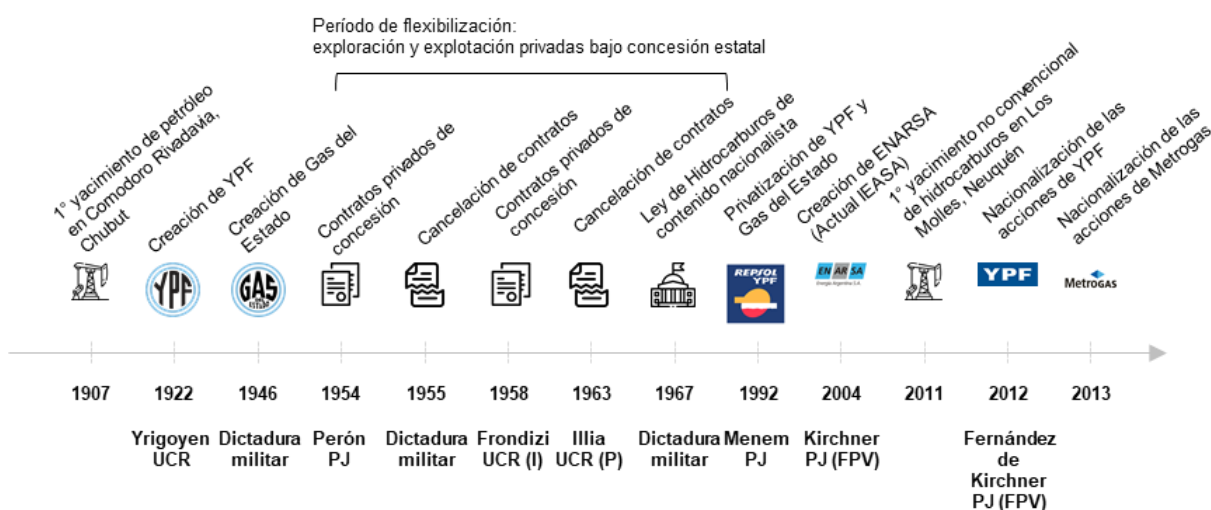
Desde la creación de YPF y durante los siguientes 70 años, la Argentina contó con un sistema de explotación de hidrocarburos eminentemente estatal. El suelo, las iniciativas de exploración, las concesiones de explotación y el mercado de crudo fueron regulados por el Estado, pasando por gobiernos democráticos y dictaduras militares. Aún dentro de aquellos, se distinguían entre presidentes de la Unión Cívica Radical (UCR) y del Partido Justicialista (PJ), por lo que este enfoque nacionalista trascendía los colores políticos.

Extensamente documentada, durante la primera parte del siglo XX la política nacionalista de hidrocarburos se plateó como un elemento clave en la retención y movilización del electorado, así como en las decisiones estratégicas para orientar la matriz productiva del Estado. Aunque el camino fue sinuoso y contradictorio, la política inamovible de todos los políticos y militares que ejercieron el gobierno en la primera etapa de la industria de hidrocarburos en Argentina fue la de reforzar su sentido nacional y la necesidad de que el Estado mantenga una fuerte presencia en su regulación (Fronzizi, 1955; Buchanan, 1973). Sin embargo, como se observó, durante varios períodos, se intentaron saldar las restricciones externas y las deficiencias técnicas y financieras del país a través de planes disruptivos, en el caso de la industria de petróleo y gas con las concesiones a empresas privadas.

Desde los años '90 y durante casi veinte años, la política regulatoria fue principalmente pasiva, con la creación de entes que observaban el cumplimiento de contratos de privatización y concesiones, mientras que las empresas privadas movían el mercado hacia un saldo exportador y, eventualmente, hasta su pérdida de eficiencia entrada la década del 2000.

Este último movimiento del mercado motivó una vuelta a las concepciones nacionales, pero bajo un formato de Sociedad Anónima de YPF y participando a las provincias petroleras. Es así, que se mantuvo cierto margen de flexibilidad para operar con lógicas de mercado, aún bajo lineamientos estatales. Estas etapas se pueden resumir en cuatro grandes períodos a la luz de las principales medidas resumidas en el **gráfico 3** a continuación.

**Gráfico 3. Línea de tiempo del sector del petróleo y gas en Argentina, 1907-2013**



Fuente: Elaboración propia

En una **primera etapa**, desde el descubrimiento del petróleo en Argentina hasta la privatización, se dieron fuertes discusiones en torno al rol del Estado en la regulación del mercado del petróleo y gas. Aunque el camino fue sinuoso y tuvo avances y retrocesos, siempre las empresas estatales se ubicaron en el centro de la escena. Cuando no eran las operadoras principales, al menos sí ejercían el rol de árbitro. Los dos grandes hitos operativos de la época son la creación de YPF en 1922 y de Gas del Estado en 1946. Por otro lado, el principal hito normativo de este primer período es la reforma constitucional de 1949 que incorpora condiciones claras para la propiedad nacional de los yacimientos. En todo el período, las empresas privadas tuvieron un rol residual, apalancado por los costos hundidos de principio de siglo de empresas como Shell, Esso y Astra.

En una **segunda etapa**, la exploración y explotación de yacimientos por parte de los privados se realiza a modo de concesión de las empresas estatales, cuando estas no pueden cubrir la demanda local ni responder financiera o infraestructuralmente al desarrollo necesario para las reservas disponibles. La apertura de concesiones privadas generó una dinámica de crecimiento en el mercado, que entre 1957 y 1962 creció a un promedio anual de producción de 22% para el petróleo y 33% para el gas, mientras que los cinco años anteriores habían crecido en promedio 5% y 7% respectivamente. La ruptura de contratos de 1963 (una vez más, por motivos exclusivamente políticos) vuelve las condiciones del mercado a la etapa anterior, aunque con cambios permanentes. El primero, que se verá en detalle más adelante, tiene que ver con una menor concentración de los jugadores del mercado. El segundo es el inicio de una creciente provincialización de la industria que se inicia con la Ley de Hidrocarburos de 1967, recuperando también el enfoque nacionalista.

La **tercera etapa** se abre en el período de privatizaciones, que tiene un impacto inicialmente positivo en la producción y deja al Estado en un rol pasivo, que interviene solo en las condiciones de mercado, pero no en las decisiones de producción y comercialización.

Como se verá más adelante, esta etapa ve un repliegue de las agencias de control y una disolución de la capacidad regulatoria, al haber generado una desintegración vertical del mercado sin planificación. Esto impacta de forma directa en la participación de los jugadores en el mercado y negativamente en los precios locales, que absorbieron y asimilaron el movimiento del mercado hacia un saldo exportador. Sin embargo, entre 1991 y 1998, el crecimiento anual de la producción es del 7% en promedio, tanto para el petróleo como para el gas.

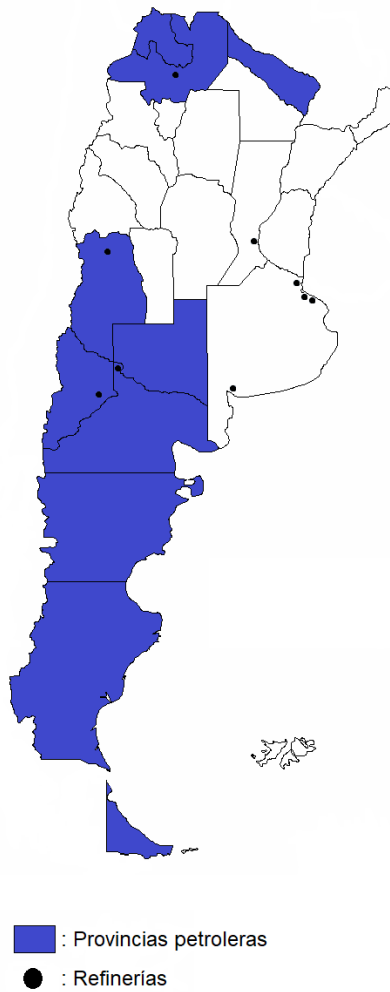
La **cuarta etapa** se inicia preliminarmente en 2004, año en el que comienza a involucrarse el Estado en la industria a través de la creación de ENARSA (actual IEASA) para la explotación, comercialización y provisión de gas. La presencia regulatoria es crecientemente marcada hasta que en 2012 se consolida con la nacionalización de las acciones de YPF, que mantiene el formato de Sociedad Anónima, lo cual le permite asociarse, obtener financiamiento y mantenerse en oferta pública.

Esta última etapa no tiene necesariamente el foco puesto en el rol del Estado, porque el mercado tiene una participación diversificada y una competencia un poco más abierta que en las dos primeras etapas. Incluso, YPF se asocia ese mismo año con Chevron para la exploración de recursos no convencionales, apoyándose en el conocimiento, el equipamiento y el financiamiento de la empresa estadounidense. Sin embargo, la gravitación de la empresa estatal tiene un rol clave en el mercado, así como en la política nacional.

Durante 2020, la participación de YPF en la producción total de petróleo y gas fue del 46% y 27%, respectivamente. Como se menciona más arriba, su rol para intentar cerrar la brecha importadora en el sector de hidrocarburos es clave, así como para acercar la curva al autoabastecimiento. Por otro lado, el mercado del petróleo y gas tiene una distribución compleja entre los jugadores del *upstream* y del *downstream*, así como también un rol federal en la distribución de recursos, dividendos, empleo y productos.

Como se observa en el **gráfico 4**, Argentina tiene diez provincias productoras de petróleo y gas nucleadas en la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI): Chubut, Formosa, Jujuy, La Pampa, Mendoza, Neuquén, Río Negro, Salta, Santa Cruz, y Tierra del Fuego. Sin embargo, el mapa es más complejo, ya que más de la mitad de las refinerías se encuentra fuera de las provincias de la OFEPHI.

**Gráfico 4. Mapa de producción de hidrocarburos en Argentina**



*Fuente: Elaboración propia*

Esta dispersión geográfica se debe principalmente a la ubicación del *downstream* en zonas de mayor actividad económica y cerca de los puertos, para su exportación y traslado. Es así que, mientras que hay refinerías en Campo Durán, Luján de Cuyo, Plaza Huincul y Catriel, también existen otras más importantes en San Lorenzo, Campana, Dock Sud, La Plata y Bahía Blanca, estas últimas cuatro en la Provincia de Buenos Aires. Aunque este segmento de la industria es distinto y requiere de políticas e inversiones diferentes, comienza a explicar la falta de políticas coherentes e integrales para toda la cadena de valor de hidrocarburos en Argentina a lo largo del tiempo, así como un conjunto de decisiones basadas en los costos hundidos de la infraestructura y el esquema vigente desde principio de siglo pasado. Aún existen

yacimientos poco explotados en el norte y otros sin explotar en el noreste por deficiencias en la infraestructura, el traslado, los oleoductos y las refinerías.

Algunos hilos conductores a lo largo de todas las etapas son la propiedad del Estado (primero nacional y luego provinciales) de los yacimientos y la creciente provincialización de la política de hidrocarburos, que explica las pautas para la distribución de regalías de la producción establecidas en la Ley de 1967 y la participación de las provincias en la nacionalización de las acciones de YPF en el 2012. También es importante el rol del sector privado con períodos de mayor o menor intensidad, pero siempre a los efectos de brindarle dinamismo al componente de explotación de los yacimientos.

Estos elementos brindan los principales focos de análisis de este trabajo. Por un lado, el enfoque normativo, que recorre un camino sinuoso pero acumulativo. En términos de recursos, la ley 17.319 del año 1967 establece la prioridad estratégica de los hidrocarburos para la Nación y comienza a brindar importancia a las provincias con el reparto de regalías. Este camino se confirma con el artículo 124 de la Reforma Constitucional de 1994 que establece el dominio de recursos naturales para provincias y la ley 26.197 del 2006 que explicita el dominio sobre hidrocarburos.

En términos de las empresas, las leyes de privatización específicas para el sector 24.076 de Gas del Estado y 24.145 de YPF establecen dos fenómenos que, se verá, impactan enormemente en la composición del mercado y sus cantidades ofrecidas. Por un lado, desconcentran los jugadores, pasando a YPF al formato de Sociedad Anónima, habilitando la concurrencia de varias empresas privadas, vendiendo Gas del Estado y desintegrando verticalmente la cadena de valor. Este camino comenzó a desandarse en la práctica con la creación de ENARSA, la “argentinización” de las acciones de YPF desde 2008 con la participación del Grupo Petersen y finalmente la nacionalización de las acciones de YPF en 2012 con la ley 26.741, con el colofón de la compra de METROGAS en 2013. En todos los casos, las leyes que regularon los recursos y las empresas apuntaron al objetivo del autoabastecimiento. Incluso las leyes de desregulación habilitaron libremente la importación de recursos hidrocarburos, pero solicitaron aprobación explícita de la Nación para exportar. Más adelante se explicará que el período analizado sintetiza y recoge la experiencia de 100 años de historia, combinando el modelo privado con el nacional.

Por otro lado, el enfoque de precios permitirá ilustrar el nivel de vínculo o desacople de las cantidades ofrecidas por los agentes económicos con los precios internacionales y locales, para el caso de petróleo del barril y las naftas y para el caso



del gas los subsidios que intervienen en el *upstream*. Este camino de precios también es sinuoso, fundamentalmente porque para el petróleo las reglas son comerciales y para el gas fundamentalmente sociales, al registre por tarifas en la etapa del *downstream*. Comenzando por el gas, los desafíos que se observarán son los de una balanza comercial netamente importadora con contadas excepciones y una alta dependencia de los subsidios a la oferta. La ley 27.007 de 2014 pretende romper esta inercia incentivando la explotación de gases no convencionales, consiguiéndolo parcialmente, ya que esos recursos terminan compensando la caída de la producción y la pérdida de eficiencia que se observa desde principio de los 2000.

En 2014 se sistematiza un derrotero de más de siete años de derechos de exportación para el petróleo y al año siguiente, por la caída del precio, se pasa al denominado “Barril criollo” que establece un precio sostén. Este precio durará casi tres años hasta que vuelven en 2018 las retenciones atenuadas y fijas. Esto implica a las empresas perder cuando está alto el precio y ganar cuando está bajo a nivel internacional, con la consecuencia directa de aislar el mercado local de los precios internacionales. Es por esto, que se analizará el juego de cantidades con precios durante el período.

### Discusión teórica: modelos de abordaje regulatorio

Mientras que las políticas públicas a lo largo de casi 100 años tuvieron un fuerte sesgo nacionalista, para luego pasar a las etapas privada y mixta, el contraste y la diversidad de enfoques implementados en la práctica brindó la posibilidad de contar con un laboratorio singular para realizar distintas investigaciones en los ámbitos de la academia y los centros de estudios. Dentro de estos análisis se toman en cuenta dos grandes vertientes. Representan visiones opuestas, pero fundamentadas en evidencia. Las tradiciones de investigación son distintas, pero tienen la rigurosidad académica de los investigadores independientes y las instituciones que los representan.

La primera vertiente de análisis pone el foco en la eficiencia del mercado. Es así como se valoran positivamente las reformas y aún las privatizaciones, pero se cuestiona la falta de rigurosidad en el control de cumplimiento y de concentración de las empresas privadas del sector (FIEL, 1998; Gadano, 1998; Navajas, 2011) que condujeron a un aumento inicial en la producción y a la exportación del saldo hasta la posterior pérdida de eficiencia al final de la década que marcó la etapa privatizada.

