



¿Un nuevo esquema de incentivos al gas natural?

Medidas energéticas y nuevo plan de incentivo Gas 2020-2024

Equipo de trabajo

Gustavo Lahoud
Claudio Lozano

Coordinación

Ana Rameri

Agosto 2020

Los primeros días de agosto 2020, el Ministro de Desarrollo Productivo, Matías Kulfas, ha dado a conocer los primeros avances de una nueva estrategia para la promoción de la producción de gas natural en la Argentina, conocida como Plan Incentivo Gas 2020-2024.

Si bien los detalles y especificaciones reglamentarias todavía no están definidas, se han conocido orientaciones generales de la política gasífera que se va a encarar en los próximos años.

El contexto reinante en plena pandemia, con caída productiva y de consumo de los principales energéticos que nuestro país produce, está condicionado por la declaración de emergencia energética vigente desde fines de 2019, a través de la ley 27.541, que, por supuesto, ha establecido la emergencia en una multiplicidad de áreas de las políticas públicas nacionales.

En ese marco, como ya hemos señalado meses atrás, el gobierno nacional adoptó algunas políticas iniciales vinculadas a la suspensión de cualquier nuevo ajuste tarifario en energía eléctrica, gas natural, agua potable y otros servicios por 180 días, al tiempo que adoptó medidas coyunturales destinadas a distintos objetivos. En relación a los ajustes suspendidos, muy probablemente sigan en esta situación hasta el término del año.

Ahora, veamos algunos de esos objetivos.

Por un lado, se decretó la intervención de los respectivos Entes Reguladores de gas y electricidad, mientras se retrotrajo una de las últimas decisiones del gobierno de Cambiemos, referida a la transferencia de la jurisdicción nacional sobre la regulación del servicio público de distribución eléctrica brindado por Edenor y Edesur, a las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a la provincia de Buenos Aires. Sobre estos aspectos, no se ha avanzado en medidas concretas aún, aunque sí se han conocido decisiones de ambos interventores de los entes reguladores orientadas tanto a la revisión de los inéditos e irracionales ajustes tarifarios encarados por Cambiemos entre 2016 y 2019 como a la resolución de miles y miles de casos de reclamos de usuarios por las condiciones del servicio en el sector eléctrico. A su vez, en lo que respecta al gas natural, la brutal devaluación desatada desde abril de 2018 generó una disparada de los precios mayoristas dolarizados del gas, lo cual impactó en los contratos de abastecimiento pactados por las distribuidoras, que debieron afrontar hacia fines de 2018, una "deuda" de más de 20.000 millones de pesos con los productores de gas, acumulada a partir de la devaluación. Luego que se pretendiera sostener esa irracional transferencia adosándole la carga a los consumidores, el escándalo provocado hizo que el macrismo tomara la decisión de dictar el Decreto 1053 por el que el Estado se comprometió a "saldar" esa deuda a través del pago de 12 cuotas fijas a los productores de gas, que comenzaron a liquidarse desde diciembre de 2019, días antes de la salida de la administración de Cambiemos.

Por cierto, luego de ocho meses, el gobierno de Alberto Fernández no sólo dejó de pagar esta irracional "deuda", sino que en la Comisión Bicameral del Congreso que

debe tratar la validez definitiva los decretos de necesidad y urgencia, se decidió derogar la mencionada norma, a requerimiento, entre otros sectores, de la intervención del ENARGAS. De hecho, este asunto configura uno de los reclamos de las empresas productoras de gas natural, que han presionado sobre las autoridades de Energía y del Ministerio de Desarrollo Productivo para revertir las consecuencias de esa decisión legislativa. Más allá de ello, en el contexto de las negociaciones abiertas por la presentación del nuevo esquema de incentivos de gas natural, este asunto ha estado sobre la mesa.

Antes de referirnos a las orientaciones generales de este programa de incentivos, es importante recordar un par de medidas adicionales que el gobierno nacional adoptó en los primeros meses.

Efectivamente, a fines de diciembre de 2019, a través de una resolución del Ministerio de Desarrollo Productivo, se instruyó a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Energía (CAMMESA), a los efectos de garantizar **precios razonables**¹ en la oferta mayorista de gas natural destinada a las firmas generadoras de energía eléctrica, lo cual se adoptó a través de nuevos precios de referencia establecidos en las subastas de gas natural realizadas por CAMMESA.

