



Audiencia pública precio de gas
en boca de pozo.
Consideraciones fundamentales.

Gustavo Lahoud

Coordinación

Claudio Lozano - Tomás Raffo

Audiencia pública precio de gas en boca de pozo.

Consideraciones fundamentales.

I- Introducción.

Durante 2016, el Gobierno nacional puso en marcha los procesos de ajuste tarifarios y eliminación de subsidios en áreas clave de los servicios públicos esenciales, como gas, luz y agua.

En ese contexto, las nuevas medidas tarifarias adoptadas en referencia al gas natural, afrontaron serias marchas y contramarchas como consecuencia de los significativos aumentos registrados luego de los ajustes establecidos en abril de 2016. Como ya es de público conocimiento, esta situación estalló hacia los meses de junio y julio, cuando las bajas temperaturas y las nuevas tarifas provocaron serias reacciones sociales desde la Patagonia hasta otras regiones del país, lo cual derivó en que el proceso fuera judicializado por diversas organizaciones de bien público y defensa del consumidor.

También es ya conocido que la Corte Suprema de Justicia de la Nación decidió finalmente la convocatoria a una audiencia pública modificada, donde se pusiera el foco en el debate sobre el precio del gas en boca de pozo, que inicialmente había quedado en la órbita de la exclusiva decisión gubernamental. Por cierto, la Corte falló de tal forma luego de la resolución de una medida cautelar que había frenado los ajustes tarifarios y aquella decisión del 18 de agosto de 2016, implicó que se reconfigurara una audiencia pública para el 16 de septiembre, en cuyo marco se discutió la nueva propuesta del Gobierno nacional.

La misma se centró en el establecimiento de un esquema de aumento gradual del precio del gas en boca de pozo, cuyo valor inicial, luego de la marcha atrás de la primera parte del año, se fijó en un nivel que, contrastado con el precio vigente hasta fines de 2015 para el caso de los usuarios residenciales, implicó un ajuste en dólares del 165% promedio, al pasar ese valor de 1,29 dólares a 3,42 dólares por millón de btu. Téngase presente, que el valor anterior a partir del que se estructuró el esquema alcista semestral hasta 2019, se había fijado en 4,72 dólares por millón de btu, lo cual implicaba un aumento del 266% en relación a los valores vigentes para usuarios residenciales hasta fines de 2015.

Por su parte, debe afirmarse que los nuevos cuadros tarifarios aprobados y vigentes desde el 7 de octubre de 2016, implicaron aumentos promedio totales del orden del 203% para usuarios residenciales y, en relación a usuarias comerciales e industriales, rigieron finalmente los topes del orden del 400% que habían sido establecidos en anteriores resoluciones para moderar el impacto de las subas iniciales, que, en muchos casos, implicaron aumentos mayores al 1.000%.

Finalmente, el 7 de diciembre de 2016, se realizó una nueva audiencia pública vinculada a los segmentos de transporte y distribución de gas en todo el país. Debe tenerse en cuenta, que aún no hay decisión tomada por parte del ENARGAS en lo que respecta a la ratificación o no de los ajustes solicitados por las respectivas empresas luego de la realización de esas audiencias. Este dato es de fundamental relevancia, ya que esos ajustes van a calzarse con lo que finalmente se decida a partir de las audiencias del 10 de marzo de 2017, convocadas para discutir el nuevo valor del precio del

gas en boca de pozo, que rige para el siguiente semestre abril-septiembre 2017. Por ende, resulta un enigma precisar el rango definitivo de los aumentos que podrían darse a partir de esta situación.

Lo que sí podemos afirmar, es que la propuesta del nuevo precio de gas en boca de pozo- que se establecería para el semestre abril-septiembre 2017-, implica un aumento de algo más del 10% en dólares, si se parte de los 3,42 dólares por millón de btu, establecidos desde octubre de 2016. Recordemos que ese valor, ya había implicado un ajuste en dólares cercano al 165%, mientras que ahora se le adicionaría algo más del 10%, lo cual lleva el nuevo precio del gas en boca de pozo a 3,78 dólares por millón de btu. Por ende, entre octubre de 2016 y abril de 2017, los usuarios residenciales deberían afrontar un aumento cercano al 175% promedio del gas en dólares, si bien debe aclararse que ese porcentaje no se expresa en valores absolutos en la factura final, ya que el precio del gas explica algo más de un 60% del valor total.