Esta primera vertiente, producto de publicaciones de FIEL e investigadores independientes, postula que la desregulación contribuye a equilibrar la balanza comercial de hidrocarburos y a equiparar los precios locales con los internacionales. Sin

embargo, luego del período de expansión inicial, la escala de las multinacionales produce una concentración del mercado perjudicial para el consumidor. Asimismo, este modelo no es enteramente compatible con una apreciación de la moneda, frente a lo cual un nivel de precios internacional perjudica al mercado local.

Este enfoque pondera la privatización, sobre todo desde su perspectiva regulatoria, cuyo caso fue focalizado y no fue determinado por las generalidades de la Ley de Reforma del Estado de 1989. El marco regulatorio de los '90 en adelante es un caso modelo, ya que al mismo tiempo que aporta competitividad inicial al mercado, desintegra verticalmente la cadena. Sin embargo, el esquema de alinear precios internacionales con precios locales debe ser compatible con la estructura de costos y la depreciación de la moneda. Es así que se empiezan a ver las diferencias en el petróleo, que se rige por precios internacionales estandarizados, y el gas, que tiene una dinámica local, una exigencia para el autoabastecimiento creciente y precios que luego del período privado no fueron sostenibles para los consumidores.

En simultáneo, las expectativas de precios más bajos a partir de los años 2000 con subsidios fundamentalmente a la oferta, desincentivó el desarrollo de nuevas áreas de explotación (Barril y Navajas, 2011) recostando la industria sobre sus costos hundidos y áreas conocidas. Esta pérdida de eficiencia marcó en los años subsiguientes la crisis energética cuyo más claro exponente es el déficit comercial en gas.

La segunda vertiente de análisis pone el foco en la crítica al proceso de desregulación. Los autores de esta vertiente interpretan que la libertad brindada al mercado posibilitó un proceso de concentración económica de las empresas privadas, incluso habiendo habilitado una integración vertical de operaciones en el caso del gas en la práctica, lo cual impactó fuertemente en los precios, tarifas y en la eventual apropiación del excedente del consumidor (Oszlak, Felder y Forcinito, 2000; Azpiazu y Schorr, 2001). Más aún, Barrera (2013; 2020) argumenta que el Estado tiene un rol insoslayable en cuidar el mercado interno y el precio de la materia prima y productos derivados.

Esta segunda vertiente, representada en publicaciones de FLACSO e investigadores independientes, pone especial énfasis en el sesgo de la estructura tarifaria que perjudicó a los usuarios domiciliarios y benefició a los grandes usuarios (comerciales e industriales) en el consumo de gas. La crítica está puesta en la falta de planificación a la hora de desregular un mercado como el del gas, que tendió a concentrarse con posterioridad a la privatización e incluso condujo a la integración vertical. Asimismo, analizan que el monopolio natural de YPF fue transferido a su

comprador privado automáticamente, lo cual muestra una falla en el proceso de privatización ya que no contempla condiciones de mercado más competitivas que los modelos nacional y de apertura previos.

Uno de los principales argumentos es que el Estado es participe necesario en la captación de la renta petrolera, con varios dispositivos rentísticos para desacoplar precios locales de internacionales y al mismo tiempo transferir parte de esa captación de valor al sector público y social, evitando una apropiación del excedente del consumidor.

Aunque una síntesis de ambas perspectivas se plantea utópica, las dos vertientes contribuyen a conformar la imagen de los últimos años del mercado del petróleo y gas: políticas espasmódicas entre los extremos de las concepciones de regulación a lo largo del tiempo, decisiones fragmentadas tendientes a resolver restricciones externas y crisis recurrentes bajo ambos modelos.

Estudios recientes (Einstoss, 2020; Farina et al., 2020) van más allá de las discusiones regulatoria y de precios, para las cuales destacan la necesidad de un mercado alineado internacionalmente y productor de saldos exportables para reducir el déficit de la matriz energética. Estos estudios abordan la necesidad de promover inversiones con incentivos claros y una macroeconomía estable que permita el desarrollo de nuevas áreas de recursos, tanto no renovables como renovables.

Algunos puntos en común que surgen de las perspectivas analizadas tienen que ver con las empresas y los precios del sector. En primer lugar, con la regulación normativa acerca de la política de propiedad de las empresas, lo cual sirve de telón de fondo para desenvolver en la práctica políticas más expansivas o restrictivas del rol del Estado. Por otro lado, los dos análisis sugieren focos distintos para el caso del petróleo y del gas en materia de precios. En el caso del petróleo, su característica de bien comercial le permite un nivel más bajo de regulación, sobre todo en el caso del *downstream*, que habilita una mayor alineación de precios locales con precios internacionales. En el caso del gas, al ser un insumo fundamental del servicio público de energía y gas de redes, el derrotero es más sinuoso con una evolución también ecléctica en materia de subsidios.

De este modo se abordará el análisis de los dos elementos regulatorios que determinan en materia normativa y de precios los objetivos de análisis de las dos vertientes que se detallaron: el autoabastecimiento, el alcance de saldos exportables y precios sostenibles, tanto para los consumidores como para las empresas.

## Marco metodológico

El esquema de abordaje metodológico contempla un enfoque de métodos mixtos (Creswell, 2013: 14), en el que métodos cualitativos y cuantitativos se informan mutuamente. A menudo, las “preguntas abiertas” que plantean los primeros permiten interpretar los resultados “cerrados” de los métodos cuantitativos. Asimismo, los datos obtenidos a través de estos últimos requieren de interpretaciones basadas en información de análisis cualitativo. Entonces, se realizará un primer análisis cualitativo que permita explorar normas, documentos y consultas con expertos. Un segundo análisis cuantitativo de información estadística de producción, oferta, exportaciones, precios locales e internacionales, permitirá ver el comportamiento del mercado. Finalmente, un análisis de enfoques mixtos permitirá una comparación de períodos históricos y las causas de algunos resultados en la industria.

La complejidad del mercado requiere de conocer las experiencias de varios actores del ecosistema de petróleo y gas, a la luz de la cual se analizarán e interpretarán los datos oficiales y construidos a través de fuentes públicas.

## Herramientas cualitativas

La metodología cualitativa permite analizar sistemáticamente las interpretaciones de actores clave del entorno regulatorio del sector de petróleo y gas: funcionarios públicos, representantes de empresas privadas e investigadores expertos. Para ello, se llevarán adelante conversaciones informadas que permitan analizar los dos principales ejes de análisis: la regulación normativa que afecta la concentración del mercado y el enfoque de precios. El objetivo será el de identificar y obtener algunas regularidades a lo largo de las conversaciones, así como un espacio abierto para las impresiones del entrevistado. Las categorías propuestas para la consulta tienen que ver con una decisión metodológica que permite abordar el análisis desde distintos ángulos. En primer lugar, desde la gestión pública, que conduce los principales dispositivos regulatorios. En segundo lugar, representantes de empresas que brinden una perspectiva desde la práctica y desde las decisiones de producción. Finalmente, el de centros de estudios y académicos que brinden una perspectiva teórica al análisis del sector.

Dentro del procedimiento cualitativo de la metodología, se llevó adelante un análisis y sistematización documental de la normativa aplicable al sector de petróleo y gas. Aquí se incluyeron y mencionaron más arriba las principales leyes y reglamentaciones que influyen en el mercado.

## Herramientas cuantitativas

La metodología cuantitativa permite un análisis descriptivo del mercado, así como explicaciones que correlacionen variables del sector y de la economía. Para ello, se construyen y llevan adelante bases de datos estadísticas acerca de variables macroeconómicas como la actividad económica, los precios internacionales, el tipo de cambio y variables propias del mercado como reservas, producción, cantidad de empresas, tipo de hidrocarburo.

En todos los casos se utilizan fuentes oficiales, como la Secretaría de Energía de la Nación, el INDEC, el Banco Mundial y el Ministerio de Economía de la Nación. Los precios se toman constantes a 2019 siempre que no se encuentren deflactados de origen. Asimismo, las bases de datos se encuentran construidas por el autor, no utilizando fuentes secundarias para este trabajo.

## Enfoque mixto

Como se mencionó anteriormente, los métodos mixtos permiten informar un conjunto de datos e información con otro conjunto obtenido a partir de técnicas de recolección distintas en un proceso iterativo.

Las estadísticas descriptivas permitirán, en primer lugar, realizar un diagnóstico del mercado y posteriormente obtener correlaciones con otras variables relevantes del mercado o del contexto macroeconómico. Sin embargo, esos resultados deben ponerse en contraste con la percepción de actores clave y hacedores de política pública. En este sentido, no solamente es importante el resultado cuantitativo del mercado en términos de producción, balanza energética o comercial, sino también los objetivos de algunas medidas oficiales o decisiones comerciales de las empresas que permitan interpretar algunas tendencias.

## Mercado y regulación de petróleo y gas en Argentina

El mercado del petróleo y gas en los últimos años se mostró tan espasmódico como la historia de sus políticas regulatorias. Si esto se debió a las políticas locales o a las características propias del mercado – incluido el precio internacional – se analizará en las próximas páginas.

La alternancia de políticas más proteccionistas o de apertura entre 2012 y 2019 no evidencia un impacto significativo en ninguno de los dos productos de la industria en el tramo del *upstream*. El nivel de producción subió y bajó alternadamente, al ritmo irregular de la mayor parte del siglo, con excepción de los períodos de más apertura, como se observó más arriba. Sin embargo, esas políticas sí afectaron la composición del mercado y de sus productos.

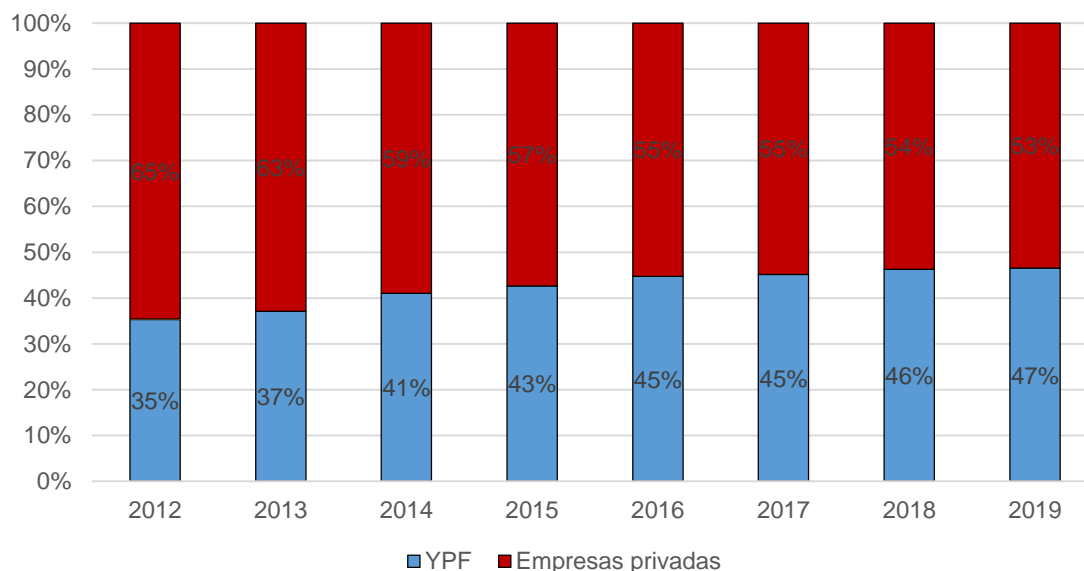
La nacionalización de las acciones de YPF tuvo la manifiesta intención de intervenir el mercado a través de la recuperación de la empresa estatal con los dos principales objetivos de lograr el autoabastecimiento y de aumentar el saldo exportable de hidrocarburos. La decisión coincide con el año de saldo comercial más estrecho – sin contar los años de crisis financiera internacional de 2007 y 2008 que contaron un saldo similar – en torno a los 3.454.000 de metros cúbicos del 2011, que demuestra el punto más bajo de exportaciones de los anteriores 19 años, desde que comenzó el período de privatización. Asimismo, coincide con el quinto año consecutivo de saldo comercial negativo de gas natural, que en 2011 creció negativamente en un 62% respecto del año anterior. La nacionalización también se da en el tercer año consecutivo de saldo comercial negativo en gas de redes, que en 2011 creció negativamente 209% respecto del año anterior. Estos datos explican las motivaciones detrás de la nacionalización, así como evidencian una pérdida de eficiencia en las empresas que tomaban decisiones de producción con base en el modelo privado. Sin embargo, una de las consecuencias principales fue la concentración del mercado debido a esta nueva política de propiedad estatal de las empresas.

### Caracterización del mercado del petróleo

Para el mercado del petróleo, se observan algunos cambios consistentes desde la nacionalización de YPF. Como se indica en el **gráfico 5**, la participación de mercado de la empresa estatal creció sostenidamente. Entre 2012 y 2019 acumula 12% de crecimiento en detrimento de las empresas privadas. Aunque no sea un factor determinante para la dinámica de producción o el establecimiento de precios, comienza a dar una perspectiva del rol de YPF en el mercado del petróleo. Al representar casi la

mitad del mercado, tener una posición dominante y contar con la ventaja de la integración vertical (*upstream* y *downstream*), la empresa es una pieza clave de la política de hidrocarburos y determina en gran medida los objetivos de regulación para el sector.

**Gráfico 5. Participación de mercado en la producción de petróleo en Argentina, 2012-2019**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.*

Aunque no existen barreras formales para la entrada al mercado, los principales obstáculos se encuentran en los costos hundidos de inversión inicial en un yacimiento y el conocimiento del mercado. El Estado, como propietario de una empresa, se encuentra en una situación de ventaja comparativa excepcional para brindar escala y financiamiento a la producción. En este sentido, quienes pueden competir frente a tales condiciones, son en general empresas multinacionales con casas matrices fuertes y establecidas o empresas radicadas en Argentina desde hace varias décadas con operaciones rentables. La Ley favoreció, en términos teóricos y prácticos, la concentración en un mercado que por sus características tiende hacia allí naturalmente, así como a la integración, tanto por la necesidad de hacer más eficiente la cadena de valor como por los costos de ingreso y operación. El factor de tener a la principal empresa del sector, que al mismo tiempo tiene una presencia ampliamente federal y es una de las empleadoras más grandes del país, genera la necesidad de orientar la regulación hacia los intereses de dicha empresa.