Esta medida resulta relevante en el contexto de emergencia energética dictada, ya que pone blanco sobre negro algunas situaciones que habían sido señaladas durante los últimos cuatro años, y que remitían a la existencia de costos de oportunidad artificialmente altos para la transacción de gas natural en el mercado doméstico. En este sentido, el ex Ministro de Energía, Juan José Aranguren, había generado un esquema alcista en la remuneración del precio del gas natural, en un contexto de subas de las tarifas y de crecientes incentivos destinados al sector privado, de modo tal que, hacia fines de 2019, se preveía llegar a un precio promedio interno del gas natural de 6,89 dólares por millón de btu, unidad de medida mundialmente utilizada. Este esquema estalló por el aire entre abril y octubre de 2018, cuando el primer salto devaluatorio llevó el dólar de \$17 a casi \$40, situación que determinó que se abortara ese esquema alcista, para ser reemplazado por un escenario de intervención sucia y/o híbrida de la entonces Secretaría de Energía ya conducida por Iguacel y luego por Lopetegui, que implicó que, durante 2019, los precios de referencia para la comercialización de gas mayorista bajaran a niveles que oscilaban entre 3,50 y 4 dólares por millón de btu. Por cierto, durante 2018, el precio mayorista promedio se ubicó en 4,76 dólares por millón de btu, mientras que se debatía permanentemente sobre los costos reales de extracción en los campos hidrocarburiíferos, e incluso en los flamantes campos gasíferos de Vaca Muerta, apalancados por millonarios subsidios a la oferta que han sido una de las herramientas de transferencia desde la población a este selecto grupo de empresas productoras, que se llevarían la parte del león con la estrategia de dolarización del precio mayorista del gas natural encarada por el gobierno de Cambiemos.

¹ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/224220/20191230>

Ciertamente, ya en las subastas de gas natural realizadas en febrero de 2019 durante el último año de Cambiemos, las referencias de precios se ubicaron por debajo de los 4 dólares por millón de btu, en un escenario en el que la extracción de gas natural no convencional creció de manera muy significativa a partir de los subsidios señalados y del esquema alcista implementado. Ello implicó que durante 2019 se consolidara una mayor oferta doméstica de gas natural, que hizo que el entonces Secretario de Energía Lopetegui, encarara una renegociación mediante una adenda a los contratos de provisión de gas natural con Bolivia, vigentes hasta 2026. El objetivo era bajar la oferta en los distintos períodos del año, a los efectos de colocar en nuestro mercado la oferta interna creciente. Asimismo, se canceló una de las terminales de regasificación de gas natural licuado que, desde 2008, funcionaba en Bahía Blanca y se redujo la operación de la terminal de Escobar, con readecuaciones de contratos y ofertas.

Este panorama heredado, permitió que una de las primeras medidas del gobierno de Frente de Todos, se orientara a bajar aún más los precios mayoristas de referencia que se transaron desde CAMMESA en enero y febrero de 2020. De esta forma, la empresa que concentra compras y pagos en el subsector eléctrico logró ofertas consistentes de los productores de gas natural a precios que han estado incluso por debajo de los 2 dólares por millón de btu, de forma tal que las generadoras eléctricas térmicas han incorporado un insumo estratégico para la producción de energía eléctrica a precios que están 50% por debajo de las ofertas de 2018. Estos precios, incluso, se han sostenido a partir de marzo de 2020, ya en plena pandemia, a resultas de lo cual el gobierno nacional, a través de CAMMESA, pudo asegurar compras parciales de gas natural a las empresas productoras destinadas a las generadoras eléctricas. Estas compras de oportunidad, continuadas en estos meses, se posibilitaron por el contexto de baja en la demanda y de estancamiento relativo en la producción de hidrocarburos, acentuada por el parate productivo.