Asimismo, debe tenerse en cuenta que aún resta agregar el impacto final de los aumentos de transporte y distribución, que, según estimaciones oficiales, podrían oscilar entre el 70% y el 150% promedio, según las diversas categorías de usuarios. Aunque ello debe matizarse ante la posibilidad que el Gobierno nacional decida establecer topes máximos de aumentos de la tarifa final, como se hizo en el segundo semestre de 2016 luego de la marcha atrás posterior al primer tarifazo.¹

Sin embargo, la problemática de las tarifas de gas natural, debe ser puesta en un imprescindible contexto estructural, lo cual implica el intento de describir y comprender estas decisiones en el marco del derrotero sinuoso, conflictivo y contradictorio que la política energética ha tenido en las últimas dos décadas, luego del establecimiento de las reglas de juego de la desregulación.

A su vez, no debe dejar de abordarse el eje central de la política gasífera de la Administración Cambiemos, que ha avanzado en un esquema de dolarización vis a vis la consolidación de precios diferenciales para la extracción adicional de gas natural, con el aún no declarado objetivo de erigir un nuevo polo de exportación gasífero, en la próxima década, a partir de la explotación masiva de Vaca Muerta.

Es decir, el escenario futuro de aumento consistente y paulatino del abastecimiento y suministro de gas natural, parece ser la piedra de toque de todo el funcionamiento del proceso inversor a gran escala que se espera incentivar a partir de las reglas liberalizadoras vigentes.

En concreto, y ligado a la sustentabilidad integral de las políticas energéticas, hay demasiados “condicionales” en los escenarios pensados para solucionar la gravedad estructural de la problemática energética nacional, y las políticas tarifarias en torno al gas natural, son uno de los pilares de ese abordaje liberalizador y desregulador pergeñado por el Gobierno nacional.

En función de todo ello, resulta esencial el planteo de algunas cuestiones estructurales, para ir luego a una propuesta que está en línea con la noción de la energía como derecho humano inalienable, de la que se desprenden políticas energéticas orientadas no sólo a asegurar abastecimiento estable en el tiempo, sino accesibilidad, sustentabilidad ambiental, asequibilidad, progresividad y gradualidad en el costo tarifario que los usuarios residenciales, comerciales e industriales deben afrontar.

¹ <http://www.lanacion.com.ar/1984084-subiria-50-la-tarifa-del-gas-a-partir-de-abril>

II- Política energética y esquema tarifario. Algunas cuestiones centrales.

Si se parte de la concepción filosófica que la energía es un "...servicio público destinado a satisfacer consumos de bienes necesarios y muy poco sustituibles..."², muy probablemente se prioricen determinados parámetros vinculados con la equidad, el acceso y la confiabilidad en el suministro energético, al momento de definir los cuadros tarifarios correspondientes.

Esta cosmovisión, que vincula la satisfacción de necesidades con el derecho a la energía, no es la que ha predominado en el derrotero del sistema energético en los últimos 25 años, luego del proceso de desregulación y privatización. En efecto, "...el ejemplo argentino de las privatizaciones de los años 90, es la mejor demostración de la imposibilidad de atomizar el sistema empresario en todos los eslabones de la cadena productiva".³ Ello es aún más claro cuando se analizan las actividades económicas de algunos de los segmentos del sistema energético, en donde hay mercados asegurados, que constituyen monopolios naturales en los que la noción de "competencia" no puede concretarse y la misma segmentación de los eslabones ha dado lugar al intento de administrar un esquema en el que conviven principios de competencia propios del mercado y otros relacionados con la regulación pública de actividades de prestación de servicios eléctricos y/o gasíferos que constituyen servicios públicos.