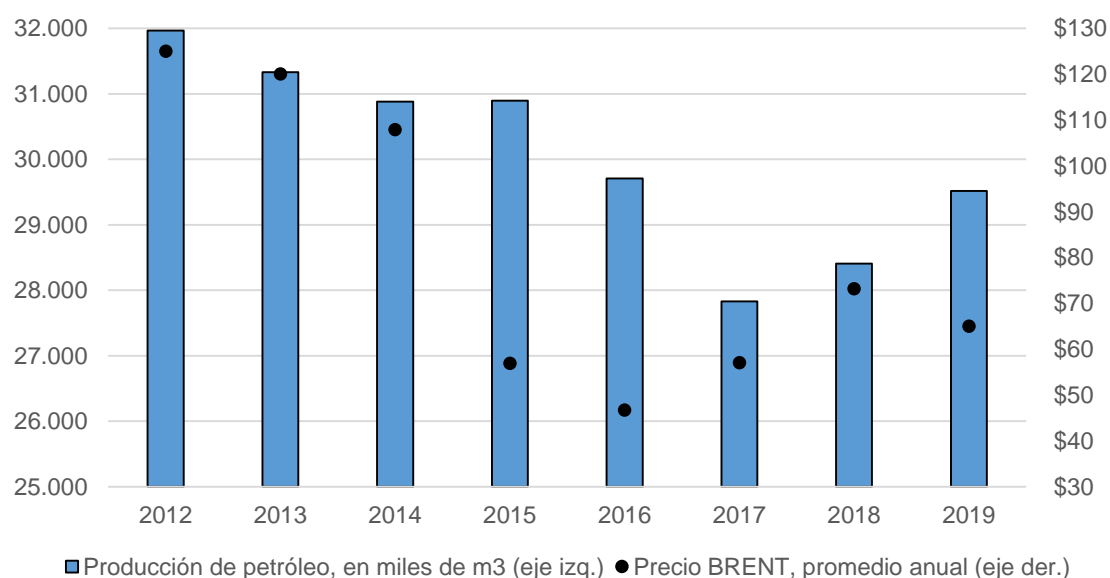
Este contexto y diagnóstico preliminares hablan de un mercado con una fuerte rigidez regulatoria en lo formal y con una marcada presencia del Estado a través de

empresas propias que a menudo operan como árbitros del ecosistema. Estas características proteccionistas, tienden a aislar al mercado local del internacional en materia de precios y comercio.

En términos prácticos, se observa un mayor crecimiento de la participación de mercado entre 2012 y 2015 que entre 2016 y 2019. En el primer período, más allá de la regulación formal, YPF tomó la posta en la explotación de no convencionales, se asoció con Chevron y compró Apache. En el segundo período, se retiró a las posiciones con las que ya contaba y volcó gran parte de sus oportunidades de negocios en energías renovables y unidades de negocio de investigación y desarrollo.

Como se observa en el **gráfico 6**, la producción argentina de petróleo no se demuestra sensible al precio internacional, tomando para este caso el promedio anual del precio Brent (precio europeo de referencia en Argentina) a dólares constantes de diciembre de 2019. Mientras que la oscilación del precio tuvo valores tan negativos como -43% entre enero y diciembre de 2014 y subidas tan significativas como 71% entre enero y diciembre de 2016, la producción no reacciona en consecuencia y mantiene su propia dinámica. Entre 2012 y 2019, el promedio de producción varía 0%, mientras que el acumulado de la variación anual para el mismo período entre enero y diciembre de cada año es de -3%. En términos absolutos, la producción total anual perdió 2.451.000 de metros cúbicos de petróleo punta a punta, con las pérdidas más pronunciadas desde 2016 y un leve repunte en los últimos dos años.

**Gráfico 6. Precio internacional del petróleo y producción en Argentina, 2012-2019**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y U.S. Energy Information Administration. Precios en dólares constantes de 2019.*



Para analizar efectivamente el impacto de la oscilación del precio internacional en la producción local, se verá si los precios locales acompañaron dicho movimiento, así como las medidas de gobierno que puedan haber afectado a la producción, por ejemplo, para sostenerla, a menudo a través de las políticas de precios o subsidios.

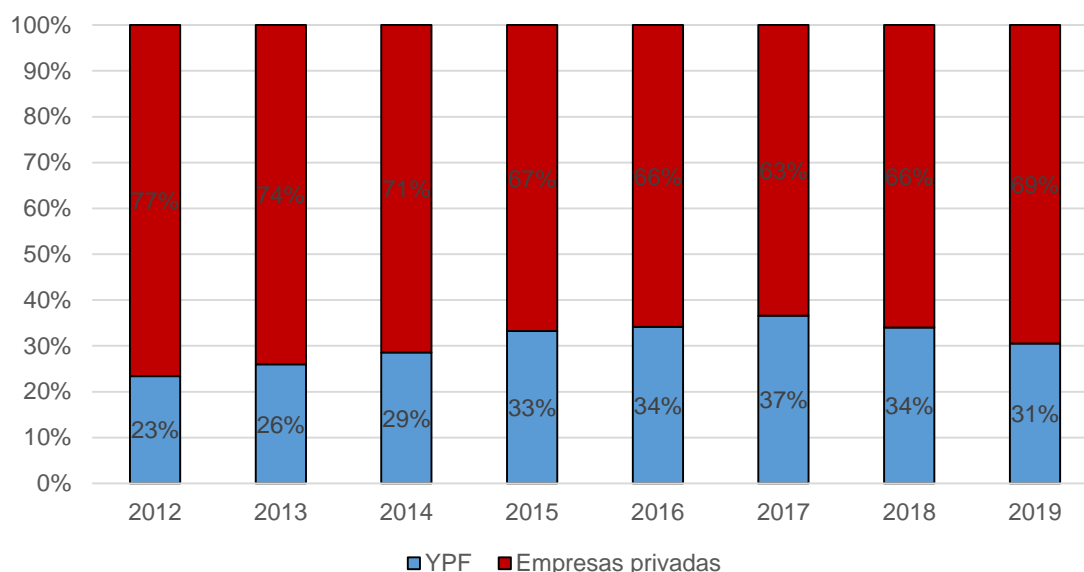
El precio del petróleo en el tramo *upstream* tiene una mayor correlación con el precio internacional. En el caso de las naftas (su principal derivado) también sigue una trayectoria similar, aunque en algunos casos regulada. La lógica comercial de estos productos permite un análisis más despejado de variables como subsidios o planes específicos. Es por eso que se analizará la evolución mensual de precios internacionales del petróleo y precios locales de la nafta en correlación con los niveles de producción.

Las intervenciones regulatorias son menos agresivas que en el caso del gas, permitiendo un juego distinto. Esas intervenciones operan a través de derechos de exportación cuando el precio sobrepasa umbrales de posibilidad de pago local, usualmente en torno a los US\$ 75, y a través de precios sostén cuando el precio cae por debajo de valores que hagan insostenible la producción por la estructura de costos, usualmente debajo de los US\$ 40 y en la presente emergencia, lo cual se verá al final del documento, debajo de los US\$ 20.

## Caracterización del mercado del gas

Como se expuso más arriba, el mercado del gas representa características distintas al del petróleo, aunque esté íntimamente vinculado en la etapa del *upstream*, es decir en la exploración y explotación de yacimientos. Mientras que YPF es una empresa importante, a diferencia del mercado del petróleo, solo ocupa un tercio en el del gas. Como se observa en el **gráfico 7**, entre 2012 y 2019 YPF aumentó 8% su participación de mercado, a un ritmo más irregular que en el caso del petróleo crudo. Este crecimiento toma en cuenta la absorción de Apache a través de la empresa de transición YSUR. El impulso de los yacimientos no convencionales desde 2017 reformuló la dinámica del mercado, en donde YPF retrocede en su posición de producción y pierde 6% en dos años. Además de las nuevas tecnologías requeridas para la extracción de gases, este retroceso coincide con un enfoque de política que a partir de 2017 tiene a YPF como un jugador más sin privilegios manifiestos compitiendo contra empresas locales y multinacionales, así como una reducción de la masa de subsidios. Una de las empresas que aprovecho esta retirada fue Tecpetrol, con el desarrollo del yacimiento de Fortín de Piedra que la llevó a más que duplicar su producción en 2018.

**Gráfico 7. Participación de mercado en la producción de gas natural en Argentina, 2012-2019**

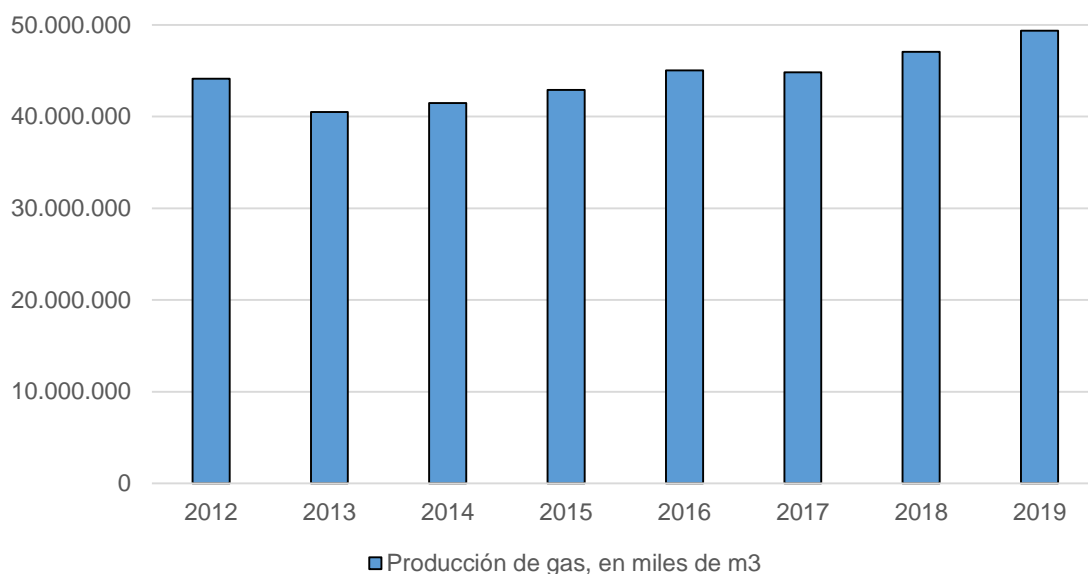


*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.*

Sin embargo, la dinámica de este mercado plantea varios desafíos. Aunque no se da una integración vertical en el caso del gas en términos formales, en términos reales el Estado nuclea varios segmentos del mercado: YPF en la exploración y explotación de yacimientos, IEASA en la importación y distribución y METROGAS en la comercialización a clientes, principalmente domiciliarios con gas de redes.

La atomización del entorno regulatorio de la privatización y sus reformas posteriores, permitieron un dificultoso entramado de entes, instancias comerciales, tarifas especiales y subsidios de incentivo y de compensación de precios internacionales que en parte explican – como se verá – que el gas evidencie en gran medida el déficit de la matriz energética argentina, que depende en más de la mitad del gas natural y de redes. Esto es tanto para la generación eléctrica, el combustible vehicular adaptado, el funcionamiento de las industrias y el consumo doméstico, desagregado en red y garrafas. Estos elementos comienzan a explicar una dinámica distinta para su oferta. En términos de su producción, sigue una línea de tendencia creciente durante los últimos años como se observa en el **gráfico 8**, a pesar de la merma estacional en los primeros meses de cada año.

**Gráfico 8. Producción de gas natural en Argentina, 2012-2019**



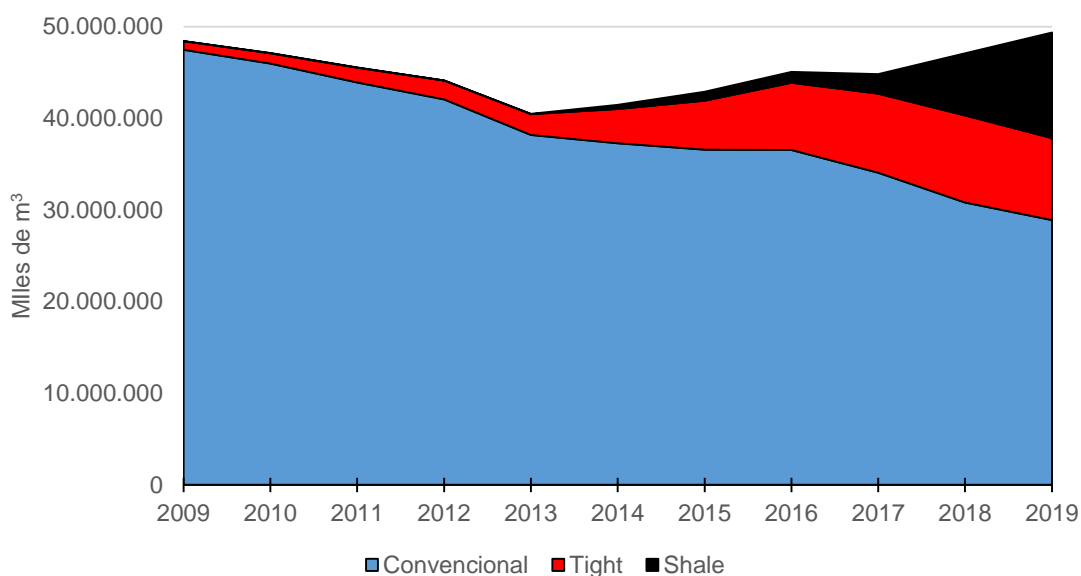
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

La “revolución” de los gases no convencionales en Argentina fue atenuada. Mientras que en el año 2009 comienzan a contabilizarse algunas contribuciones marginales de *tight* y *shale*, es a partir de 2011 que se inicia el primer proyecto formal con tecnología para la extracción de no convencionales. Esta iniciativa fue liderada por la empresa Apache en la provincia de Neuquén. Es en ese año que la contribución del *tight* a la producción total crece más del 40% interanual y la del *shale* más que se triplica, con tendencias exponenciales similares para los años subsiguientes.

Sin embargo, vale la pena la digresión acerca de la dinámica de no convencionales, a los efectos de comprender la incidencia de las políticas de propiedad estatal de las empresas en el entorno de competencia. La explotación del primer yacimiento la realizó la empresa Apache, filial con casa matriz en Estados Unidos. Los dos principales componentes de esta explotación fueron las de asumir el riesgo de la inversión, ya que requiere del procedimiento especial y más profundo en la roca del *fracking*, y contar con conocimiento adquirido en formatos no convencionales de extracción de hidrocarburos. Estos dos componentes son propios de empresas privadas, que están dispuestas a asumir un riesgo financiero para obtener un repago atractivo y además que pueden importar conocimiento desde sus casas matrices en otras geografías. En este sentido, se explica que a más de un año de comenzado el período de propiedad estatal de las acciones de YPF, la empresa adquiriera la filial de Apache, para aprovechar la posición de la empresa en la explotación de no convencionales, puntualmente de *tight*.

Aunque la promesa de estos recursos generó expectativas de un crecimiento exponencial en la producción total, esto no sucedió y la balanza comercial continuó profundizando el saldo negativo en gas natural y de redes. El rol que terminaron jugando los gases no convencionales fue compensatorio de la caída de la producción, como se observa en el **gráfico 9**. Recién en 2019 se recuperaron los niveles de producción total de 2009, una década atrás. En 2014 se revirtió la tendencia de caída interanual en la industria de los siete años previos y en 2016 se recuperaron niveles de producción del 2011. Los no convencionales pasaron de explicar el 2% de la producción en 2009 a explicar el 41% en 2019, sin agregar volúmenes significativos a la producción total. El *shale gas* crece exponencialmente desde 2017, mientras que el *tight* lo hace de forma más lenta pero constante desde 2014.

**Gráfico 9. Evolución de la producción de gas convencional y no convencional en Argentina, 2009-2019**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.*

La mayor competencia y participación de empresas en el mercado de gas puede explicarse en parte debido a su incidencia en la matriz energética argentina. El gas contribuye más de la mitad de la oferta primaria. Esto lo convierte en el recurso más importante para la generación y utilización de energía en Argentina. Como se observó, el mercado del gas tiene un juego comercial más repartido, pero no por eso menos desafiante. En el contexto de un mercado protegido con restricciones para la exportación e incentivos para la comercialización, pero no necesariamente para nuevas inversiones, exploraciones y yacimientos, uno de los resultados esperados es el de un mercado eminentemente local y netamente importador. Por otro lado, desde la desregulación de

los años '90, el mercado del gas cuenta con tarifas en vez que precios para el consumo residencial, comercial e industrial. De este modo, también comienza a explicarse la creciente brecha importadora, a diferencia del mercado del petróleo que mantiene una tendencia exportadora desde 1985, año en el que se reduce la velocidad inflacionaria de los dos años anteriores que habían superado el 600% interanual y se aprecia la moneda con el Austral, de corta existencia.