Con mayor exactitud, el precio del gas en el PIST (punto de ingreso al sistema de transporte) ofertado en enero de 2020, tuvo un mínimo de 0,92 dólares por MMBTU y un máximo de 2,67 dólares por MMBTU. Y el precio ponderado fue de 1,8 dólares por MMBTU, por debajo de los 2 dólares. Asimismo, el 41% del volumen asignado de gas natural registró un promedio de 1,3 dólares por MMBTU, mientras que el promedio en 2019 pagado por las usinas generadoras fue de 2,92 dólares por MMBTU y de 4,89 dólares por MMBTU si se toman las referencias de enero de 2018.²

Estas cifras resultan relevantes, a la hora de poner en consideración uno de los ejes en torno a los cuales pivotea la decisión de un nuevo esquema de incentivos a la extracción de gas natural orientada por el gobierno nacional de Alberto Fernández. En efecto, uno de los asuntos que se discute con los productores es qué precio efectivo puede incentivar la sostenibilidad de la disponibilidad de gas natural para los próximos años. Por cierto, este "debate" no opera en vacío, ya que venimos de

² www.cammesa.com.ar y <https://www.ambito.com/opiniones/tarifas/la-resolucion-12-el-gas-subastado-y-la-lluvia-de-denuncias-penales-n5073898>

años de enorme desequilibrio, en los que la decisión irracional de orientar costos de oportunidad artificialmente altos y dolarizados en la industria del gas natural provocó que se pusiera en peligro el acceso a un insumo crítico para la producción industrial y para garantizar un nivel de vida digno a los usuarios residenciales. A tal punto fue así, que ya en febrero de 2019, el anterior gobierno vio evaporada la viabilidad social y la factibilidad económica para continuar con ajustes tarifarios que en tres años habían acumulado cifras inéditas de aumentos que oscilaron en rangos que van del 1000% al 3.000% en los distintos servicios de luz y gas y en distintas jurisdicciones y niveles de usuarios.

En tal sentido, el panorama actual de crisis económica, caída de demanda y estancamiento del sector, nos encuentra ante un nuevo escenario, en el que no pueden repetirse estrategias desequilibradas, mientras que, por otro lado, debe proveerse un marco adecuado de funcionamiento de todo el sector que, por lo menos en el mediano plazo, logre armonizar los criterios de disponibilidad, perdurabilidad del suministro, acceso garantizado y sostenibilidad socioambiental. En este punto, estimamos que el gobierno está mucho mejor parado en esta discusión y es hora de que estas nuevas realidades se vean reflejadas en los debates abiertos sobre el nuevo esquema de incentivos al gas natural.

A su vez, estimamos que el gobierno nacional debería incluir en estas discusiones a todos los actores relevantes del sistema energético, desde una visión sistémica de oferta-demanda y, simultáneamente, orientar una propuesta que refleje precios más competitivos a partir de la internalización de costos de producción más eficientes que se verifiquen en proyectos de distintas cuencas productivas. Asimismo, es importante recordar que venimos de una experiencia que se tornó insostenible durante el gobierno de Cambiemos, ya que el tipo de remuneraciones establecidas implicó una artificial valorización de los contratos en dólares, situación que se tornó económica y socialmente inviable, tal como se manifestó anteriormente. Por ende, la traumática experiencia vivida, debe servirnos para no repetir propuestas que impliquen, más temprano que tarde, la aplicación de mecanismos de apalancamiento en dólares de los precios mayoristas del gas natural. En efecto, debemos ir hacia un rediseño integral.

Por otro lado, una de las últimas medidas, adoptadas a mediados de mayo, fue el establecimiento de un nuevo precio de referencia interno- "barril criollo"³- en USD 45, en el contexto en que la crisis pandémica acentuó la caída de precios del crudo que se afianzaba como tendencia mundial en los últimos meses de 2019. De hecho, la sobreproducción de los primeros meses de 2020, provocó que se registraran pocos días con operaciones de cotización negativa del crudo, combinadas con precios a futuro deprimidos, lo cual provocó que hacia los primeros días de abril de 2020, los principales productores mundiales- OPEP+ otros actores como Rusia, y Estados Unidos- convergieran en recortes de producción importantes para el resto del año 2020 y continuados durante 2021, para intentar frenar la caída de la

³ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/229470/20200519>

cotización ante una demanda que se deprimió en un 10% promedio en estos meses. Más allá que durante junio y julio los precios de los principales marcadores internacionales comenzaron a marcar un leve repunte- pasamos de cotizaciones que oscilaron en el período marzo-mayo entre USD 20 y USD 30 a nuevos niveles que se ubicaron en junio-julio en bandas entre USD 35 y USD 42-, situación que, en el corto plazo, puede deberse al efecto de la retracción de la oferta ante la caída de demanda, el gobierno nacional decidió encarar una reedición del precio sostén, a contramano de la situación internacional, pero con el objetivo de sostener niveles de empleo y de producción en las cuencas productivas patagónicas. Y, tal como trabajamos en uno de nuestros informes de abril de 2020, la medida parecía orientada a “sostener la esperanza Vaca Muerta como proyecto exportador”.

