
La exportación y el desplazo de YPF: pilares del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Argentina

Marco Kofman y Facundo López Crespo

Diciembre de 2018

1. Introducción

La dinámica del sector energético en Argentina en los últimos 30 años ha sido errática. Durante los noventa, el país contó con saldos exportables permitiéndole al sector ser una fuente de divisas. Después de un declive productivo de significativo tenor, en 2011, esa posición superavitaria se revierte y el sector se convierte en una fuente de absorción de divisas. Como esta reversión se dio en un momento en cual la economía estaba mostrando signos de agotamiento por la falta de dólares para financiar su crecimiento, el problema sectorial devino en problema macroeconómico. Aunque actualmente la falta de autoabastecimiento energético persiste, si Vaca Muerta sigue desarrollándose al ritmo que lo está haciendo, es posible que se recupere no solo el autoabastecimiento, sino también, la posición exportadora de los noventa¹.

El presente informe analiza cuál ha sido, hasta aquí, la política aplicada en el sector para entender la dinámica descripta. Se hará especial énfasis en advertir cuales son las tendencias en curso. Para el desarrollo del trabajo se parte de la premisa que todo análisis sectorial debe ser realizado ponderando, a su vez, la política económica general.

2. De exportadores a importadores de energía. El caso de un problema sectorial devenido en problema macroeconómico

En la mayoría de los países del mundo, y en Argentina en particular, cuando se habla de energía se hace referencia al petróleo y el gas por ser las principales fuentes energéticas. Nuestra economía está muy ligada a ambos hidrocarburos. En la oferta de energía primaria, el primero de ellos tiene una participación del 31% y el segundo del 51%. Con lo cual nuestra matriz energética es, esencialmente, fósil dependiente.

Hasta hace poco, la característica sobresaliente del sector en Argentina fue la tendencia decreciente de la producción de petróleo y gas en simultáneo con el crecimiento de la demanda de energía asociado al crecimiento de la actividad económica. Esta divergencia derivó en la pérdida del autoabastecimiento energético debiéndose cubrir la brecha entre consumo y producción a través de la importación.

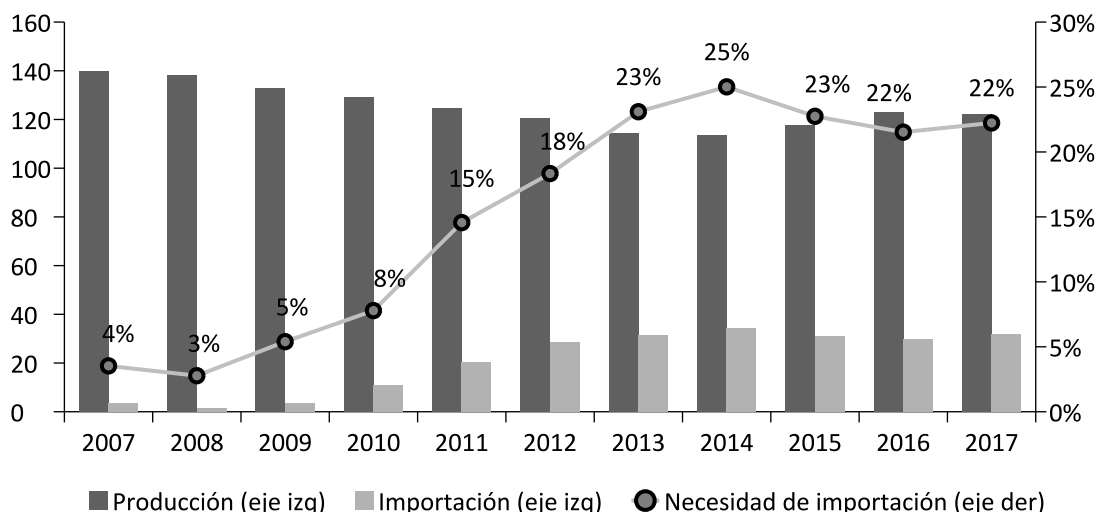
¹ Para lograr esos objetivos habrá que sortear dificultades provenientes de la carencia de infraestructura, que comienza a aparecer como un nuevo límite al crecimiento de la extracción de gas.

Las compras al exterior se produjeron en un escenario desfavorable porque sucedieron en simultáneo con el llamado “boom de los commodities”. En este período, el precio del petróleo se ubicó en niveles extraordinarios.

La brecha fue fundamentalmente desfavorable en el caso del gas. La Argentina, en cuestión de pocos años, pasó de exportar a importar gas. El cambio de posición se inició en 2004, año en que Bolivia comenzó a despachar grandes volúmenes de gas por red. Dos años después, en 2006, por los problemas de abastecimiento, las exportaciones a Chile, principal destino de las ventas al exterior del hidrocarburo, se redujeron drásticamente hasta ser prácticamente nulas. Debido a que las importaciones de Bolivia eran insuficientes para cubrir el consumo local, desde 2008 comenzó a importarse gas licuado (GNL) transportado en barco.

Como queda reflejado en el Gráfico N° 1, la falta de autoabastecimiento de gas se profundizó notablemente y la necesidad de cubrir una parte del consumo con importación fue aumentando hasta 2015.

Gráfico N° 1. Gas Natural: Evolución de la producción, la importación y la necesidad de importación, 2007-2017.
En millones de metros cúbicos diarios y porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

Nota: Los datos sobre importación incluyen importación de gas licuado.

Como ese año fue un punto de inflexión conviene dividir al período graficado en dos subperíodos para describirlos por separado: 2007-2014 y 2015-2017. Más adelante se explicarán cuáles fueron las políticas adoptadas para que en 2015 se haya revertido la necesidad creciente de importación de gas.

En 2007, después de varios años consecutivos de crecimiento, la producción de gas natural comenzó a descender constantemente hasta 2014, pasando de 140 MMm³/d a 114 MMm³/d². La variación significó una caída acumulada del 18%. La contracara del descenso en la producción fue el incremento de las importaciones que

² MMm³/d: Millón de metros cúbicos por día. Es la unidad, entre otras, en la que se referencia la producción de gas.

pasaron de 3 MMm³/d a 34 MMm³/d. De este modo, las importaciones, que explicaron en 2007 el 4% del consumo interno, pasaron a explicar el 23% en 2014.

La partida de divisas utilizadas para cubrir las importaciones de este energético también se engrosó. Mientras que en 2007 las importaciones de gas insumieron USD 85 millones, en 2014 se destinaron USD 5.800 millones para cubrir la brecha. Es decir, en pocos años la salida de divisas por este concepto aumentó extraordinariamente³. La partida se tornó sumamente onerosa, no solamente porque crecieron las cantidades importadas, sino también, porque el precio de importación aumentó junto con la cotización internacional del petróleo.

El déficit en gas, por su tenor, generó que la balanza comercial del sector energético en su conjunto, tras largos años de tener un saldo externo superavitario, a partir de 2011 cambie su posición. Desde ese año el sector energético se convirtió en uno de los principales factores explicativos del deterioro de la balanza comercial general.

La dificultad que planteaba la ausencia de autoabastecimiento de gas se presentó por partida doble. A la economía no le hacía falta solamente gas, también le faltaban dólares. En 2011 las reservas internacionales en manos del Banco Central ascendieron a USD 52.000 millones, a partir de ese año, se inició un fuerte descenso hasta 2015 cuando tocaron el piso de USD 24.000 millones, lo cual significó una pérdida de más de la mitad de las reservas en cuatro años. En parte, esa pérdida se explicó por la importación de gas. Por este motivo, el problema sectorial devino en problema macroeconómico.