## Competitividad del mercado de hidrocarburos

La huella de YPF es ineludible y puede rastrearse a lo largo de las etapas de la industria del petróleo y gas. Sin embargo, su peso relativo cambia sustancialmente la composición y la competitividad del mercado, así como el entorno de negocios.

A los efectos de analizar más allá de las dimensiones políticas de YPF y estadísticas de producción, se verá la evolución del Índice Herfindahl-Hirschman (IHH) en las etapas históricas del mercado de hidrocarburos, de modo que se pueda dimensionar el impacto de la política de propiedad estatal a lo largo del tiempo, como principal indicador de la política regulatoria en su enfoque normativo. El IHH permite ver en un continuo el nivel de concentración del mercado según su ubicación dentro de alguno de los tres rangos: hasta un índice de 1.500 puntos es competitivo, hasta un índice de 2.500 la concentración es moderada y hasta 10.000 se encuentra altamente concentrado, en algunos casos en situación de oligopolio o monopolio. El IHH toma el porcentaje de participación de mercado de cada empresa al cuadrado y lo suma para obtener un total, con la siguiente fórmula:

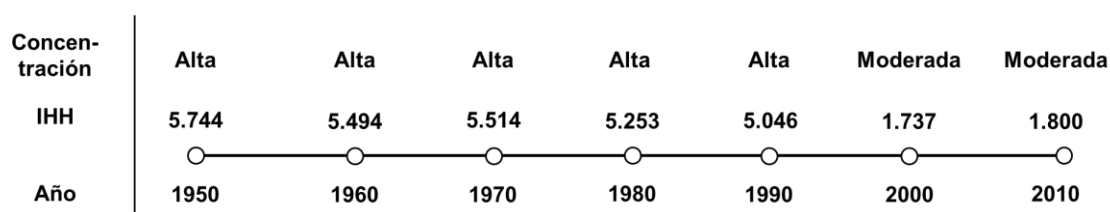
$$\sum_{i=1}^N .S_i^2 = S_1^2 + S_2^2 + S_3^2 + S_4^2 + S_5^2 + \dots$$

A lo largo de los años y las distintas etapas del mercado del petróleo, se confirma el rol preponderante de YPF, el cual se traduce en una concentración alta del mercado. Como se observa en el **gráfico 10**, que detalla el IHH al inicio de cada década, los dos hitos que marcaron un mayor nivel de competencia en el mercado son los que coinciden con aumentos relativos y significativos en la producción: la década de 1960 a partir de los contratos de concesión y la década de 1990 con las privatizaciones. En este último caso, el IHH demuestra por primera vez un mercado moderadamente competitivo y coincide con el período en el que se reflejan precios internacionales a nivel local, así como un pico en la producción y un aumento interanual sostenido.

Aunque el Índice no demuestra un cambio abrupto en la competencia del mercado en los '60, esto se debe a una decisión metodológica y práctica de tomar los contratos como una unidad. A nivel metodológico, se toma de esa manera ya que las

condiciones son similares y arbitradas por YPF y la Nación. A nivel práctico, por motivos similares, los Anuarios de combustibles registran en esos años los contratos agrupados bajo la misma línea de cantidad ofertada, por lo que es difícil distinguir ese universo de análisis. Aún a pesar de esta salvedad, el mercado se desconcentra levemente y aumenta su cantidad ofrecida, por lo cual el efecto de los contratos no es inocuo. Como se ve en el cálculo a partir de los '90, más allá de que la posición dominante de YPF se traslada al modelo privado, el mercado se demuestra más fragmentado y competitivo.

**Gráfico 10. Evolución del IHH al inicio de cada década en la industria del petróleo, 1950-2010**

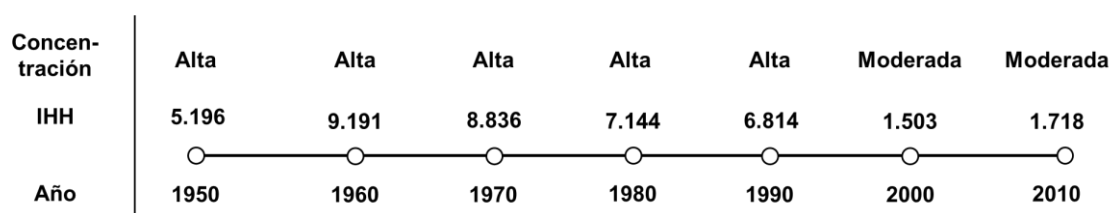


*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.*

La industria del gas presenta una situación distinta en la etapa de *upstream*. Con la presencia de Gas del Estado como jugador principal, la concentración llega casi a la situación de monopolio en la década de 1960 y sólo se desanuda a partir de la privatización de la década de 1990, con resultados adversos para los consumidores más vulnerables, como se señaló más arriba en el apartado teórico. Como se observa en el **gráfico 11**, la industria del gas tuvo un avance gradual hacia una situación de competencia moderada al ritmo de su crecimiento en la matriz energética. La desintegración vertical contribuyó a fragmentar el mercado y hacer mayormente sostenible la situación de competencia y evitar la concentración. Sin embargo, en la práctica y con el tiempo, el mercado llevó a una convergencia de integración que se consolidó en etapas posteriores.

Este fenómeno se debe en parte a la fuerte integración vertical formal de ese mercado, que solo fue desarmada con la desregulación de los '90 con escasos grados de supervisión y control estatal. Desde 2004, el Estado fue adquiriendo empresas y posiciones que lo ubican a lo largo de la cadena de valor, logrando una escala y una integración vertical en la práctica, aunque no en lo formal.

**Gráfico 11. Evolución del IHH al inicio de cada década en la industria del gas natural, 1950-2010**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.*

Como se analizará más adelante, el registro de regulación normativa tiende a saltarse con varios mecanismos de propiedad estatal en la práctica y en el esquema tarifario. Estos son algunos elementos que contribuyen a un mercado de gas complejo que no alcanzó las expectativas de autoabastecimiento pleno en ninguna de las etapas históricas y, consecuentemente, nunca obtuvo un saldo exportable que permita reducir la brecha que históricamente afecta el intercambio comercial de la industria.

### Determinantes de la producción del petróleo

La producción no se determina solamente por la política de propiedad de las empresas y los yacimientos, sino que existen varias condiciones comerciales, internacionales y factores diversos que afectan el desarrollo del mercado de petróleo y gas. El análisis comenzará por ver variables exógenas y endógenas al mercado del petróleo, para ver la sensibilidad de la producción expuesta a esas variables.

Para comenzar a ver los efectos de variables exógenas en la producción de ambos hidrocarburos, se utilizó como variable proxy de la demanda el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) medido por el INDEC. En su serie desestacionalizada con base en el 2004 comparada con los niveles de producción entre 2012 y 2019, se observa una relación inversa entre los volúmenes de producción y la expansión del Estimador (ver **anexo 1**). Este movimiento contraintuitivo de la oferta de petróleo lleva a poner especial foco en el componente de precios, para comprender el comportamiento de los resultados de producción frente a una variable central en cualquier mercado, lo cual se verá a continuación.

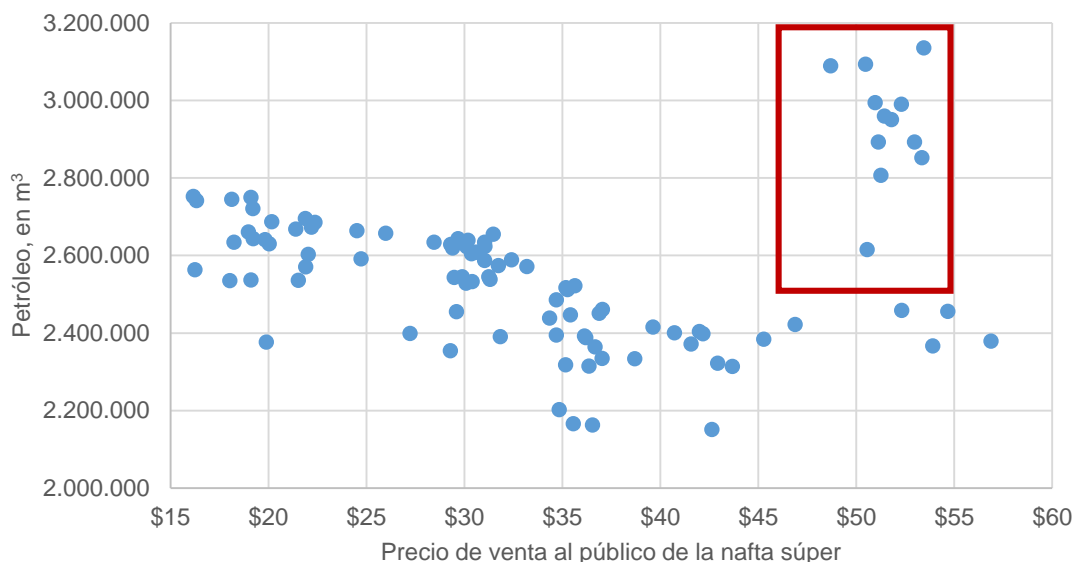
Por otro lado, se analizó como proxy de la oferta el precio del petróleo Brent. Este precio internacional, a primera vista, debería influir en las decisiones o volúmenes de producción, ya que su variabilidad contribuye a los márgenes de ganancia de las exportaciones. Sin embargo, la producción de petróleo en una serie mensual desde 2012 hasta 2019, no se demuestra sensible al precio del Brent en una serie constante

a precios de 2019 (ver **anexo 2**). Este elemento también se demuestra contraintuitivo, ya que no se evidencia una tendencia clara como en el caso del EMAE. Frente al precio, hay varios niveles de producción distintos sin una relación directa o inversa respecto de los precios más altos o bajos. Un primer análisis de este resultado evidencia un mercado poco integrado a la dinámica del comercio internacional y relativamente aislado de las variaciones de dicho precio, lo cual se explica en parte por los derechos de exportación y precios sostén que se alternan alrededor de los precios de referencia comentados más arriba.

Estos resultados, lejos de desanimar la investigación, ponen especial foco y énfasis en variables endógenas del mercado, por lo que se avanzará en la sistematización y análisis de precios, subsidios y niveles de concentración de empresas.

Por un lado, se analiza la correlación entre la producción mensual de petróleo y el precio de la nafta super de venta al público en el surtidor, como uno de los principales productos derivados del petróleo y de uso en el mercado interno. Esta primera correlación en pesos constantes del 2019 arroja una relación inversamente proporcional como se observa en el **gráfico 12**, excepto en el tramo que va de los \$48 a los \$53 (ver recuadro en rojo). Este período, coincide con el de relativa apertura y competencia que va de septiembre de 2018 a diciembre de 2019.

**Gráfico 12. Relación entre la producción mensual de petróleo y el precio de venta al público de la nafta súper en pesos, 2012-2019**



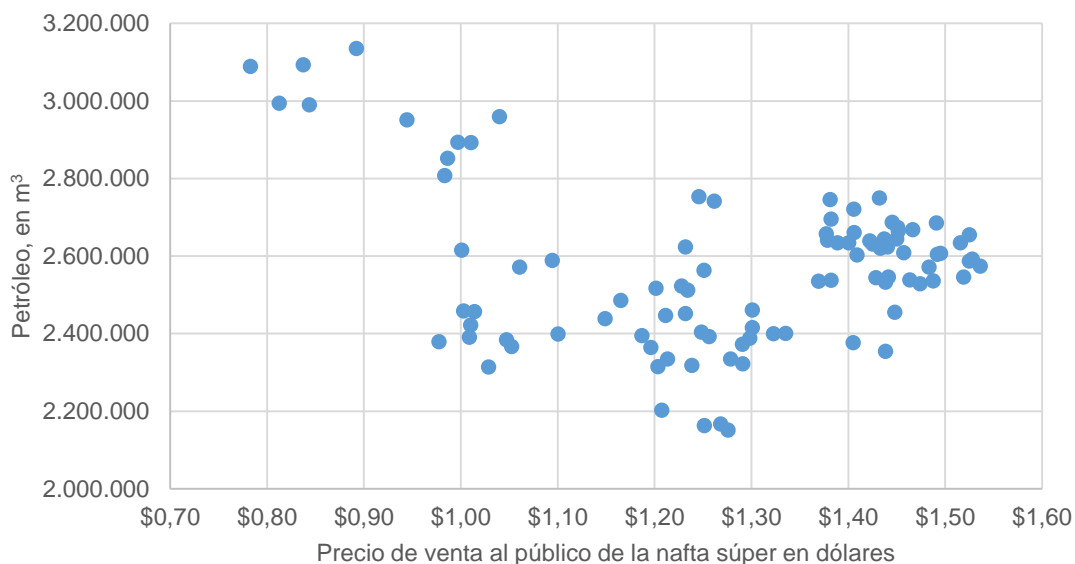
*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.  
Precios a pesos constantes de diciembre de 2019.*



Sin embargo, para llevar adelante una comparación más precisa que limite el análisis a los precios y despeje dudas de otros factores como las devaluaciones y la inflación acumulada, se convierte el precio de la nafta al tipo de cambio oficial promedio en dólares de cada mes según datos del BCRA. Es así como se observa en el **gráfico 13**, que la producción se ubica en sus niveles más altos cuando el precio se ubica en valores más bajos. Los consumidores y la mayoría de las empresas del sector son tomadoras de precios, detrás de YPF que suele alinear sus aumentos y precios de surtidor con las expectativas y evolución del plan económico de cada gobierno.

En general, el promedio de precios de gasolina o nafta en Estados Unidos y el mundo se ubica en torno a US\$ 1 en los últimos años. Es por debajo de ese precio que en Argentina se produce más petróleo. Cabe notar por otro lado, que este comportamiento es inverso a la ley de la oferta, que vincula un aumento de precios a un aumento de las cantidades ofrecidas de un bien. En el caso del petróleo, en correlación con el precio de la nafta, se observa una identidad del comportamiento de la oferta con el de la demanda. Es decir, se observa un comportamiento típicamente asociado con la demanda: aumentar las cantidades demandadas frente a una disminución del precio. En términos teóricos, la oferta se desplaza hacia la derecha frente a una disminución del precio, ofreciendo más cantidad.

**Gráfico 13. Relación entre la producción mensual de petróleo y el precio de venta al público de la nafta súper en dólares, 2012-2019**

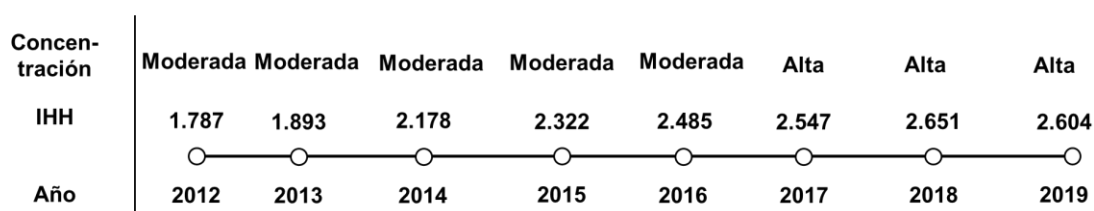


*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación. Precios convertidos a dólares oficiales del BCRA constantes de diciembre de 2019.*

Este comportamiento inverso de la oferta puede atribuirse a dos elementos. En primer lugar, a las características propias del mercado que tiene como prioridad el abastecimiento interno. Pero, por otro lado, también a uno de los elementos que Parkin y Loría (2010: 66) señalan como posibles variables intervinientes frente a una falla de la ley de oferta. Este elemento es el número de proveedores.