En efecto, ese precio sostén rige desde el 1 de mayo de 2020 y en el decreto respectivo⁴ se estableció que, si se registraran 10 días continuados de cotizaciones del marcador Brent- referencia para el mercado argentino-, la vigencia de este quedaba sin efecto. Por cierto, ello no ha ocurrido hasta el momento, pero lo cierto es que su implementación ha originado nuevas presiones dentro de la industria petrolera, ya que el subsidio dirigido al eslabón upstream- es decir, exploración y extracción-, es absorbido plenamente por los eslabones de refinación, mientras que el mismo decreto suspendió cualquier nuevo aumento de combustibles líquidos hasta el 31 de octubre de 2020. A pesar de ello, las presiones en los primeros días de agosto para que el gobierno nacional determine pequeños ajustes en los precios de los combustibles líquidos- y que han tenido al Presidente de YPF, Guillermo Nielsen, como uno de los principales interlocutores-, han arreciado con fuerza, lo cual pone en cuestión nuevamente la viabilidad social y económica de la política específica, ya que el reclamo por aumentos de combustibles va de la mano de la incipiente recuperación del precio internacional durante los meses de julio-agosto de 2020, situación que, de confirmarse en los próximos tiempos, señalaría la recomendación de dar por tierra con este incentivo coyuntural que sostiene el precio interno.

Transcurridos tres meses de vigencia de este programa- mayo-julio 2020-, las estimaciones de producción de los dos primeros meses, contrastadas con las cotizaciones promedio del barril brent para el bimestre- que se ubican en USD 29 y USD 40 para los meses de mayo y junio- nos permiten calcular que el diferencial de precios ha oscilado en bandas de USD 16 a USD 5, mientras que el estimado global de subsidios absorbidos por el eslabón refinación de la industria hidrocarbúrfica en el bimestre mayo-junio, ronda los USD 296,7 millones.⁵

Finalmente, pongamos el foco sobre las orientaciones generales que se han conocido vinculadas al nuevo plan de incentivo de producción de gas natural 2020-2024, según lo comunicado por el ministro Kulfas.

⁴ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/229470/20200519>

⁵ Datos de producción de Secretaría de Energía y registros de cotización internacionales.
<http://www.iae.rog.ar>

Uno de los primeros ejes que se apuntó en la presentación, es un abordaje sistémico oferta-demanda que resulta pertinente, teniendo en cuenta no sólo la relevancia crítica de un bien como el gas, que constituye tanto un insumo difundido en amplios sectores industriales, como un bien esencial y estratégico para el conjunto de nuestra comunidad. Asimismo, en perspectiva de los abordajes profundamente desequilibrados en la política gasífera que hemos heredado del gobierno de Cambiemos, y que dejaron una impronta dolarizadora que debe ser corregida, la apertura hacia una perspectiva sistémica es bienvenida. En este aspecto, es importante establecer adecuados mecanismos de incentivos dirigidos al logro de mayor eficiencia en los distintos actores del sector gasífero, desde las empresas productoras hasta las firmas distribuidoras como grandes demandantes de fluido, lo cual implica que deben internalizarse la existencia de menores costos de producción para que los mismos se vean reflejados, a su vez, en menores tarifas y precios para el resto de la economía.

Asimismo, se ha señalado que se busca garantizar oferta suficiente durante los próximos cinco años, a precios razonables y garantizando el adecuado abastecimiento de la demanda. Ahora, en función de lo apuntado por las autoridades, resulta fundamental orientar las definiciones sobre el "precio incentivo" que garantizaría una extracción perdurable en el tiempo. Podríamos decir que este es "el" punto central de las definiciones, ya que estimamos que cualquier esquema de incentivos a la oferta de energéticos, en un mercado altamente concentrado y con enorme capacidad de presión sobre las autoridades públicas regulatorias, implica una discusión fundamental, ya que el gobierno compromete recursos públicos indeterminados para el sostenimiento de esquemas cuyos resultados, tal como hemos visto en los últimos años, distan de ser adecuados en función de garantizar equilibrio entre los objetivos de disponibilidad y accesibilidad.