La política sectorial debía dar un giro, es por eso que se declaró de interés público y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos. Esta definición está presente en el artículo N° 1 de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera sancionada en 2012 que se fundamentaba en que era prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos para que, de esa manera, se cuente con una producción de petróleo y gas equivalentes a sus consumos, prescindiendo así de la necesidad de importarlos. Por lo ya visto, el déficit se presentaba en el caso del gas. Igualmente el petróleo también mostraba dificultades. Aunque aún no hacía falta importarlo, la producción de crudo caía aceleradamente.

La ley determinó que para alcanzar el autoabastecimiento de hidrocarburos era necesario expropiar el 51% del paquete accionario de la empresa energética más importante: YPF, en manos del grupo económico Repsol. Del Informe Mosconi (2012), elaborado por el Ejecutivo Nacional, se conocen cuáles son los argumentos por los cuales se decidió la expropiación. El diagnóstico oficial fue que el grupo español adoptó un comportamiento rentístico al hacer de la desinversión de YPF un eje de su gestión.

³ En verdad, se trata de un cálculo conservador. Por las restricciones en el abastecimiento de gas a las usinas eléctricas, tuvieron que aumentarse las importaciones de otros energéticos que lo reemplacen como es el caso del fuel oil y el gas oil. Es decir, no solo aumentaron las importaciones de gas sino que también, por su insuficiencia, se tuvieron que importar estos combustibles líquidos. Con lo cual, la pérdida de divisas por el déficit de gas local fue aún mayor.

El informe resalta que Repsol persiguió tal estrategia, entre otros motivos, por la imposibilidad de capturar los precios de paridad de importación vigentes. Es decir, la empresa no tuvo la posibilidad de aprovechar los elevados precios a los que se comercializaban internacionalmente el petróleo y el gas. Esta imposibilidad se debió a que, por medio del uso de herramientas de política económica, se desacoplaron los precios locales e internacionales.

En el caso del petróleo, el impuesto a la exportación fue la herramienta utilizada. En el caso del gas, la disociación se produjo por la directa intervención del Ejecutivo Nacional para fijar el precio que percibió el productor local. Su nivel se ubicó por debajo del precio que se pagaba por la importación⁴.

Con YPF conducida por el Estado Nacional, en 2013 comenzó a tener vigencia un programa de estímulo sectorial, Plan Gas, mediante el cual se reconoció que al sector le estaba haciendo falta una “señal de precios”. Por su aplicación, los productores de gas percibieron un precio más alto a través del subsidio que otorgó el programa⁵.

Este plan fue sancionado para que tenga vigencia hasta 2017, por lo tanto debió continuar a pesar del cambio de gobierno nacional que se produjo en el transcurso de los primeros dos años de su aplicación. Los estímulos otorgados por el programa son clave para entender la reversión que se produce en la producción de gas. Como puede observarse en el Gráfico N°1, después de una atenuación de la caída en 2013 y 2014, la producción aumentó en 2015, 2016 y apenas cayó en 2017⁶. En esta segunda etapa que se inició en 2015, la producción varió de 114 MMm³/d a 122 MMm³/d, lo que derivó en un aumento acumulado del 4%. Las importaciones se mantienen constantes en torno a los 31 MMm³/d. Por lo tanto, la necesidad de importar gas descendió hasta el 22% después de haber alcanzado el pico del 25% en 2014. Esto quiere decir que los aumentos de la demanda del energético pudieron cubrirse con producción local, prescindiendo así de tener que recurrir a las importaciones para abastecer el mayor consumo.

El punto de inflexión fue el resultado, entonces, de dos factores. Uno de ellos, el cambio de conducción de YPF. Con el cambio de mando se comenzó a administrar la empresa en base a las necesidades de la macroeconomía, buscando aumentar la explotación hidrocarburífera para que el sector energético no siga absorbiendo divisas. El eje central de la nueva conducción de YPF fue el reemplazo de la política de giro de utilidades –fuga de capitales– por la política de reinversión de utilidades (CEPAL, 2015).

⁴ La Ley de Gas N° 24.074 sancionada en 1992 establece que el precio al que se comercializa el gas en el mercado interno no debe estar regulado por el Estado, sino que debe fijarlo el libre juego de la oferta y la demanda de mercado. La sanción de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 en 2002, suspendió transitoriamente esta disposición y dotó de atribuciones al Poder Ejecutivo para que lo fije. Por la finalización de la prórroga de esta última ley en diciembre de 2017, actualmente, rige lo que establece la Ley de Gas.

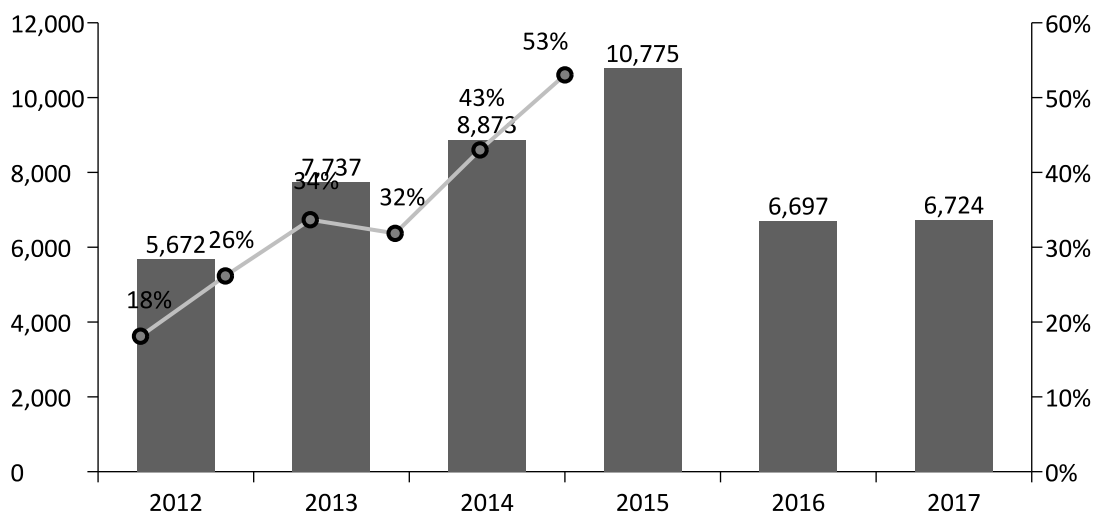
⁵ Para ampliar el tema sobre el “Plan Gas” y otros programas de transferencia hacia el sector hidrocarburífero ver García Zanotti, Kofman y López Crespo (2016).

⁶ La caída fue del 1%.

El segundo factor fue el Plan Gas, ya que gran parte del aumento de las inversiones de las empresas energéticas en general, pero de YPF en particular, se realizaron por el subsidio que otorgó el programa. Para estimular las inversiones, se les garantizó un precio estímulo de 7,50 USD/MMBTU⁷ por el gas extraído en base a las nuevas inversiones, el resto de la producción siguió remunerándose según el precio que pagaron los usuarios y consumidores de gas al inicio del programa de, aproximadamente, 2 USD/MMBTU. De la diferencia entre el precio estímulo y el precio que pagó la demanda surgió el monto del subsidio otorgado a la producción incremental. Como se verá luego, en 2016 y 2017 aunque se mantuvo inalterado el precio estímulo, el aumento del precio que pagó la demanda derivó en que se baje el monto del subsidio.