En este sentido, retomar un análisis del IHH es fundamental para ver cómo avanzó el mercado desde la nacionalización de YPF. Como se observa en el **gráfico 14**, ganó 817 puntos entre 2012 y 2019, pasando de una concentración moderada con un juego relativamente repartido hacia una concentración alta con cada vez menos jugadores significativos. El mercado de hidrocarburos y dentro de él el de petróleo es naturalmente concentrado, debido a los costos de las inversiones y la escala de las operaciones. Sin embargo, en este período, el rol de YPF y el peso de la empresa contribuyeron a la concentración del mercado. El efecto no es necesariamente determinante, ya que ubica al mercado en los umbrales de la concentración alta, sin llegar a niveles cercanos al monopolio y ubicándose por mucho lejos de niveles históricos que sobrepasaron los 5.000 puntos del IHH. Sin embargo, la reconfiguración del mercado desde la renacionalización sí otorga a YPF un rol de árbitro importante en la industria.

**Gráfico 14. Evolución del IHH en la industria del petróleo, 2012-2019**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.*

Desde la Ley 17.319, en su artículo 6º, el precio se ata al esquema de costos de la empresa estatal. Asimismo, la evolución de su participación de mercado hacia un 47% la convierte en un actor determinante del mercado. En este sentido, YPF es más que una empresa testigo y custodio del bien estratégico de la energía, es al mismo tiempo una válvula para la determinación de precios en el *downstream* y de los volúmenes de producción. Aunque los más de 100 años de historia del mercado de hidrocarburos indican la necesidad de contar con YPF como actor estatal en las operaciones, como elemento dinamizador del mercado por la escala de los recursos estatales – léase reglamentarios, financieros o comerciales – y, finalmente, como acervo de conocimiento

técnico, es importante destacar que la evidencia conduce a cuidar que su rol dominante no pase a ser abusivo y que el cuidado de la soberanía energética traducida en un autoabastecimiento del mercado no impidan al mismo tiempo aumentar el saldo exportable de crudo para contribuir a una balanza de pagos superavitaria.

Este delicado equilibrio de precios y concentración en el mercado con un saldo exportador sostenido por más de treinta años se encuentra con un esquema intrincado de subsidios y retenciones. Como se verá, el mercado del gas agrega dinero al sistema por medio de transferencias económicas, pero el mercado del petróleo también tiene dispositivos que agregan dinero al sistema y que lo retiran.

Desde el 2002 que los derechos de exportación buscan apropiarse desde el Estado parte de las divisas de los bienes exportables, con el doble propósito de nutrir las reservas internacionales de dólares y al mismo tiempo desacoplar los precios locales de los internacionales, haciendo estos más caros. Para productos como los agrícolas y, en este caso, el petróleo, que tienen saldos exportables significativos, esta alternativa parece en principio sostenible. Sin embargo, retira volúmenes importantes de dinero del mercado. Como se observa en la **tabla 2**, dentro del período analizado, las retenciones alcanzaron casi US\$ 1.000 millones, a valores constantes de 2019. La reducción de las alícuotas en años recientes (para el período 2016-2019, pero con una baja inicial en 2015) se demuestra positiva para la recuperación gradual de un saldo comercial más amplio. Con excepción de un modesto 2017 en el saldo comercial y los términos de intercambio, en aquellos años se recuperó parte del camino perdido desde 2010, cuando se exportaron más de 5.000.000 de metros cúbicos.

**Tabla 2. Subsidios y retenciones al petróleo en Argentina, 2012-2019**

| <b>Subsidios</b> |                                |                                   |                                |
|------------------|--------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| <b>Año</b>       | <b>Productores de petróleo</b> | <b>Petróleo y Refinación Plus</b> | <b>Derechos de Exportación</b> |
| <b>2012</b>      | \$1.404                        | 0                                 | \$-929                         |
| <b>2013</b>      | \$624                          | 0                                 | \$-536                         |
| <b>2014</b>      | \$23                           | \$223                             | \$-384                         |
| <b>2015</b>      | \$11                           | 0                                 | \$-6                           |
| <b>2016</b>      | 0                              | \$18                              | 0                              |
| <b>2017</b>      | \$5                            | \$78                              | 0                              |
| <b>2018</b>      | 0                              | 0                                 | \$-120                         |
| <b>2019</b>      | \$1                            | 0                                 | \$-102*                        |

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de Presupuesto Abierto para subsidios y Einstoss (2020) para Derechos de Exportación. Precios en millones de dólares constantes de 2019.*

*\*Estimación propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y alícuota vigente.*

Asimismo, hasta el 2017, se volcaban tantos fondos al mercado como se retiraban vía derechos de exportación. Por un lado, el subsidio a productores de petróleo en virtud del decreto 652 del 2002 compensa el precio a quienes proveen crudo al *downstream* para el correcto suministro de refinación y naftas. Aunque estas transferencias económicas para gastos corrientes se fueron extinguiendo en los últimos años, contribuyeron – por su volumen y destino – a interferir en la aplicación de precios internacionales y en ajustar la estructura de costos a los mismos.

Por otro lado, los programas Petróleo y Refinación Plus desde 2008 que otorgaban créditos fiscales por una mejora de los objetivos de producción e inversión, fueron exiguos y no lograron un impacto directo, como sí lo hizo y se verá más adelante, el período de precios internacionales para la posición exportadora en petróleo y la Resolución 46 para la producción de gases no convencionales. Ambos programas formaban parte de una iniciativa más amplia, junto con la “argentinización” de las acciones de YPF desde ese mismo año a través del Grupo Petersen, que buscaba contener la caída en los volúmenes de producción y saldos exportables del mercado local.

Otra de las políticas compensatorias, como contracara de las retenciones, fue el “barril criollo”, es decir un precio local del petróleo crudo desacoplado de los precios internacionales, que entre 2014 y 2017 ofrecieron precios sustancialmente más bajos que en el mercado local. Aunque estas medidas tuvieron la intención de sostener la producción, cubrir costos locales e incentivar la producción, finalmente generaron una apropiación del excedente del consumidor por precios hasta 40% más altos en dólares en 2015. Por otro lado, varios estudios analizan la declinación y agotamiento de pozos (Einstoss, 2020; Farina et al., 2020) lo cual indica poca efectividad en las medidas de subsidios como incentivo a la inversión en infraestructura y exploración.

## Determinantes de la producción del gas

Como para el caso del petróleo, el gas natural requiere de un análisis complementario del de competencia. Sin embargo, el principal producto comercial de esta industria es el gas para consumo residencial y otros de consumo doméstico o local que lo hacen un bien estratégico para el desarrollo del país, pero también para el bienestar general.

Como se vio más arriba, el gas natural fue objeto de desregulación en la etapa de privatización. Luego de una posición casi monopólica en las décadas anteriores, la ley de privatización prescribe mantener las tarifas, pero acercarlas a los precios internacionales. Al mismo tiempo, se mantienen algunos elementos proteccionistas

como son los de autorizar de forma irrestricta la importación, pero requerir un permiso para exportar. Esto se debe a la posición netamente importadora de la Argentina en materia gasífera.

El contexto socio económico a partir de la siguiente década complejiza el escenario. En los años 2001 y 2002 el PBI cae 4% y 11% respectivamente. El nivel de pobreza se movió de 32,7% a 49,7% y el de indigencia de 10,3% a 24,7% de la población (Rapoport, 2010). La salida de la convertibilidad y la devaluación hacen inviable alinear precios locales con internacionales. Es a partir del año 2002 que con la emergencia económica se congelan las tarifas durante quince años. Esto condujo a un camino creciente de subsidios que asumen algunas características particulares.

En primer lugar, estas medidas condujeron a reducir la carga de una tarifa en dólares sobre los consumidores, de modo que fuera viable la distribución y comercialización de gas de redes y garrafas para una población – como se observó – crecientemente vulnerable.

En segundo lugar, los subsidios se implementaron sobre la oferta, llevando un alivio tarifario a toda la población, con atenuantes menores y en algunos casos optativos en los últimos cinco años del período para el gas de consumidores residenciales de altos ingresos.

En tercer lugar, la duración de las medidas por una década y media condujo a una situación por la que en 2016 la composición de subsidios de la tarifa era de hasta 81%, según datos oficiales.

Este panorama explica que en 2017, por una decisión de política fiscal, se aprovechara el fin del período de emergencia para instrumentar una renegociación de las tarifas y los precios del gas. Las tarifas tuvieron un aumento en pesos de 1.487% en la factura residencial promedio entre 2016 y 2019 y de 4.382% en la factura PYME promedio para el mismo período, excediendo los valores de la inflación y la devaluación. El precio del BTU (unidad de medida para la energía térmica, medida en millones) tuvo una trayectoria similar en dólares, teniendo aumentos del 142% y de 1.480% para los mismos segmentos en los mismos períodos. Estos valores llevaron el precio que se paga por el gas en el pozo a una convergencia con precios internacionales una vez más, ya que entre 2016 y 2019 el precio internacional también osciló entre los 2 y los US\$ 4.

Al estar atado a un esquema de tarifas y ser netamente importador, el mercado del gas es altamente dependiente de transferencias económicas para gastos corrientes,

es decir subsidios. Estos apuntan principalmente a incentivar la producción y cubrir la diferencia entre los costos y los precios.

En primer lugar, se identifican los subsidios para IEASA, empresa estatal que sostiene contratos para la importación de gas. Este flujo de fondos al mercado apunta a contribuir al abastecimiento de gas, sobre todo entre marzo y noviembre, los meses de alta demanda. Esta medida, aunque resuelve el problema del abastecimiento, encarece el producto en el mercado interno y destina recursos a una modalidad no productiva. Durante los últimos años, se intentó racionalizar este mecanismo. Como se observa más adelante, pasó de representar el 92% de los subsidios en gas en el 2012 al 52% en 2019, pasando por su punto más bajo del 24% en 2016. En los últimos años, Argentina resolvió parcialmente la brecha importadora a fuerza de precios internacionales y uso eficiente de la energía, sin embargo las transferencias a IEASA vuelven a tomar un rumbo ascendente.

Una política complementaria de las importaciones es el Plan Gas. Desde su implementación en 2013, volcó una gran cantidad de recursos a las empresas, buscando compensar los costos con un precio de pozo a nivel de precios internacionales que por un lado motiven la explotación de pozos existentes, la exploración de nuevos pozos y un incremento de la cantidad total ofrecida. Entre 2013 y 2017, ofreció un influjo anual de entre US\$ 1.000 y US\$ 1.500 millones, pasando por un pico de US\$ 3.000 millones en 2016, cuando representó el 68% de los subsidios a la industria. Durante los últimos años del período se reduce su protagonismo, ya que por sí solo no demostró lograr los objetivos planteados.

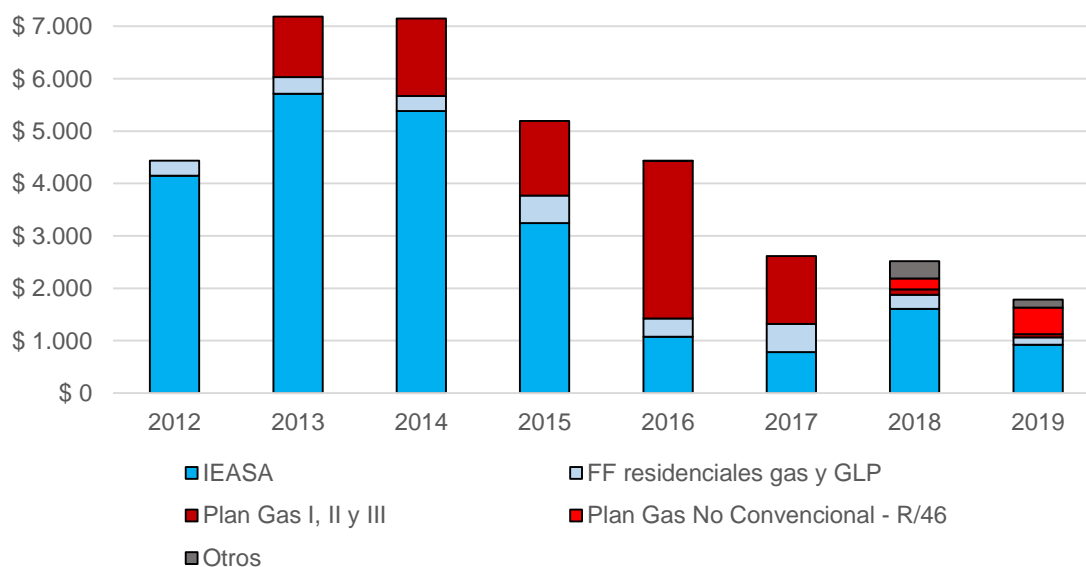
A partir de la experiencia de precio de compensación del Plan Gas, en el 2017 se promulga la Resolución 46 de gas no convencional, por la que crea un plan focalizado para esos hidrocarburos. En 2018 otorga US\$ 203 millones y en 2019 US\$ 508 millones, representando el 8% y 28% de la masa de subsidios al gas, respectivamente. Aunque el *tight* crece solo 4% de 2017 a 2019, el *shale*, lo hace en 439% en el mismo período. Entre otros factores, la promesa de un precio competitivo con el mecanismo de la Resolución 46, permitió incrementar la producción horizontal, pero también contribuir al objetivo de autoabastecimiento y aumento de la producción total.

Como se observa, los subsidios detallados hasta aquí vuelcan transferencias a la oferta, tanto para la importación como para la producción, en un mercado con serias dificultades de cobertura en los meses de otoño e invierno. Sin embargo, otro de los dispositivos regulatorios sostenidos por más de quince años desde el 2002 son los Fondos Fiduciarios para gas y gas licuado de petróleo (GLP). Este mecanismo

regulatorio para sostener precios de las tarifas crea un mecanismo complejo de subsidios con los productores y distribuidoras como agentes de percepción y las fraccionadoras y distribuidoras a su vez como objeto de las transferencias para usuarios subsidiados. Este mecanismo se mantiene estable durante el período oscilando entre un 4 y 10% de la masa de subsidios, con la excepción de 2017 que representa un 20%. Esto se debe a la reducción del resto de las transferencias, ya que en términos nominales se ubica en US\$ 532 millones, un monto dentro de los parámetros de los años anteriores. Aunque estos Fondos apuntan al subsidio de los usuarios, al no presentar criterios de focalización para las transferencias corrientes, operan en la práctica como un subsidio a la oferta con escasa precisión para la población más vulnerable. Por un lado, alcanza a muchos de ellos, pero también puede contribuir a subsidiar a usuarios que pueden pagar tarifas a precios de mercado sin subsidios.

Luego de este análisis, se puede observar que el impacto fiscal de estas políticas de subsidios es significativo. Como detalla el **gráfico 15**, la masa de subsidios en dólares comienza un camino descendente desde el año 2015. Es a partir de la extinción de la emergencia que los subsidios se reducen de cerca de US\$ 4.400 millones en 2016 a poco más de US\$ 2.600 millones al año siguiente, casi la mitad. Para 2018 se reducirá en US\$ 100 millones y para 2019 en otros US\$ 800 millones.