En efecto, si tenemos en cuenta los años anteriores, y las perspectivas inciertas de la presente coyuntura, junto con la prioridad de garantizar un enfoque equilibrado, nos preguntamos si una banda de precios que oscile entre los USD 2 y USD 3 por millón de btu puede constituirse en una remuneración adecuada en función de todos los intereses en juego y que deben preservarse armónicamente. Por cierto, esta cuestión debe discutirse ampliamente entre los sectores productivos, sociales, académicos y trabajadores del ámbito energético, de modo tal de realizar una evaluación integral de los costos reales de producción de todos los campos en actividad, desde los convencionales hasta los no convencionales, incluyendo aquellos en los que se extrae gas asociado a petróleo, como aquellos que son exclusivamente gasíferos.

Sin embargo, lo que se ha difundido hasta el momento, y que proviene de las autoridades, los informes periodísticos y las mismas empresas, es la posible instrumentación de un precio que nunca podría superar los USD 4 por millón de btu, lo que alejaría las perspectivas irracionales que se sufrieron durante el macrismo y que hicieron estallar el sistema, pero nos preguntamos si ese valor- aún superior al precio de países con producción gasífera importante como Bolivia, Estados Unidos

o Canadá, que oscila entre los USD 2 y USD 3- puede garantizar el equilibrio disponibilidad-accesibilidad que es importante cautelar. Más aún ante un escenario donde si bien YPF es el actor productivo más importante, no opera en los hechos como una empresa testigo que orienta decisiones estratégicas al resto de los operadores, sino como un primus inter pares de un esquema predominantemente internacionalizado y commoditizado. Estas cuestiones deben evaluarse claramente, ya que no puede repetirse un esquema de señales de precios en dólares que, a través de distintos mecanismos, se orienta al mismo objetivo de siempre: es decir, garantizarle precio en dólares al selecto grupo de empresas productoras.

Sin embargo, no negamos que el debate en torno a un precio de remuneración razonable, como lo ha manifestado el ministro Kulfas, constituye uno de los factores fundamentales que debe ponerse sobre la mesa sin dilaciones. Pero es importante que estos debates se realicen públicamente, con todos los actores sentados a la mesa.

Nos preguntamos si la experiencia heredada nos será útil para encarar una discusión más racional y que preserve el equilibrio del sistema en términos de oferta y demanda. Los últimos números de la cadena de valor de los hidrocarburos publicada a mediados de 2018, y que están disponibles en los sitios oficiales, orientan valores de costos de explotación cercanos a los USD 2 por millón de btu en la cuenca neuquina, con referencia a proyectos gasíferos emblemáticos como El Orejano.⁶

Pero en la presentación del esquema de incentivos propuesto, se pondría de referencia un valor tope de USD 3,40 por millón de btu, y a ello se sumaría una "garantía"⁷ para asegurar el cobro por parte de los productores que se referencia a ese precio tope. Ese mecanismo de "garantía" estaría ligado al cálculo del incentivo a Valor Presente Neto

Sin embargo, nos parece que este tipo de aspectos deben discutirse ampliamente, y deben estar en consonancia con los costos reales de explotación y rentabilidades que aseguren tasas normales de ganancias. De hecho, el valor de USD 3,5 o USD 4 por millón de btu, es entre USD 1 y USD 1,5 superior a los valores promedio de las últimas licitaciones de gas natural, aunque si se compara con los incentivos que Cambiemos aseguró en el marco de la Resolución 46 de 2017 para el período 2018-2021, el tope señalado se ubica entre USD 3,5 y USD 2 por millón de btu por debajo. ¿Sería entonces un incentivo que se acerca más a valores razonables?