En el Gráfico N° 2 se observa el impacto de estos dos factores en la recuperación de la inversión en el sector hidrocarburífero desde 2013 hasta 2015. El aumento se dio, principalmente, por la inversión llevada adelante en explotaciones no convencionales⁸, que ganó participación en el total invertido. En los dos años siguientes, se desplomó la inversión en explotaciones convencionales y la inversión en no convencionales logró mantener su nivel, con lo cual, su preponderancia siguió aumentado. Por primera vez, en el año 2017, más del 50% de los recursos se volcaron a este tipo de producción.

Gráfico N° 2. Evolución de la inversión hidrocarburífera y participación de la inversión en explotaciones no convencionales en el total invertido, 2012-2017.
En millones de dólares y porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

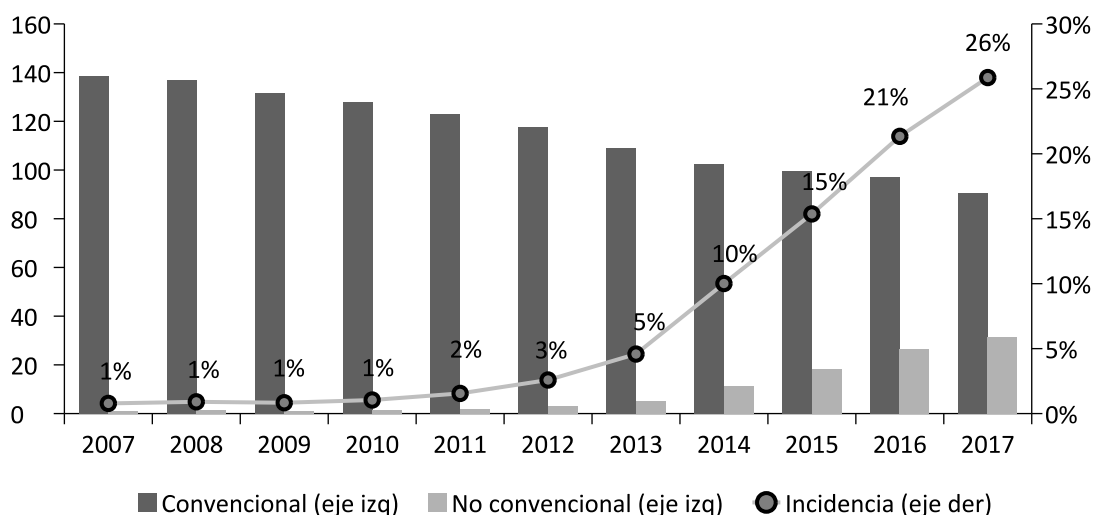
Es insoslayable, como puede evidenciarse en el Gráfico N° 3, que la producción incremental de gas se explica por los recursos volcados a las explotaciones no

⁷ USD/MMBTU: Dólar por millón de BTU (Unidad Térmica Británica). Es la unidad, entre otras, con la que se referencia el precio del gas.

⁸ Gas no convencional: Es el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad, que impiden que el fluido emigre naturalmente y por lo cual la producción resulta posible únicamente mediante el empleo de la fractura hidráulica. A esta técnica de extracción, vulgarmente se la denomina "fracking".

convencionales. Si no se hubiese difundido el uso de esta técnica a partir de 2013, y solo se hubiese contado con el gas convencional, la reversión ocurrida en 2015 difícilmente hubiese tenido lugar.

Gráfico N° 3. Evolución de la producción de gas según método de extracción e incidencia de no convencional en el total producido, 2007-2017.
En millones de metros cúbicos diarios y porcentajes.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

En 2012, año previo a la aplicación del Plan Gas, la extracción de convencional fue de 118 MMm3/d. En 2017, último año del programa, bajó a 91 MMm3/d. Por ende, la caída acumulada fue del 23%. En el mismo periodo, la extracción de no convencional, por haber pasado de 3 MMm3/d a 31 MMm3/d, creció en términos acumulativos 912%. Esta asimetría derivó en que la incidencia de este último en el total producido aumente del 3% al 26% entre 2012 y 2017.

En base a tales trayectorias, aunque el programa no haya discriminado taxativamente a favor de uno o del otro, se infiere que el precio otorgado por Plan Gas, en particular, estuvo dirigido a iniciar el despegue del no convencional.

Según Nicolás Arceo (2016), quien fue director de YPF hasta diciembre de 2015, el objetivo del subsidio fue cubrir la diferencia de costo entre la explotación convencional y no convencional. Esta última, por ser incipiente, era más costosa que la otra, pero atravesar la curva de aprendizaje que implica su desarrollo, permitiría bajar costos. Así, se buscó que el Estado a través del subsidio financie un precio estímulo para que el no convencional comience a ser explotado y transite la curva de aprendizaje.

Según evaluó el Ejecutivo, la alternativa al subsidio económico hubiese sido que, en el uso de las atribuciones conferidas por la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, el Estado aumentase el precio que pagan los usuarios y consumidores de gas natural. Según Arceo, esta alternativa no era conveniente porque se corría el riesgo de que, por una necesidad transitoria de cobertura de costos

altos, entren en crisis aquellos sectores de la industria que no puedan hacer frente al aumento en el precio del gas⁹.

A su vez, el ex director de YPF sostiene que el subsidio al productor de gas, indirectamente, significó un subsidio a la industria. Esta vinculación empuja a pensar que el desarrollo del no convencional, se pensó por, y para, el sector industrial. Este segmento de la demanda de gas era el que más sufría los cortes de suministro. Es así como se vería doblemente beneficiado por la política de expansión productiva del hidrocarburo¹⁰.

El avance del no convencional logró alinear la realidad del sector energético con las necesidades de la macroeconomía, y en 2015, ya madurada la reforma encarada tres años antes a partir de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, las cantidades importadas de gas disminuyeron y el sector logró relajar la restricción externa que sufría la economía por la falta de divisas. La baja en el precio al que se importó gas a partir de ese año, por la caída de la cotización internacional del petróleo, también fue un elemento que cooperó a aliviar la problemática. Este avance se hizo a costa de profundizar la dependencia hacia los fósiles y de que se haga extensivo el uso de una técnica de extracción que produce intensos daños ambientales, productivos y sociales. Por la falta de planificación y la urgencia por resolver la escasez de energía, se pospuso la necesaria transición hacia una matriz energética en la que tenga mayor preponderancia otros tipos de fuentes de energía¹¹.

3. Cambios y continuidades en la política sectorial a partir de la gestión de Cambiemos

Con el cambio de gobierno nacional, en diciembre de 2015, se dio un giro en la política económica general con su consecuente repercusión en la política energética. El gobierno de Mauricio Macri desde un inicio diagnosticó que el principal problema que aquejaba a la economía no era la falta de divisas, sino más bien, la falta de austeridad fiscal. La escasez de dólares no se definió como un problema ya que se asumió que el reingreso a los mercados internacionales de créditos permitiría financiar los desequilibrios de Balanza de Pagos. Así, entre los objetivos principales se ubicó reordenar las finanzas públicas por ser una exigencia de los mercados internacionales de crédito. Quienes imponen este requisito aducen que para atender los servicios de la deuda es necesario que el deudor no gaste en exceso y garantice de tal manera la devolución de lo prestado.