Este esquema necesita de incentivos económicos concretos, a través de señales de precios y de fijación de tarifas que permitan remunerar los costos de producción de la energía, en contextos de importantes distorsiones de precios relativos de la economía. En esta situación, las funciones centrales de operación y mantenimiento de los servicios y de la infraestructura, como la realización de inversiones para mejorar los niveles de oferta de energéticos en función del crecimiento paulatino y permanente de la demanda, constituyen aspectos centrales de una planificación y prospectiva ordenada en el sistema energético.

En este sentido, la situación existente en la Argentina, en la que los sectores empresariales de la energía- acompañados por buena parte del arco político institucional-, denuncian en forma permanente las ineficiencias e inequidades acumuladas con las políticas de subsidios que han crecido en los últimos años de manera exponencial, dista de ser descrita en toda su complejidad e integralidad. Ello es así, ya que, desde nuestra óptica, no se reconstruye el derrotero de las políticas del sector que, desde los '90, ha sido sometido a procesos de desregulación y desintegración de cadenas productivas y de servicios, que históricamente habían constituido un sistema unificado de generación, transformación, transporte, comercialización y distribución de energía.

² Bravo, Víctor, "Las tarifas de electricidad, gas natural y precio del GLP y las necesidades básicas de las personas", Documento de Trabajo, Fundación Bariloche, enero 2016.

³ Bravo, Víctor, op. Cit.

Asimismo, el esquema de la desregulación y privatización de la energía, modificó sustancialmente el rol del Estado en el funcionamiento de todo el sistema; la piedra de toque de estas modificaciones, fue la creación de una estructura de regulación pública a través de entes específicos, con competencias jurisdiccionales nacionales y/o provinciales según los casos. Estos entes debían velar por el correcto funcionamiento de los servicios públicos de transporte y distribución de electricidad y gas natural, lo cual implicaba velar por el abastecimiento seguro, confiable, sostenible, eficiente, razonable y equitativo de los bienes energéticos tutelados al conjunto de usuarios residenciales, industriales, comerciales y de transporte. El mismo Gobierno nacional, en el informe titulado “El Estado del Estado”, sostiene que

“Los entes reguladores tuvieron un desempeño mediocre: permanecieron incumplidas las leyes que fijan los marcos regulatorios para la electricidad y el gas. Abandonando su rol original, tanto el ENRE, que regula la electricidad, como el ENARGAS, que supervisa el gas, pasaron a ocuparse de temas de gestión, incumpliendo el mandato de las leyes respectivas que los obligaban a abocarse a tareas de control.”⁴

Luego de más de dos décadas de experiencias regulatorias bajo estas premisas, los principales indicadores vinculados a la calidad y confiabilidad de los servicios prestados por las empresas transportistas y distribuidoras de electricidad y gas natural, han mostrado sensibles deterioros, lo cual se ha imputado al inadecuado proceso de inversión estructural que el sistema energético en su conjunto necesitaba para generar oferta suficiente y disponible ante el aumento de la demanda. A su vez, el funcionamiento del sector hidrocarburífero, se basó en un escenario de sobreexplotación de los activos físicos existentes, con escasa o nula reposición de reservas de gas y petróleo en todas las cuencas productivas del país. Este fenómeno, determinó la descapitalización del sector, a tal punto que en 1998 se produjo el pico de extracción de petróleo, luego de lo cual comenzó un declive con pérdida de reservas probadas y estancamiento productivo, mientras que, en el caso del gas natural, en 2004 se inició un proceso parecido. En ambos casos, el deterioro creciente de las inversiones exploratorias y productivas en los campos, llevó a que se redujera dramáticamente el horizonte de reservas de ambos hidrocarburos. Así, mientras que en 1990 nuestro país tenía reservas de gas natural por 32 años y de petróleo por 17, luego de más de dos décadas de políticas desreguladoras, estos guarismos pasaron a representar tan sólo 8 y 9 años respectivamente. Por ende, en el proceso largo- que tuvo dos grandes administraciones, el menemismo y el kirchnerismo- nuestro esquema productivo en el sector hidrocarburífero, destruyó el 75% de las reservas de gas natural y casi el 50% de las reservas de petróleo. Este proceso, fue de la mano de la exportación creciente de hidrocarburos, aspecto de las políticas aplicadas que terminó por acelerar la crisis estructural de los eslabones upstream y que está en la base de la pérdida de autoabastecimiento energético, que irrumpe en 2011 con el desequilibrio de la balanza comercial energética.