Según la información que ha circulado extraoficialmente, el incentivo del nuevo plan gas tendrá un tope de US\$ 3,40 por millón de btu, aunque el mismo se calculará a Valor Presente Neto, con una tasa de descuento del 10% sobre los precios futuros, lo que implica que el precio tope podría elevarse un 15% y acercarse a US\$ 3,90 por

⁶ https://www.economia.gob.ar/peconomica/docs/2018/SSPMicro_Cadenas_de_valor_Hidrocarburos.pdf

⁷ <https://www.lapoliticaonline.com/nota/128465-kulfas-presento-el-nuevo-plan-gas-a-las-petroleras-para-estimular-inversiones/>

millón de btu⁸. **Es decir, este esquema podría inducir un sendero de precios crecientes en el futuro, de modo tal que estaríamos ante una situación que potencialmente podría repetir viejos errores del pasado.** De hecho, este número está en línea con planteos que habrían sido realizados por YPF, en la perspectiva de “mejorar” los números de los proyectos en la cuenca neuquina. Asimismo, YPF ha solicitado que se considere positivamente la oferta disponible a la hora de dar prioridad al despacho de las compañías. Ello está en línea con el hecho que YPF es la compañía que puede ofrecer mayor disponibilidad.

Y en caso de generarse una “garantía” de estas características, ¿será el Estado el que se haga cargo de su cobertura, e incluso de la “incierto evolución” que esos “costos” tendrían en el mediano plazo?

Es importante discutirlo claramente, ya que una de las propuestas posibles es la creación de un Fideicomiso de Gas por valores cercanos a los USD 500 millones, que podría financiarse con partidas presupuestarias específicas o con un cargo específico. En tal sentido, el objetivo fundamental de esa medida, sería garantizar el pago del gas a las productoras, en caso que se produjeran retrasos en los pagos de las empresas distribuidoras. En el análisis general, se parte de un precio promedio que paga la demanda de USD 2,5 por millón de btu, cercano a los valores establecidos en los primeros meses de 2020, y el monto del subsidio sería de USD 1 a USD 1,5 por millón de btu, lo que podría representar USD 1.000 millones. La mitad de ese monto es el que se destinaría a cubrir los pagos de las distribuidoras a las productoras, mientras que la otra parte es la que se canalizaría a CAMMESA para garantizar la generación de electricidad.⁹ Sin embargo, no hay mayores certezas sobre el mecanismo final aunque, si se trata de esquemas de fideicomisos, resulta fundamental que estos debates se transparenten en la discusión parlamentaria que debe darse en el Congreso Nacional sobre el presupuesto 2021, ya que pautar esquemas de incentivos por los próximos cinco años- cuyos montos reales resultan difíciles de prever- sin dar debates integrales sobre el sector hidrocarburífero, implica asumir compromisos fiscales con los mismos beneficiarios de siempre.

Por otro lado, el precio del gas no sería uniforme todo el año. El precio de invierno se calcularía teniendo en cuenta el precio máximo por un factor de 1,25, mientras que en los meses de verano, se utilizará un factor de 0,82. Así, si un productor de la cuenca neuquina ofrece el gas a US\$ 3,80 por millón de btu, en la práctica, recibirá un precio de US\$ 3,11 en el período estival, mientras que en invierno, esa cifra se eleva hasta los US\$ 4,75. A su vez, se aplicaría un factor de ponderación de 1,30 a las empresas que puedan ofrecer mayor inyección de gas en el período invernal, particularmente, en los meses de junio y julio, con el objetivo de reducir las

⁸ <https://econojournal.com.ar/2020/08/cual-es-el-mecanismo-que-se-utilizara-para-calculer-el-nuevo-precio-del-gas/>

⁹ <https://econojournal.com.ar/2020/08/crearan-un-fideicomiso-de-us-500-millones-para-garantizar-los-subsidios-al-gas/>

importaciones de gas natural licuado¹⁰. Nuevamente, este tipo de esquemas y ponderaciones deben encararse en el marco de una discusión integral, en cuyo centro deben estar los costos comparados de producción de los yacimientos del país, contrastados con las diferencias existentes entre yacimientos que extraen gas asociado a petróleo- como es el caso de La Calera, manejado por PIsupetrol, en la cuenca neuquina- y aquellos que son sólo gasíferos. Ello es así, ya que en los yacimientos asociados, la remuneración está determinada por la extracción de crudo, mientras que en los proyectos gasíferos, la situación productiva es diferente. A su vez, el criterio de garantizar precios más competitivos en el período estival en relación al invernal, forma parte de un criterio racional y tendencialmente equitativo en la elaboración de la propuesta general.