Por este motivo, Cambiemos inició un fuerte ajuste en el gasto, con el recorte en subsidios energéticos como eje central del plan de austeridad fiscal. Incluso, esta

⁹ Siguiendo el planteo de Arceo, el encarecimiento del gas hubiese generado un impacto directo en la tarifa de gas e indirecto en la tarifa eléctrica (aproximadamente el 70% de la generación eléctrica se realiza en base a este combustible). La suba de las tarifas energéticas, por afectar la capacidad de consumo de los hogares, hubiese generado un efecto regresivo.

¹⁰ La restricción, al igual que en el caso de las usinas eléctricas, se daba en el invierno cuando había que atender la demanda de los usuarios residenciales, definida como prioritaria.

¹¹ Para ampliar el tema sobre las problemáticas que conlleva el “fracking” ver Bertinat, et al. (2014).

partida es que la que más contribuyó, hasta aquí, a cumplir el requisito de los mercados internacionales de crédito.

La decisión del gobierno nacional de subir el precio del gas (ver Gráfico N° 4) ayudó a reducir los subsidios derivados de la aplicación de Plan Gas. Que estos se hayan visto disminuidos durante los últimos dos años del programa, 2016 y 2017, no quiere decir que haya desaparecido el estímulo económico para el no convencional. Al aumentar el precio, este se acercó al precio estímulo de 7,50 USD/MMBTU, achicándose la diferencia que el Estado debía pagar. Esta medida, entre otros factores, desencadenó la suba de las tarifas energéticas¹².

**Gráfico N° 4. Evolución del precio del gas, enero de 2015 – septiembre de 2018.
En USD/MMBTU.**



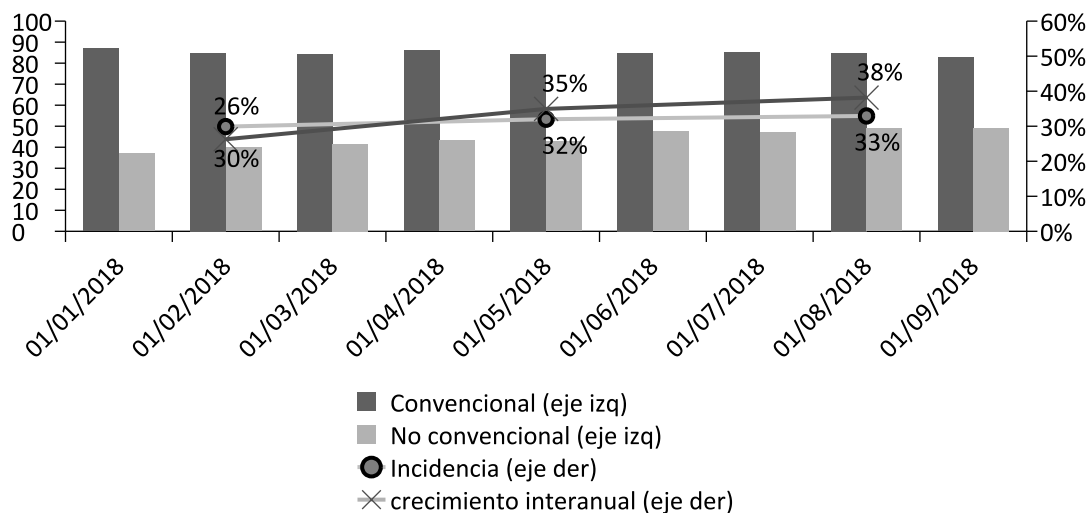
Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

3.a. Profundización del avance del no convencional

A pesar del giro en la política económica, siguió existiendo un consenso en continuar explotando el gas no convencional. Su avance, como ya fue observado en el Gráfico N° 3, continuó dándose a paso firme en 2016 y 2017. En el transcurso de 2018, como queda evidenciado en el Gráfico N° 5, esta tendencia incluso se profundiza.

**Gráfico N° 5. Evolución de la producción de gas natural según método de extracción, de la incidencia del no convencional en el total producido y de su crecimiento interanual, enero – septiembre de 2018.
En millones de metros cúbicos por día y porcentajes.**

¹² Para ampliar el tema sobre la política tarifaria de Cambiemos ver Kofman y López Crespo (2018a).



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

En enero del corriente año la producción de gas convencional fue de 87 MMm3/d, tras caídas intermensuales permanentes, en septiembre es de 83 MMm3/d. En cambio, por el lado del no convencional, con crecimientos intermensuales permanentes, la producción pasó de 37 MMm3/d a 49 MMm3/d en el mismo período. Este desempeño divergente explica que actualmente el no convencional represente más de un tercio de la producción total de gas¹³.

La característica sobresaliente del no convencional en los últimos meses es el aumento acelerado que experimenta. Mientras que en el transcurso de 2017 el aumento interanual promedio giró en torno al 25%, se observa que en los meses correspondientes al tercer trimestre del 2018 el aumento ha sido próximo al 50%, es decir, se duplicó la intensidad de su crecimiento.

En base a esta última estadística y considerando que se está atravesando una fuerte recesión, con proyecciones del gobierno nacional que ubican a la caída del Producto Bruto Interno (PBI) esperada para este año en 2,4%, la actividad hidrocarburífera no convencional actualmente se ha transformado en el principal, si no el único, “brote verde” de la economía.

3.b. Vaca Muerta planificada como plataforma exportadora

Vaca Muerta, formación geológica desde donde se extrae la mayor cantidad de hidrocarburo no convencional¹⁴, pasó a ser el eje central de la economía y concentra, desde el oficialismo, las mayores expectativas en torno a generación de empleo, atracción de inversiones y aumento de las exportaciones. En un documento elaborado

¹³ Sin discriminar entre convencional y no convencional, en términos agregados, la producción acumulada en 2018 hasta septiembre creció 5% con respecto a la obtenida en 2017 en igual cantidad de meses. Se trata del crecimiento interanual más alto obtenido en los últimos quince años.

¹⁴ Según un informe de Energy Information Administration (EIA) de 2013, esta formación ubica al país en el puesto número dos y en puesto número cuatro en el ranking de países con mayores reservas de shalegas y shale oil, respectivamente.

por la Secretaría de Planeamiento Energético y expuesto por Javier Iguacel, en aquel entonces secretario de Gobierno de Energía, en un seminario organizado en septiembre de este año en Houston (EE.UU)¹⁵, se explicitan las proyecciones para estas variables. Según el documento, se espera que el sector energético, sobre todo por la explotación de Vaca Muerta, hacia 2023 logre:

- Duplicar la producción de gas alcanzando los 260 millones de metros cúbicos de los cuales se esperan exportar 100 millones, es decir, un 43% de su oferta¹⁶.
- Duplicar la producción de petróleo alcanzando un millón de barriles de los cuales se espera exportar 500 mil barriles, es decir, el 50% de lo producido.
- Crear 500.000 puestos de trabajo asociados con el desarrollo de Vaca Muerta.
- Mejorar la balanza comercial aportando un superávit sectorial de USD 15.000 millones anuales.

El último punto es el más altisonante a la luz de la coyuntura actual del sector, ya que su balanza comercial continúa siendo deficitaria, entre otros factores, por la necesidad de seguir importando gas. Repasando lo visto en el Gráfico N°1, para poder cerrar la brecha entre producción y consumo, en 2017 se importó más del 20% de la demanda de gas. En lo que va del presente año, aunque hayan disminuido levemente las cantidades importadas de gas, en parte por el crecimiento del no convencional, la falta de autoabastecimiento sigue siendo considerable.