En todo este proceso, uno de los pilares de un sector crítico como el de la energía- la inversión- sufrió graves retrocesos y estancamientos, como así también la desestructuración de todo el sistema unificado implicó la desaparición de los grandes fondos redistributivos que provenían del control de

⁴ Informe de gestión “El Estado del Estado”, presentado por la Administración Macri. Ver <http://www.casarsada.gob.ar/esestadodelestado/energía.html>

parte de la renta petrolera y que se destinaban a la inversión pública en infraestructura de generación, transporte y distribución de energía.

Tal como sostiene Víctor Bravo, de Fundación Bariloche,

“Los emprendimientos eléctricos y de gas natural sólo se financiaban con un 20-30% de origen externo a las empresas, generalmente provenientes del BID y del Banco Mundial, el resto provenía de las tarifas, del Fondo de Energía, de aportes del Banco Nacional de Desarrollo y de los proveedores de equipo”.⁵

Es decir, en las pasadas décadas, la inversión en infraestructura energética, provino en un 20-30% del sector público, de la misma comunidad y de distintos mecanismos crediticios nacionales, lo cual impone una serena pero certera reflexión sobre el tipo de reorganización estructural que el sistema energético debe darse, a los efectos de paliar los reiterados problemas y cuellos de botella.

En cualquier caso, la revisión de los patrones de inversión pública en la energía, de la mano de un Estado que retome el control y la dirección de áreas estratégicas, implica recomponer toda una estructura de funcionamiento, en la que no bastará repetir viejos modelos en la creencia ingenua que todo volverá a funcionar idílicamente, sino que, más bien, se trata de orientar una planificación estratégica estatal y pública, dirigida a asegurar abastecimiento y suministro energético en el mediano y largo plazo, sostenibilidad, accesibilidad y diversificación como puntales esenciales de toda política pública.

En esa búsqueda, el Estado recupera el rol que jamás debió resignar: asegurar la inversión pública suficiente y necesaria, para el logro de los objetivos antes planteados. Ello supondría, además, introducir en forma dinámica y permanente el desafío por la diversificación de nuestra matriz de generación de energía, que es muy fuertemente dependiente de los hidrocarburos. Este proceso de fósil dependencia, se ha agravado en las últimas décadas, al compás de los grandes descubrimientos gasíferos de los '70 en Loma de La Lata y el boom de la apertura y desregulación de comienzos de los '90, aspectos que han sido centrales para explicar la sobreexplotación de yacimientos anteriormente aludida.

Pensemos que la profundización de este esquema, llevó a que aumentara especialmente la dependencia del gas natural, que actualmente explica el 52% de la matriz de generación energética.⁶ Por ende, la reversión de esta dependencia, requiere poner en el centro de la escena, el debate por la incorporación paulatina de fuentes renovables de generación que puedan integrarse en esquemas racionales y flexibles de generación, transporte, comercialización y distribución, lo cual implica un enorme desafío en términos productivos y de funcionamiento de todo el sector. A su vez, un proceso de diversificación de esta naturaleza, implicaría revisar las mismas estrategias extractivas en relación a los hidrocarburos y, particularmente, en referencia al gas natural.

En tal sentido, un esquema de planificación integral del sector, que incorpore los objetivos de la diversificación, la sostenibilidad ambiental, el suministro, la disponibilidad y la accesibilidad, debería problematizar el alcance de las políticas de estímulo para la extracción de gas natural; en

⁵ Bravo, Víctor. Op. cit

⁶ www.minem.gob.ar Ver Balance energético nacional.

efecto, ¿qué sectores de usuarios necesitarían en forma prioritaria el suministro de gas natural?; ¿pueden encararse procesos de reconversión en actividades económicas como el transporte y el mercado de gas natural comprimido, con el objetivo de encarar políticas de paulatina sustitución de gas natural por otros bienes energéticos?; ¿pueden orientarse procesos de optimización productiva en los sectores industriales y de usinas termoeléctricas, cuyos consumos combinados explican más del 60% del gas natural comercializado? A partir de ello, ¿podría pensarse en optimizar los criterios de acceso y suministro destinados a los usuarios residenciales y a los sectores productivos de la pequeña y mediana empresa? Son sólo algunas preguntas. Y todas ellas, requieren de una impostergable planificación con procesos de inversión específicos destinados a promover las políticas de diversificación.