Complementariamente, otro de los ejes presentados, se orienta a la posibilidad que CAMMESA pueda efectuar compras relevantes de gas natural a precios que, tal vez, puedan acercarse a los convenidos en las subastas de los primeros meses de 2020, de manera tal de operar virtuosamente sobre la baja de costos en la generación de energía eléctrica y, de esa manera, garantizar menores presiones para aumentos posteriores de tarifas, teniendo en cuenta que los sectores gasífero y eléctrico funcionan segmentadamente y la búsqueda de rentabilidad constituye un condicionante estructural y a la vez un mecanismo de presión permanente a través del que operan las empresas que lideran el conglomerado electro-gasífero. De hecho, estas presiones son constitutivas del mismo funcionamiento luego de la desregulación de los '90, y si bien no está en debate la reconfiguración integral del sistema energético, una medida como la propuesta, podría incidir decisivamente en manejos más eficientes de todo el sector, ya que precios más bajos de gas garantizados por CAMMESA, orienta menores presiones para aumentos en toda la cadena.

Ligado a ello, en las medidas propuestas, se establece que el acceso a la población constituye un objetivo fundamental y que debe cautelarse, de manera tal que los precios reflejados luego en tarifas sean asequibles, adecuados, justos. Esta orientación, indicaría que se pone en la balanza la dimensión del acceso y, fundamentalmente, resulta relevante si, además, se lo complementa con una política de inversión en infraestructura que garantice que las obras frenadas del llamado Gasoducto del Noreste (GNEA), puedan retomarse a los efectos de proveer de gas natural a las provincias de Misiones, Corrientes, Chaco y Formosa, situación que constituye una deuda histórica del Estado argentino. Téngase en cuenta que, en todo el país, casi el 30% de nuestra población, no accede a gas natural por redes. De hecho, de acuerdo a datos del INDEC¹¹ para el primer semestre de 2019, se estima una penetración de la red de gas natural del 70%, focalizándose la falta de acceso justamente en el noreste argentino y en diversas zonas del interior, desde el noroeste, el centro del país, las regiones del interior de la provincia de Buenos Aires

¹⁰ <https://econojournal.com.ar/2020/08/cual-es-el-mecanismo-que-se-utilizara-para-calculer-el-nuevo-precio-del-gas/>

¹¹ <https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel3-Tema-4-27>

y algunas zonas patagónicas. Sin embargo, estimamos que estas aperturas de la discusión deben institucionalizarse en el marco de una gran mesa pública con la convocatoria de todos los actores, bajo una visión sistémica oferta-demanda.

Otro aspecto que se refiere en la presentación realizada por el gobierno nacional, está vinculado con la posibilidad de exportaciones. En tal sentido, se afirma que sólo se podrá exportar fluido contra estación, lo que significa que, muy probablemente, entre el semestre octubre-abril puedan habilitarse envíos al exterior. Las perspectivas de exportación se ubicarían en torno a los 11 millones de m³/d¹², lo cual representa entre el 8% y el 10% de la producción diaria y la decisión se enmarca en la necesidad de garantizar extracción permanente en el tiempo, ya que técnicamente no es posible almacenar gas natural sosteniblemente, de modo tal que una sobreoferta estacional de producto, a riesgo de perderse, debe ubicarse en mercados alternativos.

En realidad, este tipo de iniciativas que incluyen la posibilidad de exportaciones ajustadas, podrían complementarse con la adecuada planificación subregional de esquemas de complementación que nos permita trabajar sinérgicamente con nuestros hermanos pueblos de Bolivia y Chile, generando, así, una gran región que funcione en base a criterios de reciprocidad y complementariedad productivos. Pensemos que Bolivia es un proveedor de gas natural de la Argentina y los contratos están vigentes hasta 2026, mientras que Chile es un demandante permanente de gas natural, entre otras consideraciones que se pueden hacer. A su vez, una orientación estratégica hacia este escenario, permitiría reducir el impacto en las cuentas públicas de la importación de gas natural licuado y de combustibles líquidos, que han sido alternativas menos eficientes en términos de costos e incluso más contaminantes en el caso del fuel oil para usinas térmicas. Así, una propuesta que nos aleje de externalidades negativas y de costos más elevados, propios de un esquema que había internalizado la importación de gas natural licuado y que, incluso, proyectaba esa iniciativa como una de las posibles salidas exportadoras desde Vaca Muerta, resulta siempre más pertinente, más aún si se piensa sistémicamente.