**Gráfico 15. Evolución de los subsidios al gas en Argentina, 2012-2019**

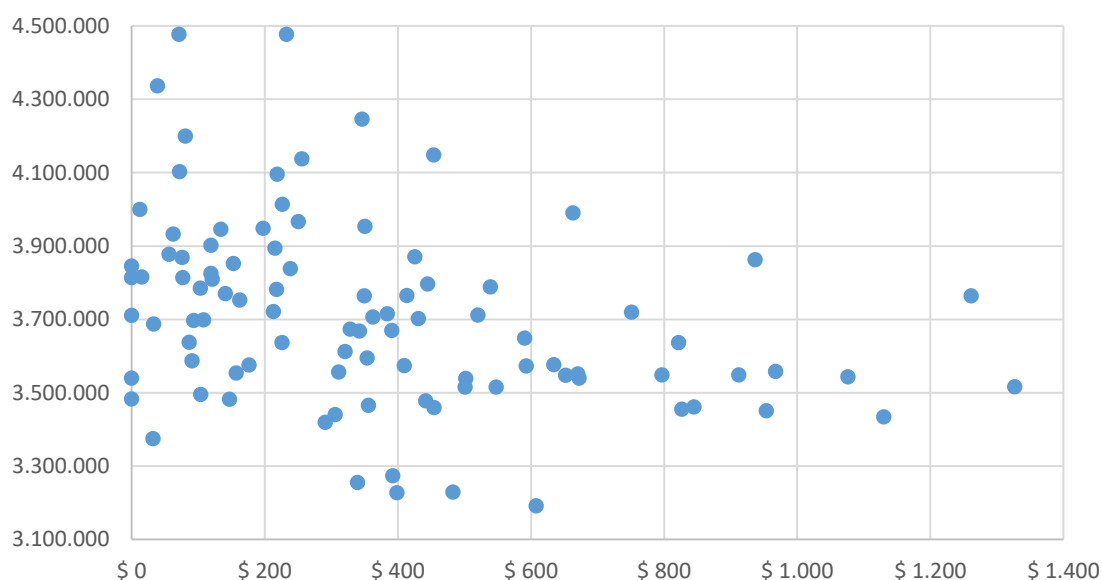


*Fuente: Elaboración propia en base a datos de Presupuesto Abierto.*

*Precios en dólares constantes de 2019.*

Es así como el aporte de subsidios a la tarifa de gas se reduce prácticamente a cero. La producción reacciona positivamente: mientras menos subsidios, más producción, como se observa en el **gráfico 16**. Mientras el precio local tiende a alinearse con el internacional, más parece ser la cantidad total ofertada. La masa total de subsidios, incluidas las transferencias a IEASA, tiene un peso específico inverso sobre la oferta generando condiciones para la distribución y abastecimiento del mercado, pero no para la producción, lo cual deja un espacio de baja eficiencia con precios más altos y una necesidad mayor de subsidios. Sin embargo, la aclaración de cantidad total ofertada merece una explicación detallada que aporte algunas variables que intervienen en este escenario.

**Gráfico 16. Relación entre la producción mensual de gas y los subsidios, 2012-2019**



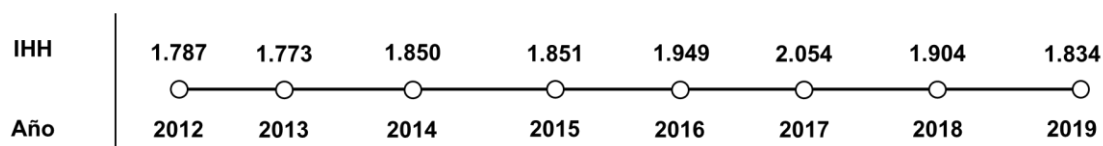
*Fuente: Elaboración propia en base a datos de Presupuesto Abierto y Secretaría de Energía de la Nación. Precios convertidos a dólares oficiales del BCRA constantes de diciembre de 2019.*

En primer lugar, es desde 2017 que los gases no convencionales hacen una fuerte contribución a la producción total. Un camino incremental de aprendizaje técnico e inversión en infraestructura comienza a dar sus primeros resultados significativos en ese año, coincidentemente con la reducción de subsidios. Sin embargo, la producción de gas convencional continúa en declive, por lo que es difícil considerar solamente la quita de subsidios como factor determinante cuando los no convencionales llegan a explicar el 41% del gas producido. Las políticas de gobierno acompañaron este crecimiento con la Resolución 46, como se observó más arriba, que ocupó crecientemente un rol protagónico en las transferencias económicas.



En segundo lugar, el grado de concentración en el mercado del gas no es tan cambiante como en el del petróleo. Como se observa en el **gráfico 17**, el IHH no supera niveles que lo lleven más allá de un mercado moderadamente concentrado, manteniendo la lógica de un mercado que, como se dijo más arriba, tiende a tener algún grado de concentración. Pero también se observa en 2018 y 2019 un descenso del Índice, que lo llevan a valores que no se observaban hasta antes de 2014 en los primeros años de la nacionalización. Entre los factores que contribuyen a este fenómeno está el de la producción de no convencionales, pero también un rol más aplacado para YPF. Para 2019, Tecpetrol superaba a YPF en producción de *shale*, con el desarrollo de Fortín de Piedra como punta de lanza.

**Gráfico 17. Evolución del IHH en la industria del gas natural, 2012-2019**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.*

Como puede verse, el rol que se otorga en la práctica a la política de propiedad estatal es igual de importante que en su dimensión normativa o formal. Entonces, un rol atenuado de YPF deja espacio para que otras empresas absorban gran parte del mercado, lo cual explica la reducción de la participación de mercado de la empresa estatal en los dos últimos años del período. Sin embargo, no puede dejar de mencionarse un último elemento que opera como incentivo para la expansión de la cantidad ofertada, pero también para el ingreso de más jugadores dispuestos a asumir riesgos y aportar conocimiento. Este elemento es el crecimiento del gas en la matriz energética, que ya ocupa poco más de la mitad por tratarse de un combustible más limpio que los principales derivados del crudo, pero también más barato y fácil de transportar y comercializar. Es decir, que un esquema de precios atractivo y un entorno de negocios razonable, puede llevar al mercado del gas a una situación similar a la del petróleo con el alcance del autoabastecimiento y la producción de un saldo exportable. Sin embargo, este último punto requiere del desarrollo de redes logísticas, navales y de gasoductos más sofisticadas de las que dispone Argentina hoy con sus vecinos.

En el siguiente apartado se abordarán algunos desafíos de las balanzas comerciales de petróleo y gas, así como un análisis transversal de las etapas históricas a la luz de los datos y la información obtenidas.

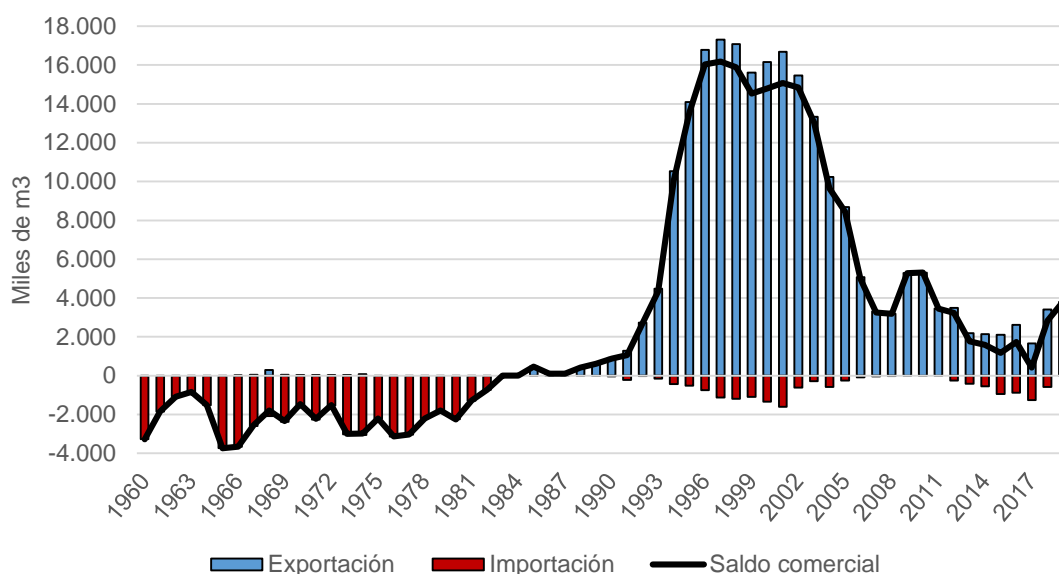
## Avances y retrocesos de una política regulatoria fragmentada

Durante los apartados anteriores, se analizaron los enfoques de política de propiedad estatal y la dinámica de precios. En ambos casos, la intervención estatal funciona para proteger a los consumidores y la desregulación tiende a beneficiar a las empresas privadas y la competencia, dos resultados deseables para el abastecimiento del mercado interno y para aportar dinamismo al mercado y los productos que comercializa. Sin embargo, otra dimensión afectada por estas políticas es la balanza comercial. Como se mencionaba al comienzo del documento, la contribución del saldo exportable, tanto de petróleo como de gas, en Argentina puede ser significativa. Es por esto, que vale la pena ver cómo se comportó el saldo comercial neto durante los últimos años.

Como se observa en el **gráfico 18**, Argentina fue netamente importador de petróleo durante más de 25 años, período en el cual se utilizaba ese hidrocarburo para producir principalmente naftas comunes, diésel e industriales. En ese período, la matriz energética se sofisticó y dejó atrás combustibles más primitivos, como el carbón y la leña, para pasar a depender en mayor medida del petróleo. Sin embargo, aunque el período de apertura de finales de los años '50 contribuyó a la producción total, es recién a partir de 1985 que el saldo cambia a netamente exportador. Esta tendencia asume una curva exponencial desde el período de la privatización de principios de los años '90. A partir de allí el mercado logra cobrar una dimensión mayor y producir un saldo exportador que en mayor o menor medida se sostiene hasta el día de hoy. Es justamente la pérdida de eficiencia del período privado y la reducción del saldo exportable lo que conduce, entre otras cosas, a la nacionalización de las acciones de YPF en 2012. Desde entonces, la tendencia no logró revertirse a pesar de contar con un potencial importante en materia de pozos y reservas.

El efecto de las políticas de “barril criollo” y de derechos de exportación desde 2002, se suma a la pérdida de eficiencia del período privado, reduciendo periódicamente el saldo exportable. Además del crecimiento económico que demanda más uso local del crudo, aquellos mecanismos intermedios entre el precio local e internacional hacen cada vez menos atractiva la exportación.

Gráfico 18. Balanza comercial de petróleo, 1960-2019



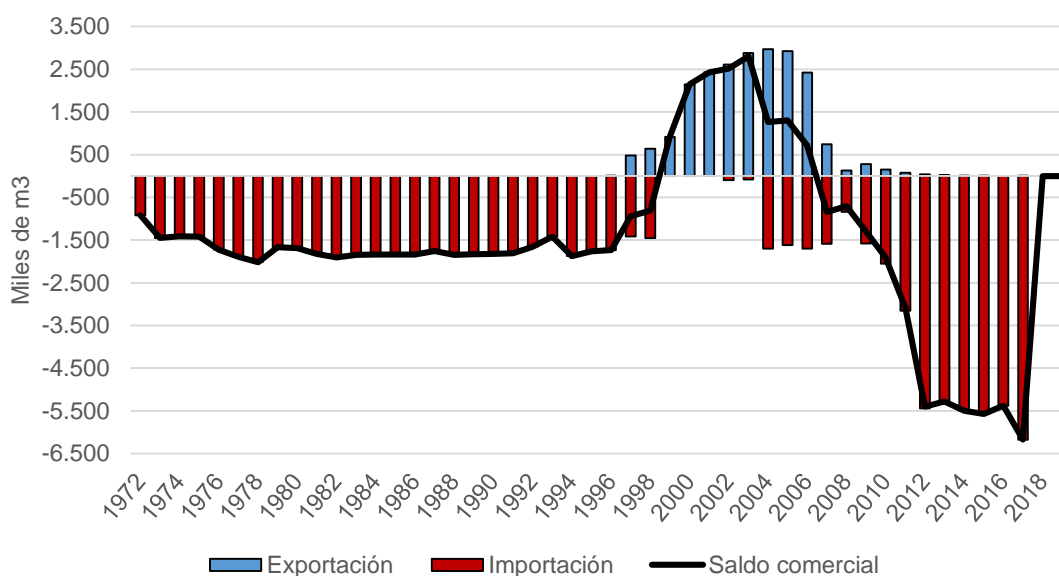
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Otro elemento que contribuyó a esta posición exportadora es la reducción del petróleo en la matriz energética en los últimos treinta años, donde pasó de ocupar la mitad de los recursos a solo un tercio. El espacio en la matriz lo ganó un recurso de menor costo y menor contaminación ambiental como es el gas natural.

A pesar de ser un mercado íntimamente relacionado por la característica de los pozos, yacimientos y formaciones geológicas, el caso de la balanza comercial de gas plantea un doble desafío bien distinto. En primer lugar, como detalla el **gráfico 19**, el saldo neto positivo tiene un período más reducido que va desde 1999 hasta 2006. Desde el año 1972 a partir del que se tienen registros, la balanza comercial de gas natural de Argentina es prácticamente importadora. La curva negativa que comienza en 2007 llega a quintuplicar los valores de importación de los años '90 y décadas anteriores. Es recién en el año 2018, a fuerza de una devaluación del 95% y una liberación del precio de las tarifas, que se cierra la brecha y no se registran exportaciones ni importaciones.

Es así como la Argentina es eminentemente importadora de gas, al ritmo de dos principales fenómenos que no le permiten salir de dicha trampa: en primer lugar, la dinámica creciente de dependencia del gas natural que evidencia la matriz energética y, en segundo lugar, el rol exiguo que vienen cumpliendo los gases no convencionales que solamente compensan la caída de la producción de gas natural convencional.

**Gráfico 19. Balanza comercial de gas natural, 1972-2019**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Como se observa, la balanza no logra equilibrarse sino por *shocks* de política macroeconómica o fiscal. Sin embargo, es aquí donde se abre el segundo desafío, vinculado al consumo residencial y comercial que es el de gas de redes. La dinámica de estas importaciones asume una tendencia similar a la del gas natural, tomando un saldo neto negativo desde 2009 y drenando a la economía de dólares en forma cada vez más pronunciada. El promedio de aumento de importaciones en 10 años hasta 2019 se ubica en 67% interanual, mientras que solo se redujo en porcentajes pequeños en cinco ocasiones, nunca llegando a compensar los aumentos del año anterior. Esta tendencia persiste y se mantiene, afectando gravemente la matriz energética. La importación del gas de redes venía logrando una reducción desde 2014 a cuentagotas, para ver un salto significativo hacia los 7.786.000 de metros cúbicos en 2018 y volver a 5.467.000 de metros cúbicos en 2019, en torno al promedio de 4.852.000 del período 2012-2019.

Esto se debe también en gran medida al consumo estacional de los meses de otoño e invierno. Durante los próximos años, es de esperarse que por lo menos el gas de redes siga siendo un producto importado, lo cual refuerza la necesidad de subsidios para paliar el impacto de un precio internacional, con medidas como los Fondos Fiduciarios vistos más arriba. Sin embargo, un aumento en la producción local no sería inocuo, ya que un excedente en los meses de verano permitiría, al menos, contribuir al esfuerzo importador de invierno, equilibrando parcialmente la balanza.