En las proyecciones sobre exportación se advierte uno de los primeros quiebres de la política sobre el no convencional que promovió el nuevo de gobierno. Desde su inicio, la explotación no convencional se pensó para ser volcada al mercado interno. A juzgar por su política sectorial, la gestión actual prioriza en cambio el mercado externo haciendo hincapié en la necesidad de generar saldos exportables de energía, por lo cual, la intención es hacer de Vaca Muerta un polo exportador.

Esto no quiere decir que anteriormente se vedaba la exportación al sector hidrocarburífero, de hecho, como queda expresado en el artículo N° 3 de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera, también se trazó como un principio de la política hidrocarburífera obtener saldos exportables. Pero este objetivo, a comparación del interés que se tenía en abastecer al mercado interno, era de menor jerarquía.

En cambio, el actual gobierno revirtió el esquema de prioridades, en parte porque ante el sendero de desindustrialización impulsado, la demanda de energía es menor. La caída de la industria genera que el mercado interno quite presión y, consecuentemente, los saldos exportables aumenten. En este sentido, la primarización de la economía es funcional al esquema diseñado por el gobierno actual para Vaca Muerta.

Si se analiza el sector energético en perspectiva histórica, el desarrollo de Vaca Muerta como polo exportador le daría al sector una dimensión que nunca tuvo. En la

¹⁵ Disponible en línea: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf

¹⁶ No toda la producción se traduce en oferta ya que por el consumo en yacimiento que se produce para el acondicionamiento comercial del gas natural, aproximadamente, se pierde el 12% de lo extraído.

historia argentina, la energía ha estado lejos de estar en el primer plano en cuanto a generación de divisas, el protagonismo siempre lo han tenido los alimentos a través de las agroexportaciones. En caso que se cumplan las proyecciones trazadas por la Secretaría de Planeamiento Estratégico, y que a través del comercio exterior de energía se obtengan USD 15.000 millones, el sector agropecuario tendrá un claro competidor como fuente de divisas. En los últimos cinco años, según INDEC, la exportación promedio anual del complejo soja, principal complejo exportador, fue de USD 17.500 millones¹⁷.

Con el sentido de configurar a Vaca Muerta como polo exportador, recientemente se avanzó en materia normativa. En gas, las dos leyes que se expiden sobre la regulación de su exportación son: la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y, la ya citada, Ley de Gas N° 24.076. Ambos cuerpos normativos comparten el principio de autorizar la exportación de gas únicamente cuando estén cubiertas las necesidades de abastecimiento interno, siendo el Ejecutivo Nacional el responsable de evaluar el cumplimiento de esa condición para que la exportación sea autorizada. La Ley de Hidrocarburos sostiene que (subrayado propio):

El Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas, siempre que esas exportaciones se realicen a precios comerciales razonables y podrá fijar en tal situación, los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno, a fin de posibilitar una racional y equitativa participación en él a todos los productores del país (Art. N° 6, Ley de Hidrocarburos).

En agosto de este año, a través de la Resolución N° 104/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería (MINEM), se aprobó el “Procedimiento para la autorización de Exportaciones de Gas Natural” que define un nuevo régimen.

De su análisis se destaca el poco apego que tiene el nuevo régimen por respetar la protección del abastecimiento interno. Se crea la figura de “Empresa Solicitante” que es aquella que presenta la solicitud de exportación. El interesado en exportar debe brindar información sobre el volumen y el precio al que va a comercializar el gas en caso de aprobarse su solicitud. Para que esto ocurra, no debe existir ningún “Tercer interesado”, segunda figura creada, que anteponga el interés en comprar el gas para ser dirigido al mercado interno y que, además, acepte las condiciones comerciales, en materia de precio, especificadas por la empresa solicitante. La autorización no se concedería solo si existe un interesado en redireccionar el gas al mercado interno y a su vez acepte pagar, como mínimo, el mismo precio al que la empresa solicitante puede colocar la producción en el mercado externo.

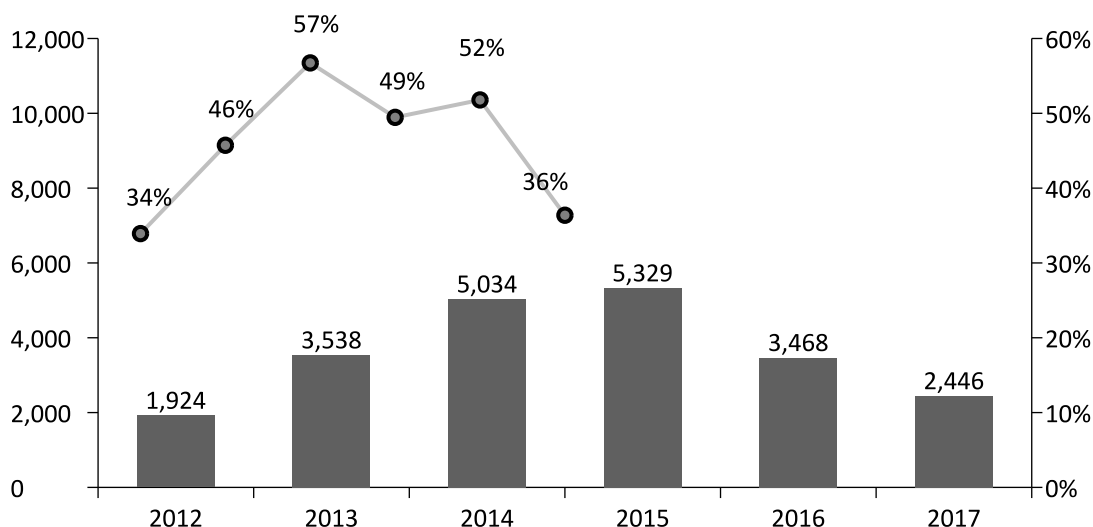
Lo que se deduce aquí es que al Ejecutivo, contra lo que dicta la ley, no le corresponde juzgar la razonabilidad del precio. Por más que su nivel afecte desfavorablemente el abastecimiento del mercado interno, esto no debe ser tenido en cuenta. De esta manera se impide que el Estado disponga de herramientas para disociar el precio del gas en el mercado local de su precio en el mercado internacional. Por lo tanto, queda abierta la posibilidad de que ante una coyuntura de precios internacionales altos, la economía nacional, en su conjunto, se vea resentida por tener que adaptarse a su encarecimiento.

¹⁷ Complejo soja: Abarca poroto de soja y derivados (pellet, harina y aceite de soja).

3.c. Ingreso de nuevos actores en desmedro de YPF

El segundo quiebre que se evidencia a partir del cambio de gobierno está vinculado con la decisión acerca de los actores que lideran la explotación de gas no convencional. La administración anterior puso el acento en YPF para encabezar el aumento de las inversiones. Con el nuevo gobierno, YPF cede parte de su liderazgo habilitando un proceso de diversificación de actores. Como se observa en el Gráfico N° 6, la empresa fue la más dinámica en términos de la recuperación de la inversión hidrocarburífera, pero a raíz de su desinversión, en 2017, perdió más de 15 puntos porcentuales de participación en las inversiones totales del sector.

Gráfico N° 6. Evolución de la inversión de YPF en hidrocarburos y participación de su inversión en el total invertido, 2012-2017. En millones de dólares y porcentajes.