Por ende, ¿No habrá llegado la hora de proponer un ambicioso esquema de integración gasífera subregional recíprocamente beneficioso?

El denominado Esquema Gas 2020-2024 está dirigido, además, a la generación de un sistema de contratos directos entre los productores de gas natural y las empresas distribuidoras, de manera tal que pueda consolidarse un escenario de sinergias público-privada que se sostenga en el tiempo.¹³ También se establecería un bloque de 70 millones de m³/d con precios consensuados y compras adicionales en invierno con el objetivo de desestacionalizar la demanda y contribuir a bajar los precios de toda la cadena. Aquí se refuerza el rol de CAMMESA en el papel que ya está jugando en el mercado. Este tipo de medidas, podrían brindar mayor

¹² Información brindada por el Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación.

¹³ <https://www.lapoliticaonline.com/nota/128465-kulfas-presento-el-nuevo-plan-gas-a-las-petroleras-para-estimular-inversiones/>

certidumbre y repercutir, entonces, en precios más razonables.¹⁴ Así, entre un 50% y 60% de la producción de gas natural estaría sujeta a estos acuerdos de comercialización vía subastas, de modo tal de generar escenarios de precios más estables.

En líneas generales, estimamos que estamos ante una invaluable oportunidad en esta particular coyuntura, para poner en marcha un esquema oferta-demanda equilibrado, como escenario de transición hacia un replanteo estratégico integral en el funcionamiento del sistema energético.

La relevancia del gas natural para el sistema productivo nacional es harto elocuente, como lo es la prioridad de pautar un vínculo energético federal más equilibrado, de modo tal de establecer pautas más transparentes y equitativas entre los actores del sistema energético.

En tal sentido, estimamos que el Estado nacional debe replantear una estrategia productiva de recuperación de la extracción hidrocarburífera en las cinco cuencas productivas del país, haciendo eje en la incorporación de proyectos gasíferos y petroleros en las cuencas noroeste y cuyana, al tiempo que resulta fundamental jerarquizar el rol de YPF en el subsector hidrocarburífero, privilegiando la disponibilidad para asegurar autoabastecimiento y precios razonables. En este aspecto, el esquema prevé viabilizar inversiones inmediatas en producción en todas las cuencas del país, satisfacer las necesidades de consumo con la extracción de los yacimientos, proteger la cadena de valor, los puestos de trabajo y los derechos de usuarios y consumidores actuales y futuros.¹⁵

En este escenario, debemos tener en cuenta que la producción de gas natural no convencional- tanto tight como shale- ha crecido persistentemente a partir de los distintos esquemas de subsidios planteados en los últimos años, lo que implicó que el Estado nacional erogara más de USD 6.000 millones sólo en las distintas modalidades de incentivo entre 2013 y 2019. Pero mientras este panorama se afianzó al calor de subsidios muy generosos, la dinámica de extracción convencional declina constantemente, y hacia mediados de 2020, la producción no convencional representa 43% del total, mientras que el 57% es producción convencional. Sobre el 43%, 24% es shale gas y 19%, tight gas.¹⁶ Así, básicamente el subsector de la industria del gas reproduce un esquema totalmente ligado a estímulos de oferta y en la Argentina de hoy, atravesada por escenarios de crisis tan agudas y múltiples, resulta fundamental debatir públicamente las dinámicas de costos de explotación, su evolución, la pertinencia de subsidios y el enfoque estratégico de los mismos en función de un replanteo integral del sistema energético, que debería tener a YPF en un rol fundamental de dirección.

¹⁴ <https://www.lapoliticaonline.com/nota/128465-kulfas-presento-el-nuevo-plan-gas-a-las-petroleras-para-estimular-inversiones/>

¹⁵ Comunicación del Ministerio de Desarrollo Productivo.

¹⁶ <http://www.iae.org.ar> Informe de Tendencias Energéticas- Julio 2020
Datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Más allá de ese camino de más largo aliento, resulta fundamental que en la presente coyuntura se sincere la discusión sobre los subsidios a la oferta y se encare un esquema de racionalización y adecuación de los mismos, en función de una realidad productiva que garantice equilibradamente disponibilidad, perdurabilidad del suministro, accesibilidad y sostenibilidad para consolidar nuestro margen de maniobra soberano.