Cada etapa histórica, de duración e intensidad distintas, tiene algunos elementos históricos, de mercado y de política de propiedad estatal propios y distinguibles. En la **tabla 3** se sistematizan las características del mercado del petróleo durante sus más de 100 años de existencia. La política de propiedad estatal fue ecléctica. Comenzó con un rol estatal fuerte a través de YPF, que se sostuvo por más de 50 años. Las exiguas operaciones privadas de los primeros 15 años de la industria en el país fueron la plataforma a partir de la cual se abrieron las concesiones privadas en 1958. Esto condujo a un mercado levemente más competitivo e incrementó la producción, pero vio un camino difícil, sinuoso y político: dependió de la voluntad de quien gobernaba para la apertura de contratos o su cancelación. El período de apertura vio expandir la producción, pero no produjo un saldo exportable a pesar de gozar de precios que no retomarían una curva ascendente hasta principios de los 2000. Los contratos de concesión fueron un paso importante para la competencia, pero aún se hacían bajo la tutela y condiciones de YPF y del Estado nacional. Es luego de esta experiencia y de una corriente económica que a partir de los años '80 condujo al proceso de privatizaciones que durante más de 10 años atomizó el mercado y produjo un aumento en la cantidad ofertada y en los saldos exportables, no solo por el aumento de la producción, sino por la reducción en la matriz energética del petróleo.

**Tabla 3. Etapas históricas de la industria del petróleo, variables con valores en promedios anuales**

| Etapa    | Período   | Política de propiedad | IHH      | Variación interanual de la producción | Incidencia BEN | Precio internacional ** | Saldo comercial, mm3 |
|----------|-----------|-----------------------|----------|---------------------------------------|----------------|-------------------------|----------------------|
| Nacional | 1907-1957 | Estatal               | +5.500 * | 6% *                                  | N/A            | \$28 *                  | N/A                  |
| Apertura | 1958-1990 | Estatal y concesión   | +5.000   | 6%                                    | 65%            | \$38                    | -1.547               |
| Privada  | 1991-2003 | Privado               | +1.700   | 4%                                    | 42%            | \$30                    | 11.705               |
| Mixta    | 2004-2019 | Mixta                 | +2.000   | -2%                                   | 33%            | \$84                    | 3.756                |

|           |                          |        |     |     |       |       |
|-----------|--------------------------|--------|-----|-----|-------|-------|
| 2012-2015 | Mixta, sesgo nacional    | +2.000 | -1% | 33% | \$101 | 1.938 |
| 2016-2019 | Mixta, sesgo competitivo | +2.500 | -1% | 31% | \$61  | 2.192 |

Fuente: *Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.*

*\*Años 1950-1957.*

*\*\*Dólares constantes de 2019. Valores WTI hasta 2003 y Brent hasta 2019.*

Durante el último período que comienza en 2004, parecen recogerse los aprendizajes de los extremos de política. La nacionalización de YPF bajo formato de Sociedad Anónima pretende saldar algunas de las rigideces de una empresa estatal, principalmente en materia de asociación, financiamiento y oferta pública. La evolución del IHH evidencia estas políticas, con un proceso de reconcentración que no sobrepasa por mucho el umbral de la concentración moderada.

La incidencia del petróleo en la Balanza Energética Nacional (BEN) sí demuestra una tendencia que acompaña y explica parcialmente la evolución del saldo exportable a la par que se reduce su participación en el mercado. La permanencia de este saldo en los últimos años parece ser consecuencia de ese fenómeno. Como se analizó más arriba, el precio internacional no parece ser determinante para un mercado eminentemente local y protegido, por lo cual las oscilaciones abruptas que vienen teniendo estos valores desde la década del '70, afectan al mercado, pero no necesariamente determinan las decisiones de producción. Finalmente, el saldo comercial sí se evidencia como una consecuencia de las políticas de propiedad estatal. El período privado evidencia el saldo exportable más significativo, mientras que la pérdida de eficiencia de principio de los 2000 y la necesidad de cubrir el mercado interno los años de crecimiento posteriores contribuyeron a que el saldo se mantenga más atenuado los últimos 15 años.

El recuadro punteado que distingue los períodos de 2012-2015 y 2016-2019 plantea analizar cada cuatrienio de forma separada. Sin embargo, como se observó, la base regulatoria a nivel normativo fue la misma, así como varias políticas de derechos de exportación y precios sostén. Lo que cambió más sustancialmente fue el margen de maniobra en la práctica que permiten las normas. Es aquí donde desde el gobierno nacional en el segundo período se le brinda otro perfil de negocios a YPF que no contribuye a cambiar significativamente el mercado.

El caso del gas puede analizarse a la luz de variables similares. Este producto se destina históricamente al mercado local en Argentina, por motivos de logística y consumo, y es por ello por lo que su suerte está atada a los precios de las tarifas y se encuentra más aislado que el petróleo de la dinámica internacional. Como se detalla en la **tabla 4**, el derrotero de los valores de concentración del mercado es similar al del petróleo, aunque con niveles de concentración altos durante los años '50 y '60. A partir del período privado, el mercado se convirtió en competitivo, tendencia que se mantuvo y confirmó durante los últimos años al ritmo de los no convencionales. La liberación de las tarifas en 2017 y el creciente protagonismo en la balanza energética del gas lo

convierten en un recurso atractivo y un mercado competitivo que incluso redujo su brecha importadora en los últimos años. Sin embargo, su carácter de bien público en la etapa de comercialización conduce a pensar estratégicamente los pasos a seguir para lograr el autoabastecimiento de forma sostenible.

La masa de subsidios destinadas al gas es significativa, sumado al saldo negativo de la balanza comercial. Es por esto que para explotar el potencial del gas natural en Argentina en sus formatos convencionales y no convencionales, los precios de mercado deben ser la regla para el segmento *upstream*.

Sin embargo, este precio de mercado se alcanza generalmente en base a subsidios con sucesivos planes de incentivo. El gas es un bien regional y no tiene un precio internacional como el del petróleo, fundamentalmente por sus diferencias en materia de química, transporte y distribución. Las trayectorias de los precios conducen a observar cada vez más en detalle la estructura de costos de las empresas.

**Tabla 4. Etapas históricas de la industria del gas natural, variables con valores en promedios anuales**

| Etapa    | Período   | Política de propiedad | IHH      | Variación interanual de producción | Incidencia BEN | Incidencia de gases no convencionales | Saldo comercial, mm3 (Gas de redes) |
|----------|-----------|-----------------------|----------|------------------------------------|----------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Nacional | 1907-1957 | Estatad               | +5.000 * | 10% *                              | N/A            | %0 *                                  | N/A                                 |
| Apertura | 1958-1990 | Estatad y concesión   | +7.000   | 10%                                | 22%            | %0                                    | -1.050                              |
| Privada  | 1991-2003 | Privada               | +1.500   | 6%                                 | 45%            | %0                                    | -92 (1.913) **                      |
| Mixta    | 2004-2019 | Mixta                 | +1.800   | 0%                                 | 53%            | %8                                    | -2.365 (-1.921)                     |

|           |                          |        |     |     |     |                 |
|-----------|--------------------------|--------|-----|-----|-----|-----------------|
| 2012-2015 | Mixta, sesgo nacional    | +1.800 | -1% | 52% | %7  | -5.437 (-4.325) |
| 2016-2019 | Mixta, sesgo competitivo | +1.900 | 4%  | 54% | %30 | -2.887 (-5.380) |

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

\*Años 1950-1957.

\*\*Años 1997-2003.

El recuadro punteado en el caso del gas evidencia un fenómeno similar. Cuando YPF se retiró en la práctica, incluso con la intención de vender su participación en METROGAS para desintegrar la cadena, solamente sirvió para cambiar participación

estatal por privada, sin agregar cuotas de eficiencia al mercado ni aportar valores significativos a la cantidad ofertada. Sí es sensiblemente manifiesta la consecuencia de los precios en dólares de tarifas para consumidores con relación a la importación de gas natural, aunque el gas de redes demuestra una rigidez que obliga a pensar políticas tendientes a sustentar la demanda que no baja su consumo ni aún en condiciones de precios internacionales. Es en este sentido que las exportaciones en verano pueden contribuir a paliar los efectos de importaciones estacionales y los subsidios focalizados a sostener a la población vulnerable en invierno.



## Conclusiones

A lo largo de este documento se analizaron distintos aspectos y características del mercado de petróleo y gas en Argentina. A la luz del interrogante de base sobre qué factores influyen y afectan la producción de hidrocarburos, se abordó la temática desde varios ángulos de entrada que permitieron entender el contexto y el funcionamiento del mercado.

Por un lado, se vio la trayectoria de las empresas del sector. Más allá del enfoque histórico, las decisiones del Estado a lo largo de distintos gobiernos demuestran un camino plagado de vaivenes, contramarchas y roles bien distintos para el sector público. Este camino se traduce en un ida y vuelta constante a lo largo de todo el espectro de políticas de propiedad estatal de las empresas: nacional, privado y mixto. La producción se demostró sensible en términos generales a las medidas de apertura, produciendo más, cuando el mercado era más competitivo. Sin embargo, esa tendencia no se proyecta en tiempos de políticas nacionales, que son períodos que tienden a aplacar las pérdidas de eficiencia del mercado para garantizar el autoabastecimiento a precios locales, marcando avances y retrocesos en los números de producción sin cambios permanentes del mercado a lo largo del tiempo.

El enfoque de competitividad evidencia mejores resultados cuando el mercado está repartido en más jugadores, lo cual produce al mismo tiempo la innovación, el hallazgo y la explotación de yacimientos no convencionales. Aunque el conocimiento técnico-científico, la extensión territorial y la escala de los negocios de YPF son clave para el dinamismo del mercado, como señalan los últimos 100 años de historia, las empresas privadas encuentran más incentivos para asumir riesgos, explorar yacimientos e importar conocimiento de sus casas matrices. Este elemento de la competitividad se ve en muchas ocasiones frenado por políticas de exclusividad o directamente por la posición dominante de la empresa estatal en la escena nacional. Sin embargo, YPF también se demuestra competitiva en períodos en los que se abre el mercado. Como se observó aquí, el rol de YPF es doble. Por un lado, dinamiza el mercado asociándose con privados como a finales de los años '50 y al comienzo del período analizado en este documento. Por otro lado, como empresa testigo, también cuenta con un peso relativo específico que en épocas de depreciación de la moneda local permite desacoplar los precios del barril y derivados de los precios internacionales, aunque con algunos efectos adversos en el saldo exportable, como se detalló más arriba.

Finalmente, se ve la incidencia de variables económicas que representan el rol de la demanda, la oferta y el gobierno en la dinámica de producción de hidrocarburos. Un mercado eminentemente local, se plantea aislado de variables como las del precio internacional y la actividad económica. Sin embargo, en cuanto al petróleo, acompaña la tendencia de la demanda, reduciendo cantidades ofrecidas a mayores precios. Asimismo, el componente de subsidios a la oferta en el gas complementa un escenario desacoplado de la actividad económica en el país. Es en este punto que la política regulatoria se hace importante para configurar un mercado complejo y cambiante. Eminentemente exportador hasta el año 2006, el crecimiento del gas en la BEN y las necesidades de importación ponen la lupa sobre los mecanismos posibles y deseables para cubrir la demanda local y lograr un saldo exportable que contribuya a una balanza de pagos exigida durante los últimos años tanto por los períodos de expansión – para las importaciones de la actividad industrial – como por los períodos de contracción económica – para el pago de obligaciones de deuda externa con divisas.

Los vaivenes de la política de propiedad, de las políticas regulatorias y de la competitividad en el mercado de hidrocarburos lo hacen un mercado desafiante, pero central de la productividad argentina. Es uno de los sectores menos rezagados y – aunque eclécticas – las políticas destinadas a su mejor aprovechamiento siempre son parte de la plataforma electoral de quienes compiten por el Poder Ejecutivo Nacional y, en ocasiones, provinciales también. Una política de propiedad con participación estatal, pero en condiciones de competencia con el resto de las empresas y una política regulatoria clara, consistente y constante, así como la garantía de precios para las empresas públicas y privadas, puede ofrecer una hoja de ruta positiva para la industria.

Esta hoja de ruta es la base para recuperar el saldo exportable, mantener la demanda del mercado interno abastecida con tarifas sostenibles y consistentes con ingresos de tipo medio-bajo y finalmente expandir una industria con un potencial inagotable y regiones enteras sin desarrollar, como en el Norte, y sin explorar, como en el Noreste.

Los precios comerciales y de las tarifas evidencian una correlación con las cantidades producidas y ofrecidas de petróleo y gas. Es en este sentido que la etapa del *upstream* se beneficia de precios internacionales, mientras que la masa de subsidios, sobre todo en el gas, pueden reorientarse y focalizarse en dos tipos de bienes que consumen usuarios que constituyen la demanda vulnerable: garrafas y gas de redes en hogares con ingresos bajos según criterios de análisis de la Encuesta Permanente de Hogares (EPH) del INDEC.

Finalmente, Argentina cuenta con la ventana de oportunidad de explotar una industria que permanecerá vigente durante los próximos años y que permite agregar a la matriz exportadora más allá del campo en una actividad capital intensiva como la de hidrocarburos, con base en un recurso no renovable como el gas que es significativamente menos contaminante que el petróleo. Sin embargo, esa hoja de ruta es alcanzable solo con un firme compromiso de YPF como empresa mayoritaria del mercado de brindar escala a la exploración y la cooperación con otras empresas, la extensión de una red logística que permita explotar un recurso regional – para su uso interno y exportación a países limítrofes – y finalmente que los incentivos para la oferta estén dados por el mercado en la etapa del *upstream* y el Estado garantice un autoabastecimiento sostenible con precios alcanzables para la demanda vulnerable en el *downstream*.

## Epílogo

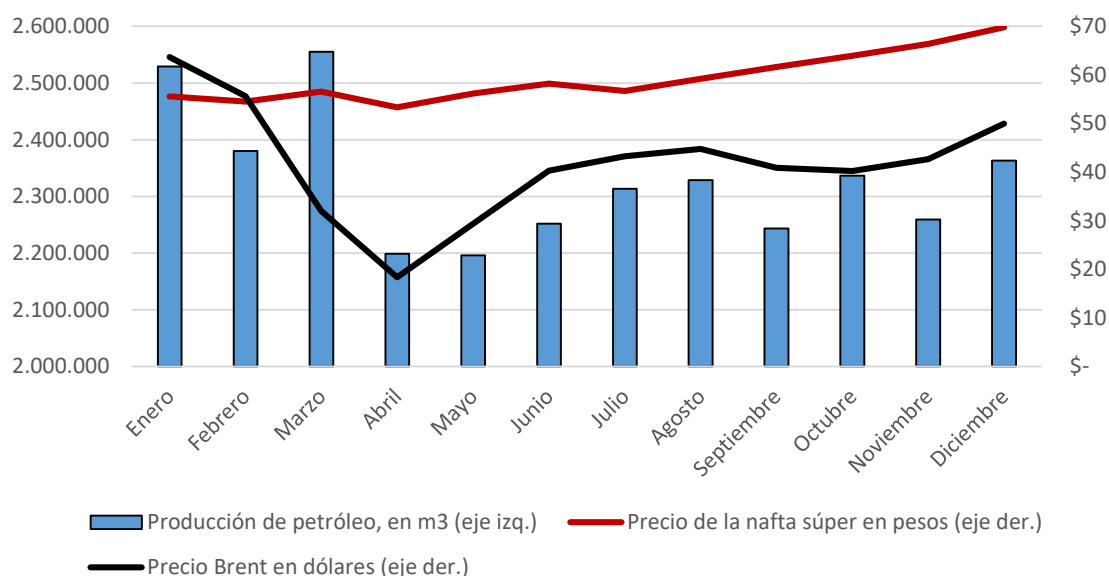
### COVID-19, contracción de la economía y caída de la producción

La crisis sanitaria del COVID-19 comenzada en marzo de 2020, se montó sobre una crisis económica que profundizaba la caída de la actividad desde 2018. Es así, que durante el año de pandemia la Argentina vio contraer su PBI en un 9,9%. El mercado de petróleo y gas, como la mayoría de las actividades, acompañó esta caída con valores internacionales y locales en declive.