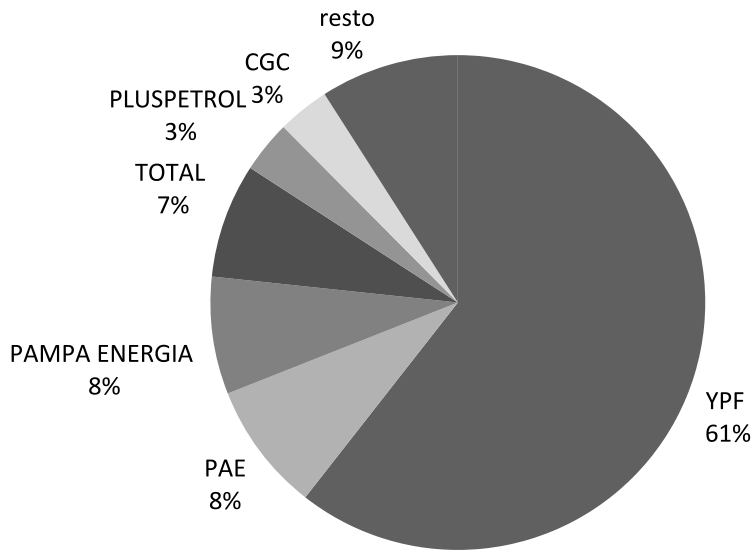


Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía y Minería.

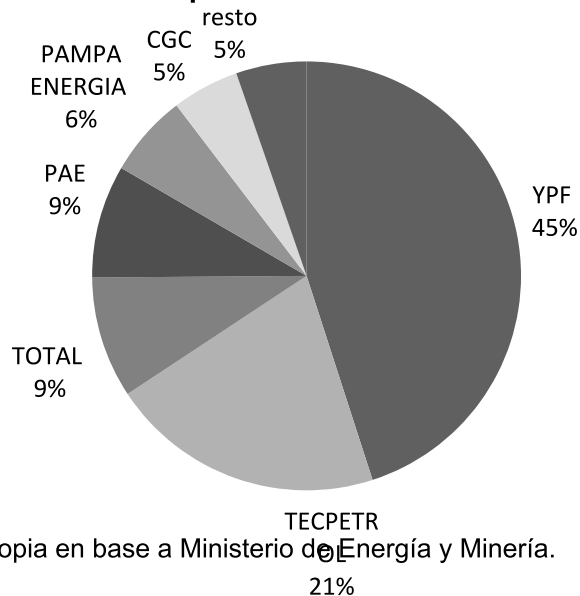
Este factor, en la producción, comienza a verse reflejado en 2018 cuando se evidencia el ingreso de nuevas empresas que le disputan su primacía. En el Gráfico N° 7 se representa el proceso de desconcentración centrado en la pérdida de participación de YPF en la producción total. El actor que emerge, con una aparición disruptiva, es Tecpetrol.

Gráfico N° 7. Participación por empresa en la producción total de gas no convencional. En porcentajes.

Septiembre de 2017.



Septiembre de 2018.



Fuente: Elaboración propia en base a Ministerio de Energía y Minería.

En septiembre de 2017, las seis empresas que mayores aportes hicieron a la producción del mes fueron: YPF (61%), Pan American Energy (8%), Pampa Energía (8%), Total (8%), Pluspetrol (3%) y Compañía General de Combustible (3%). En conjunto explicaron el 91% de la producción del mes.

En septiembre de 2018, las seis empresas que mayores aportes hacen a la producción del mes son: YPF (45%), Tecpetrol (21%)¹⁸, Total (9%)¹⁹, Pan American Energy (9%)²⁰, Pampa Energía (6%)²¹ y Compañía General de Combustible (5%)²². En conjunto explicaron el 95% de la producción mensual.

¹⁸ Empresa del grupo Techint de la familia Rocca.

¹⁹ Empresa multinacional francesa.

²⁰ Empresa del grupo Pan American Energy Group. Al grupo lo integran Bidas (compuesto por la familia Bulgheroni y la empresa china CNOOC) y la inglesa BP.

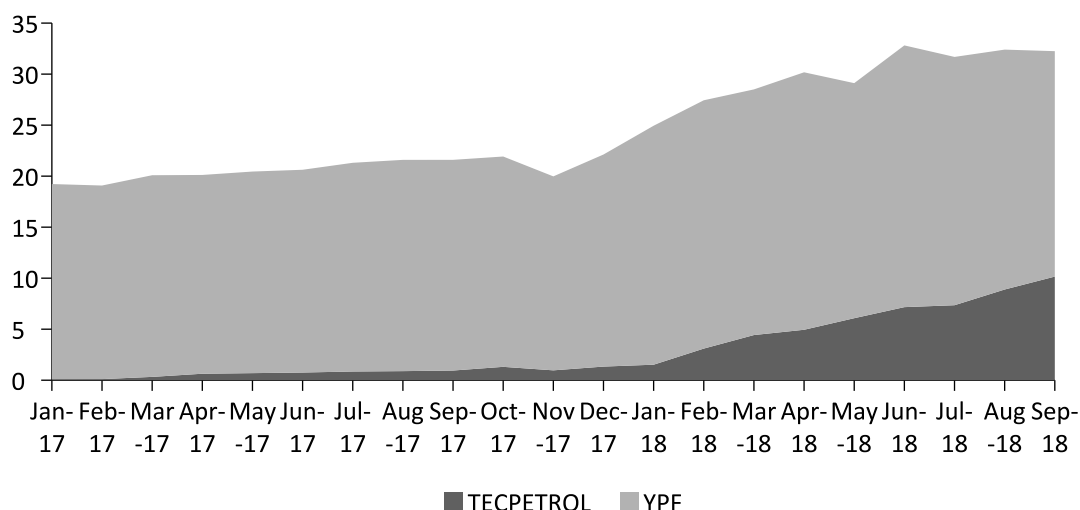
²¹ Empresa de Marcelo Mindlin.

²² Empresa de Eduardo Eurnekian

En la comparación interanual, lo que se destaca es la pérdida de participación de YPF de más de 15%. Tecpetrol, que por tener el año pasado una incidencia ínfima no aparece en el grupo, este año pasa a explicar el 20% de lo extraído en septiembre y se ubica en el segundo lugar del listado. La otra empresa que gana participación es CGC.

En el Gráfico N° 8 se observa que la pérdida de participación de YPF a manos de Tecpetrol no obedece a ninguna particularidad o evento extraordinario que se haya producido en algunos de los meses de comparación, sino más bien, se explica por la siguiente tendencia verificada a lo largo del tiempo: la producción de Tecpetrol, por lo menos, crece más que la de YPF.

Gráfico N° 8. Evolución de la producción de gas natural no convencional de YPF y de Tecpetrol, ene-2017 a sep-2018.
En millones de metros cúbicos por día.



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Gobierno de Energía.

La producción de YPF, después de estar estancada en 2017, aumenta durante el primer semestre de 2018, y en el tercer trimestre del año incluso comienza a declinar para retornar al mismo nivel del año pasado. Tecpetrol, en cambio, principalmente desde comienzo del 2018, muestra un crecimiento sostenido que aún no encuentra límite. Esto la convierte en la empresa que ha ganado en el último tiempo mayor cuota de participación en el sector.

Por su tenor, esta aparición de Tecpetrol le permite al grupo económico de la familia Rocca convertirse en un actor de peso en el sector hidrocarburífero. Aunque la gravitación del grupo en la economía nacional sea ya relevante por su liderazgo en el sector siderúrgico, su inserción en la producción de hidrocarburos ha sido marginal²³. La empresa, creada en 1981, nunca tuvo una participación preponderante en la extracción de gas como sí la tiene ahora aportando, de la mano del no convencional,

²³ En el sector energético el grupo está inserto a lo largo de toda la cadena gasífera por su participación accionaria en Transportadora Gas del Norte (transporte de gas) y en Litoral Gas (distribución de gas).

más del 10% del total de gas producido, con perspectivas de que esa participación aumente. Las razones por las cuales Rocca ha decidido apostar por el gas no convencional se encuentran, principalmente, en las medidas sectoriales aplicadas por el gobierno nacional.