Justamente, la problemática de la inversión y cómo garantizarla, es otro de los aspectos fundamentales que está detrás de la crisis de los servicios públicos de electricidad y gas natural, ya que, en una dinámica de funcionamiento económico sectorial y segmentada, la existencia de patrones claros que permitan auditar y controlar los procesos de inversión privada y pública en el sistema energético, resultan ser fundamentales. Aquí nos preguntamos y arriesgamos una hipótesis, vinculada a lo siguiente: el esquema de la desregulación no parece haber sido propicio, adecuado, eficiente ni viable para garantizar la reproducción de los activos físicos y productivos, como así también la optimización de los procesos de inversión que el sector requería. En tal sentido, la respuesta habitual del sector empresarial de la energía, remite a la destrucción de las ecuaciones económico financieras de las empresas luego de la crisis de la convertibilidad y de la declaración de la emergencia económica, argumento que ha cobrado una centralidad ampliamente divulgada a la opinión pública en el contexto de la discusión por los nuevos cuadros tarifarios de los servicios públicos de gas natural y electricidad.

No obstante ello, resulta pertinente poner en consideración dos aspectos del problema, que es mucho más complejo. Mientras las capacidades regulatorias del sector público se degradaban en forma permanente, las orientaciones y las reglas de juego que han estructurado al sector, no sólo no fueron problematizadas para su modificación, sino que fueron emparchadas a través de distintas medidas coyunturales que oscurecían aún más el funcionamiento del sector, al tiempo que crecieron de manera sostenida los subsidios energéticos destinados a “cubrir” las enormes brechas existentes entre los costos reales de generación de la energía y los precios finales que todos los usuarios pagaban. Este ha sido un largo proceso, en el que la principal víctima ha sido la falta de información realmente auditable, ya que, en más de doce años, el conjunto del sector energético recibió más de 580.000 millones de pesos en todo tipo de subsidios, no sólo dirigidos a paliar los “atrasos tarifarios más graves”- el caso de los servicios de distribución de electricidad en las regiones capitalina y metropolitana, prestados por Edenor y Edesur-, sino también al conglomerado de empresas privadas con predominante presencia del capital trasnacional.

En concreto, todo el esquema de funcionamiento del sistema energético, remite, por un lado, a la insuficiencia productiva, a la destrucción de activos y al deterioro estructural de las inversiones ligadas al crecimiento sostenido de la oferta de bienes y servicios del sector, y, por el otro, a la inexistencia, desvirtuación y/o desestructuración de parámetros y reglas de juego claras para la regulación y control públicos del conjunto de los actores empresariales del sector. Esta combinación de dinámicas estructurales, indican claramente que debe focalizarse la atención en el desempeño de

las empresas, mirada que es fundamental instalar de cara a una modificación integral de todo el esquema de prestación de servicios públicos.

En ese contexto complejo, la posibilidad de poner en debate criterios de modificaciones tarifarias en los servicios públicos de electricidad y gas natural, debe partir de un adecuado examen de la integralidad estructural de los problemas del sistema energético y, desde allí, poner en el centro de la escena el bien social de la energía como un derecho, lo cual implica que los criterios de acceso universal, equidad, eficiencia y asequibilidad⁷, deben ser centrales a la hora de los debates concretos sobre cambios tarifarios. Asimismo, la proporción de gastos en los servicios públicos energéticos que una familia tipo con ingresos fijos debe afrontar, es uno de los aspectos críticos a tener en cuenta. Kozulj afirma que