Como se ve en el **gráfico 20**, en el caso del petróleo, los precios vieron un marcado descenso hasta llegar a menos de US\$ 20 tan temprano como abril. Por motivos sanitarios y operativos, las empresas redujeron la cantidad ofertada, repuntando parcialmente la producción recién a mitad de año, cuando el precio internacional volvió a ganar parte del terreno perdido.

Por otro lado, los precios de la nafta se mantuvieron y no siguieron la caída del barril. Este es uno de los elementos vistos durante el análisis del presente documento, con un mercado aislado de la competencia internacional. En la pandemia, la Argentina implementó una vez más el precio sostén a través del denominado “Barril criollo” que compensa los precios del barril por debajo de los US\$ 45.

**Gráfico 20. Producción y precios del petróleo, 2020**

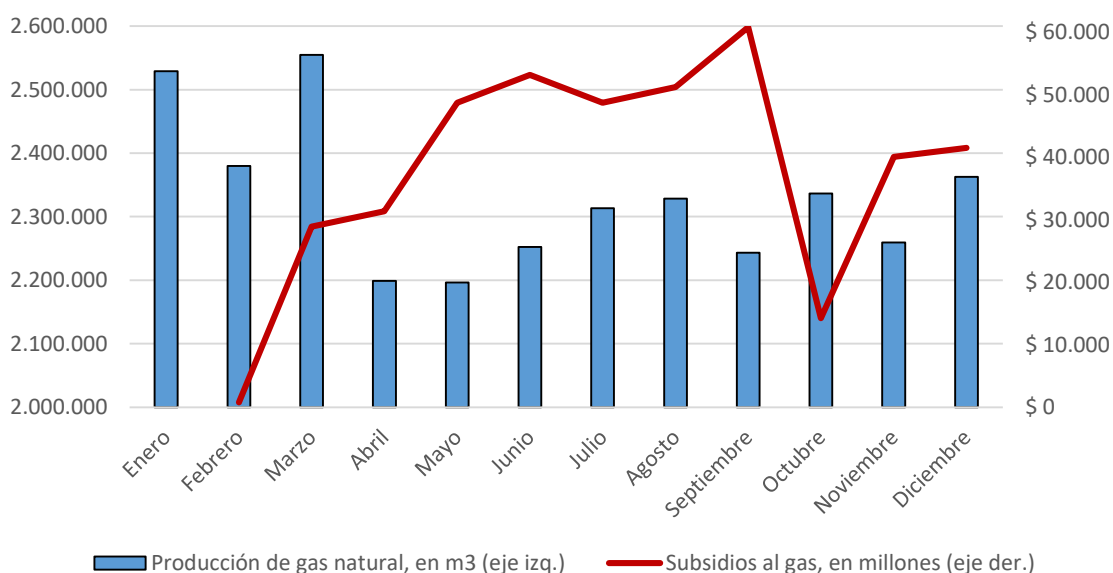


*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y US Energy Information Administration. Precios en pesos y dólares corrientes.*

Para el caso del gas, el contexto es similar. Como se aclaró anteriormente, el gas no tiene las mismas referencias de precios internacionales, por lo cual su situación es más compleja y local. La nueva emergencia económica, previa a la pandemia, había marcado un rumbo claro, donde se retomaba la tarifa subsidiada para controlar los aumentos recargados sobre los consumidores. Este panorama hacía prever una vuelta de los subsidios al gas en 2020.

Como se observa en el **gráfico 21**, la curva de subsidios tomó una trayectoria pronunciada desde marzo, mes del comienzo de la pandemia y del período estacional de mayor demanda. Este esfuerzo fiscal significativo permitió paliar los efectos de tarifas alineadas con los precios de pozo, pero no logró dar vuelta la balanza en términos de producción, ya que desde el comienzo de la crisis sanitaria la producción cayó por debajo de los niveles de baja producción estacional de enero a marzo.

**Gráfico 21. Producción y subsidios del gas natural, 2020**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y ASAP. Precios en pesos corrientes.*

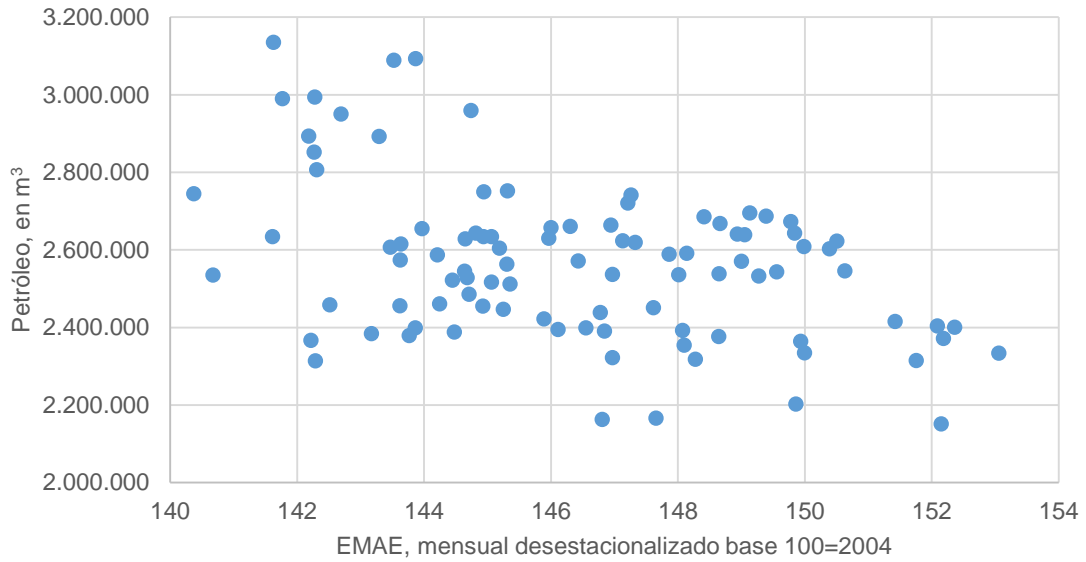
Los resultados preliminares de esta situación excepcional de emergencia que combina una crisis económica con una sanitaria permiten reforzar el argumento de tener precios internacionales en el caso del petróleo y la nafta y competitivos en el caso del gas en el tramo del *upstream*, con especial atención a la sustentabilidad de los clientes particulares de la nafta y residenciales del gas. La utilización de recursos fiscales escasos en subsidios debe estar orientada a la demanda, en un esfuerzo de

coordinación para llegar a los usuarios vulnerables del gas de redes y particularmente de garrafas.

Con el doble desafío de lograr empresas dispuestas a producir y clientes con posibilidades de pagar, la crisis del 2020 ofrece un laboratorio particular para focalizar políticas que hagan más eficiente el uso de recursos públicos y no ofrezca un doble castigo a quienes en este contexto sufren vulnerabilidades económicas y sociales – en muchos casos sin gas de redes – y simultáneamente un servicio público con tarifas poco sensibles a sus posibilidades de consumo y pago.

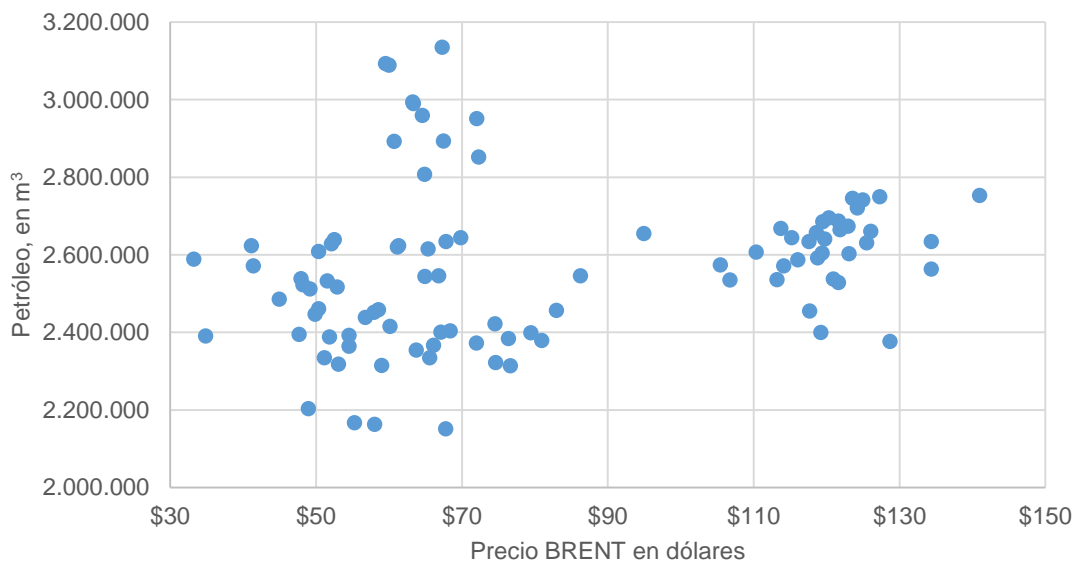
## Anexos estadísticos

**Anexo 1. Correlación entre la producción mensual de petróleo en Argentina y el EMAE, 2012-2019**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación e INDEC.

**Anexo 2. Correlación entre la producción mensual de petróleo en Argentina y el precio BRENT, 2012-2019**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación y US Energy Information Administration. Precios en dólares constantes de diciembre de 2019.

## Bibliografía

**Azpiazu, D. y Schorr, M. (2001)** Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital. Buenos Aires, FLACSO.

**Barril, D. y Navajas, F. (2011)** What drove down natural gas production in Argentina?, DT 107, FIEL.

**Barrera, M. (2013)** La “desregulación” del mercado de hidrocarburos y la privatización de YPF: orígenes y desenvolvimiento de la crisis energética en Argentina en Basualdo, Barrera y Basualdo “Las producciones primarias en la Argentina reciente”. Buenos Aires, Editorial Atuel.

\_\_\_\_\_ (2020) La regulación de precios en el mercado de combustibles en Argentina (1989-2015): del libre mercado a una estructura oligopólica. Apuntes del Cenes, 39 (69). Pp. 103-133.

**Braun, O. y Joy, L. (1981)** Un modelo de estancamiento económico: Estudio de caso sobre la economía argentina. Desarrollo Económico, Vol. 20, No. 80. (Ene. - Mar. 1981), pp. 585-604.

**Buchanan, J. (1973)** Politics and petroleum development in Argentina, 1916-1930. University of Massachusetts, Dissertation for the degree of PhD in History.

**Creswell, J. (2013)** Research design. Qualitative, quantitative, and mixed methods approaches. California, Sage Publications.

**Dammert Lira, A., Molinelli Aristondo, F., y Carbajal Navarro, M. A. (2013)** Teoría de la Regulación Económica. Lima, Universidad de San Martín de Porres - Fondo Editorial.

**Decker, C. (2015)** Modern Economic Regulation. An Introduction to Theory and Practice. Oxford University Press.

**Diamand, M. (1973)** Doctrinas económicas, desarrollo e independencia. Editorial Paidós, Buenos Aires.

**Díaz Alejandro, C. (1970)** Essays on the economic history of the Argentine Republic. New Haven, Yale University Press.



**Einstoss, A. (2020)** Precios, tarifas y subsidios a la energía. El problema de la regulación energética 2003-2019. Buenos Aires, EUDEBA.

**Farina, P., Drucaroff, S. y Rivas, D. (2020)** De la crisis a la oportunidad del sector energético: escenarios y condiciones para ampliar la oferta a 2050. Documento de Trabajo N°200. Buenos Aires, CIPPEC.

**FIEL (1998)** La regulación de la competencia y los servicios públicos. Buenos Aires, Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas.

**FLACSO (1999)** Privatizaciones en la Argentina. Regulación tarifaria, mutaciones en los precios relativos, rentas extraordinarias y concentración económica. Documento de trabajo n° 7, Buenos Aires.

**Fronidzi, A. (1955)** Petróleo y política. Buenos Aires, Editorial Raigal.

**Gadano, N. (1998)** Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina. CEPAL.

\_\_\_\_\_ (2010) Urgency and Betrayal: Three Attempts to Foster Private Investment in Argentina's Oil Industry, en Hogan y Sturzenegger, "The Natural Resources Gap: Private Investment Without Public Commitment", MIT Press, Cambridge.

**Navajas, F. (2011)** Energía, maldición de recursos y enfermedad holandesa, DT 108 FIEL.

**OECD (2019)** Estudio de Política Regulatoria en Argentina: Herramientas y prácticas para la mejora regulatoria. París, Revisiones de la OCDE sobre reforma regulatoria, OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/c2e61aaf-es>

**Oszlak, O., Felder, R. y Forcinito, K. (2000)** La capacidad regulatoria del Estado en Argentina. Buenos Aires, Facultad de Ciencias Económicas.

**Parkin, M. y Loría, E. (2010)** Microeconomía. México, Pearson.

**Rapoport, M. (2010)** Las políticas económicas de la Argentina. Una breve historia. Buenos Aires, Booket.

## Glosario del sector petróleo y gas

### *Crudo*

Petróleo natural sin refinar (contiene hidrocarburos, gas y demás componentes).

### *Downstream*

Etapas del mercado correspondiente a la refinación y etapas posteriores de fraccionamiento, distribución y comercialización de productos. Una traducción aproximada es “aguas abajo”.

### *Fracking*

Tecnología que permite la extracción de gas no convencional mediante la fractura de la roca inyectando agua, arena y químicos en perforaciones horizontales.

### *Gas natural*

Forma gaseosa del petróleo.

### *Petróleo*

Líquido compuesto de varios hidrocarburos que se encuentra en la superficie o en la corteza terrestre. A menudo formado luego de fenómenos químicos y de presión sobre materia orgánica fósil.

### *Shale gas*

Gas obtenido de yacimientos más profundos que el nivel donde se encuentra *Tight gas* y que se encuentra en formaciones granulares de la roca. Requiere de una fractura de la roca del reservorio y a menudo de la inyección de agua o arena.

### *Tight gas*

Gas obtenido de yacimientos con permeabilidad baja. Requiere de una fractura de la roca del reservorio.

### *Upstream*

Etapas del mercado correspondiente a la exploración, explotación, almacenamiento, reserva y transporte a las refinerías de la materia prima. Una traducción aproximada es “aguas arriba”.

### *Yacimiento convencional*

Lugar de acumulación de hidrocarburos.

### *Yacimiento no convencional*

Lugar de acumulación de hidrocarburos que para su perforación y explotación requiere de métodos mecánicos, químicos y extractivos distintos a los tradicionales.