En noviembre de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería (MINEM) convocó a Audiencia Pública para que se trate la actualización del nuevo precio del gas natural a aplicar en diciembre, lo que redundó en un aumento del mismo (ver Gráfico N°4). En la audiencia participaron, entre otros actores afectados por la temática, las firmas productoras de gas. En representación de Tecpetrol, el orador fue Horacio Pizarro, gerente del área de contratos. Su intervención se basó en explicar por qué la empresa decide llevar adelante en el trienio 2017-2019 una inversión de USD 2.300 millones en la explotación de gas no convencional, que, a priori, se ubica entre las más importantes que se están ejecutando no solo en el sector energético en particular, sino también, en la economía en general. Como determinante de la inversión, Pizarro menciona tres factores:

- Obtención de la concesión del área “Fortín de Piedra” en julio de 2016 otorgada por la Provincia de Neuquén.
- Firma de la “Adenda para Vaca Muerta” en enero de 2017.
- Emisión de la Resolución N° 46 del ex MINEM en marzo de 2017.

Breves comentarios merecen ser realizados sobre los primeros dos factores, el tercero, por su trascendencia, será analizado con mayor profundidad. Acerca del primero, la concesión obtenida le permitió a la empresa contar con el permiso para explotar por treinta y cinco años un área que cuenta con importantes reservas de no convencional. Sobre el segundo, se trata de modificaciones en los convenios colectivos de trabajo de los petroleros que se introdujeron por la celebración de un acuerdo entre el Ejecutivo nacional, ciertos gobiernos provinciales, el sindicato petrolero y las empresas productoras. Las modificaciones resultaron en una baja del costo laboral del no convencional²⁴.

La resolución citada, e indicada por el gerente como el determinante más importante de la inversión de Tecpetrol, creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”. Este consiste en garantizar a aquellas empresas que cuenten con concesiones de áreas de gas no convencional aprobadas para adherirse al programa, un precio estímulo definido en: 7,50 U\$/MMBTU para 2018, 7 U\$/MMBTU para 2019, 6,50 U\$/MMBTU para 2020 y 6 U\$/MMBTU para 2021.

El nuevo programa puede pensarse como una extensión de Plan Gas, no solo por su empalme temporal, sino también, porque ambos en su formulación compartieron el interés en darle al productor una previsibilidad en materia de precio para estimular la inversión en no convencional. Aunque existan similitudes, estos se diferencian, en una primera instancia, por el volumen de la producción referenciado

²⁴ En 2017, en línea con el efecto buscado a través de la “Adenda para Vaca Muerta”, los salarios de los trabajadores petroleros se redujeron 16% en comparación a los vigentes en 2015 (Koffman y López Crespo, 2018b)

con el precio estímulo. Plan Gas abarcó al total del no convencional mientras que el nuevo programa tiene un alcance significativamente más limitado.

Para reflejar la característica restrictiva del nuevo programa, en la Tabla N° 1 se incluyen a las principales diez concesiones de no convencional. Este grupo de áreas explica el 82% del no convencional de septiembre del corriente año. Como se observa, no todas las concesiones reciben el precio estímulo. Del grupo, únicamente cuatro forman parte del programa, quedando afuera las seis restantes. La no inclusión, en algunos casos, se debe a que la empresa operadora no presentó la solicitud para formar parte del programa y en otros casos la Secretaría de Gobierno de Energía no dio el visto bueno para su ingreso.

Por esta discriminación, se deriva una segunda diferencia entre ellos. Plan Gas potenció, principalmente, la inversión en no convencional de YPF por ser la principal productora. El nuevo programa, en cambio, se diseñó para promover el crecimiento de empresas con bajo o nulo desarrollo en el sector.

Tabla N° 1. Las diez principales concesiones de gas natural no convencional: empresas operadora, provincia, producción, precio estímulo y producción con precio estímulo, septiembre de 2018.

Concesión	Empresa operadora	Provincia	Producción (MM m3/d)	Producción con precio estímulo	Precio obtenido (USD/MMBTU)
FORTIN DE PIEDRA	TECPETROL	Neuquén	10	10	7,50
EL OREJANO	YPF	Neuquén	5	-	4,04
AGUADA PICHANA ESTE	TOTAL	Neuquén	4	1	4,90
RIO NEUQUEN	YPF	Neuquén	4	-	4,04
RINCON DEL MANGRULLO	YPF	Neuquén	4	-	4,04
ESTACION FERNANDEZ ORO	YPF	Río Negro	3	2	5,14
LOMA LA LATA	YPF	Neuquén	3	-	4,04
EL MANGRULLO	PAMPA ENERGIA	Neuquén	3	-	4,04
CAMPO INDIO ESTE	CGC	Santa Cruz	2	2	7,50
LINDERO ATRAVESADO	PAE	Neuquén	2	-	7,50
Total			40	15	

Fuente: Elaboración propia en base a Revista Petroquímica (2018) y Secretaría de Gobierno de Energía.

Nota: No se ajusta la producción con precio estímulo por el consumo de gas en yacimiento. La resolución excluye a esta parte de la producción para el cálculo del subsidio. De todas maneras, este factor no incide en las diferencias de precio entre concesiones.

Sobre las cuatro concesiones incluidas, se destaca Fortín de Piedra. Su reciente desarrollo le significa a Tecpetrol contar, en la actualidad, con el área de mayor producción de gas no convencional. Le siguen en importancia Aguada Pichana Este (Total) y Estación Fernandez Oro (YPF). La particularidad que presentan estas dos concesiones es que no se les reconoce la “producción inicial”²⁵, por lo tanto, la producción con precio estímulo es menor a la total. Campo Indio Este (CGC) es la concesión restante, que al igual de lo que ocurre con Fortín de Piedra, por ser concesiones que comenzaron a ser explotadas a raíz del programa, no tienen producción inicial y reciben el precio estímulo por el total de la producción. Al descontar la producción inicial, el programa busca promover, principalmente, nuevas inversiones.

Entre las seis que están afuera, cuatro son operadas por YPF, una por Pampa Energía (El Mangrullo) y la otra por PAE (Lindero Atravesado). Aunque YPF lo haya solicitado, no fueron incluidas las concesiones: El Orejano, Río Neuquén y Rincón del Mangrullo. En el caso de Loma la Lata, la empresa no solicitó su inclusión.

El subsidio que paga el Estado nacional resulta de la diferencia existente entre el precio estímulo y el precio que abonan los usuarios y consumidores de gas. En septiembre de 2018, este último fue de U\$D 4,05/MMBTU, con lo cual, lo abonado por el Estado ascendió a U\$D 2,95/MMBTU para completar el precio estímulo definido para el presente año.

Esto permite entender por qué para Tecpetrol la sanción del programa fue determinante en la decisión de desarrollar Fortín de Piedra. Como se observa en la Tabla N° 2, en los primeros nueve meses del año, los Ingresos por Ventas que la empresa obtuvo por la extracción de gas ascendieron a \$ 14.272 millones, de los cuales, más de un tercio de ellos provinieron del subsidio que le paga el Estado.

Tabla N° 2. Tecpetrol: Ingresos por ventas, subsidios y participación de subsidios en ingresos por ventas, enero-septiembre de 2018. En millones de pesos y porcentaje.

Ingresos por ventas (2)	Subsidios - Res. N° 46 - (1)	Participación (1) / (2)
14.272	4.911	34

Fuente: Estados Financieros de Tecpetrol al 30-09-2018.

4. Reflexiones finales

El crecimiento de la actividad hidrocarburífera no convencional indica que el autoabastecimiento energético, en cuestión de pocos años, podría ser recuperado. Sin embargo, por la política sectorial que se aplica, corresponde realizar ciertas advertencias. Vaca Muerta está siendo explotada para convertirse en un polo exportador, el interés por su desarrollo no reposa en permitir que se constituya en una

²⁵ Producción Inicial: es, para la totalidad de la producción de gas no convencional proveniente de una concesión incluida, la producción de gas no convencional media mensual calculada para el período entre el mes de julio de 2016 y el mes de junio de 2017 (Punto 3 del anexo de la Resolución N° 46).

fuente de abastecimiento de energía de acuerdo a las necesidades de la economía local, en cambio, se la planifica desconectada de la dinámica de la economía nacional.

El régimen sancionado para habilitar las exportaciones de gas responde a este lineamiento. El Estado pierde la herramienta necesaria para disociar el precio local de su precio internacional, y la industria se verá resentida si tiene que adaptarse al encarecimiento de la energía. Lo central aquí es que no se concibe la energía como un recurso estratégico para el desarrollo de las fuerzas productivas locales, sino más bien, como una mercancía que debe ser transada en base a un precio internacional. Se evidencia con claridad aquí que perseguir como objetivo el autoabastecimiento energético no implica necesariamente mayor soberanía energética. La posibilidad de discutir el precio de la energía y la ganancia sectorial, que la política energética no ha puesto en cuestión, es central para un modelo energético que se proponga no delegar la soberanía.

Una segunda reflexión merece ser puesta en consideración a la luz de las diferencias existentes entre los programas de estímulo a la producción de gas no convencional. Como se vio, la diferencia sustancial entre ambos, es que en el Plan Gas se eligió a YPF para que aliente el despegue de los no convencionales. En cambio, el programa en curso propone consolidar el proceso iniciado, pero ya no de la mano de la empresa dirigida por el Estado, sino más bien, a través de la potenciación de nuevos actores. El corolario de esta definición es la diversificación de la oferta de gas con la consecuente pérdida de gravitación de YPF.

A modo de hipótesis, pueden plantearse dos líneas argumentativas que no son excluyentes para comprender por qué desde el Estado se ha impulsado este proceso en función de los objetivos que direccionan la actual política energética.

Una primera explicación refiere a aquello que ha sido advertido ya por otras autoras para comprender las políticas de Cambiemos en diferentes sectores de actividad: que la misma está guiada por intereses corporativos (Canelo y Castellani, 2017). De este modo el Estado no es más que un vehículo para generar transferencias económicas hacia ciertos grupos empresariales y favorecer su reproducción y expansión.

Ahora bien, es posible plantear que más allá de aquellos intereses, el proceso de diversificación deriva de la doctrina económica de los hacedores de la política del sector. Lejos de una mirada simplista o conspirativa, podría pensarse que lo que se busca promover con el nuevo programa es la desconcentración del sector, para que así tenga lugar el desarrollo del mercado de gas en los términos que lo plantea el liberalismo: más ofertantes deberían, en este marco, asegurar mayor eficiencia y menores precios. Desde esta óptica, los mercados en general, no solamente el gasífero, deben estar desregulados y es condición imprescindible para que funcionen de manera óptima que no exista concentración económica, es decir, que no exista el poder de mercado de ninguno de sus participantes. Por lo tanto, lo que permitiría lograr el proceso de diversificación de la oferta de gas que está en curso es que madure ese mercado sin actores con capacidad para manejarlo.

Este ha sido el espíritu de la Ley de Gas Natural, cuya aplicación estuvo parcialmente suspendida entre 2002 y 2017 y que este año volvió a recobrar plena

vigencia. La ley sancionada en 1992, pleno auge neoliberal, dispuso la privatización de Gas del Estado con el propósito de desarrollar el mercado de gas desregulado²⁶. En el decreto reglamentario de la ley se hace énfasis en:

“Que la mejor asignación de recursos a largo plazo se logra mediante la estructuración de mercados en los que el acceso de los oferentes y demandantes resulte lo más amplio posible, dando lugar al juego dinámico de la competencia entre el mayor número de participantes” (Decreto 1738/92)

Por lo tanto, podría plantearse que, con el ingreso de nuevos grupos económicos a la explotación de gas no convencional, el propósito de la política sectorial es cumplir con el principio rector de la ley de gas. La misma formó parte de un cuerpo normativo mediante el cual se desreguló y privatizó el sector energético en los años noventa, y propició reformas que, sin dudas, han sido un factor determinante de la caída productiva observada en los años siguientes.

5. Referencias

- Arceo, Nicolás (2016). “Transferencias de recursos en la cadena gasífera”, Tercer Congreso de Economía Política, Departamento de Economía Política del Centro Cultural de la Cooperación y Universidad de Quilmes.
- Bertinat, Pablo et al. (2014). “20 mitos y realidades del fracking”. El Colectivo.
- Canelo, Paula y Castellani, Ana (2017). Informe de Investigación N°2. Puerta giratoria, conflictos de interés y captura de la decisión estatal en el gobierno de Macri. El caso del Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Disponible en: <http://noticias.unsam.edu.ar/wp-content/uploads/2017/04/Informe-N2-Observatorio.pdf>
- Kofman, Marco y López Crespo, Facundo (2018a), “Resfriados. Hogares argentinos y política energética”, Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental. Disponible en: <http://www.ejes.org.ar/economistas/Resfriados01-08-2018.pdf>
- Kofman, Marco y López Crespo, Facundo (2018b), “Úselo y tírelo. Empleo petrolero en la Argentina no convencional”, Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental. Disponible en: <http://www.opsur.org.ar/blog/wp-content/uploads/2018/06/%C3%9Aselo-y-t%C3%ADrelo1.pdf>
- García Zanotti, Gustavo; Kofman, Marco y López Crespo, Facundo (2016), Informe Económico: Transferencias al sector hidrocarburífero en Argentina. Disponible en: <http://www.ejes.org.ar/InformeTransferencias.pdf>
- CEPAL (2015), “Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26.741). Análisis del impacto fiscal de las operaciones de YPF a nivel provincial, Vol. II”, Santiago de Chile.
- Ley N° 17.319
- Ley N° 24.076
- Ley N° 26.741
- Ministerio de Economía y Finanzas Públicas y Ministerio de Planificación, Inversión Pública y Servicios (2012), “YPF. El Informe Mosconi”, Buenos Aires.
- Ministerio de Economía y Minería (2017), Resolución 46/2017
- Ministerio de Economía y Minería (2018), Resolución 104/2018.
- Revista Petroquímica. Petróleo, gas, química y energía (2018), “El nuevo Plan Gas podría beneficiar a una veintena de proyectos”, N° 342, Año 36, Edición Latinoamericana.

²⁶ La empresa pública ostentaba el monopolio del transporte y distribución de gas. Tras la transferencia de las actividades de la sociedad del Estado al sector privado, surgieron dos empresas transportistas y ocho empresas distribuidoras.