“Esta proporción es sólo el 1,2 por ciento en los Estados Unidos y llega al 1,8 por ciento para los más desfavorecidos en ese país. En el Reino Unido, en 2012, con precios de los energéticos haciendo récord, el gasto de electricidad y gas representaba el 5 por ciento del ingreso de los hogares (3 por ciento en 2002).”⁸ Esta arista del tema, introduce problemáticas varias que cruzan la emergencia de lo que denominamos pobreza energética en importantes sectores sociales de nuestras comunidades, es decir, aquella situación en la que las políticas de acceso a los bienes públicos energéticos se ven seriamente restringidas, al tiempo que nos confrontamos con la dimensión de la asequibilidad, que puede verse comprometida a causa de la imposibilidad de pagar los servicios efectivamente consumidos. De hecho, el tarifazo del gas, tal como se consumió en algunas regiones de la Patagonia, con subas tarifarias irracionales, comportó una auténtica confiscación y violación de la propia integridad y propiedad privada, lo cual se da de patadas con los criterios de gradualidad, progresividad y razonabilidad que deben tener las tarifas de servicios públicos. Es esto, en parte, lo que objetó la Corte Suprema en su fallo sobre el gas, al laudar sobre la legalidad de los actos administrativos decididos por el Poder Ejecutivo.

III- La propuesta del Gobierno nacional en la audiencia pública de septiembre de 2016: la consolidación del esquema dolarizador como antecedente.

Llegados a este punto, estimamos fundamental recuperar el antecedente central para comprender lo que está en juego de cara a la audiencia pública del 10 de marzo de 2017.

Para ello, es importante recordar los principales números divulgados por el Gobierno nacional en su última propuesta de septiembre de 2016 de cara a la revisión tarifaria transitoria de las tarifas de gas natural para usuarios residenciales.

⁷ Estos criterios han sido claramente sostenidos por el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en el caso sobre el tarifazo del gas natural.

⁸ <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-300110-2016-05-24.html>

De acuerdo a lo publicado por el Ministerio de Energía en la página web del ENARGAS, el nuevo cuadro tarifario para los usuarios residenciales establecía aumentos promedio para los distintos niveles de consumo que se ubicaban en el 203% sin incluir los impuestos y luego del cálculo de lo que se remunera por el gas en boca de pozo, por el transporte y por la distribución.

En efecto, la propuesta señalaba que se partía de un incremento importante de los precios que se remuneran por el gas extraído en las cuencas productivas del país. Si se tiene en cuenta que la propuesta anterior, implicaba una suba muy significativa en dólares del gas en boca de pozo, que pasaba de un promedio de us\$ 2,5 por mmbtu a us\$ 4,7 por mmbtu, la nueva propuesta implicó el establecimiento de un esquema de precios del gas que subiría en forma escalonada hasta octubre de 2019. Se parte de un valor promedio menor, en el orden de los us\$ 3,42 por mmbtu, hasta llegar, en octubre de 2019, a un valor de us\$ 6,78 por mmbtu.

Pero volvamos al esquema. En su presentación, el Gobierno remitió a los cambios tarifarios que la administración anterior había encarado en 2014 a través de la Resolución 226. A través de la misma, se había determinado un precio de gas en boca de pozo, ponderado entre las distintas cuencas, y para todos los usuarios residenciales, los comercios e industrias comprendidos en las categorías P1, P2 Y P3, que estaba en los us\$ 2,36 por mmbtu que, pasado a m³, representaba 0,71 pesos. Ese valor promedio, que rigió desde mediados de 2014, abarcaba al 99% del conjunto de usuarios del servicio de gas natural por redes y el valor calculado que hemos referido se lo hizo sobre un dólar de 8,2 pesos promedio para 2014. Luego de la devaluación de fines de 2015, ese valor inicial de us\$ 2,36 por mmbtu, cae a u\$s 1,29 por mmbtu, a la que se llega considerando un tipo de cambio de 14,96 pesos por dólar. Este nuevo valor es, justamente, el que tomó el Ministro Aranguren como referencia para encarar las modificaciones anteriormente señaladas. Es decir, lo que se planteó es que, ante el escenario descrito, era fundamental encarar una recomposición del precio, en función de garantizar mayores suministros a futuro (mayor producción gracias a políticas de incentivos generalizadas) y una reducción de los subsidios que el Estado aplica, que básicamente, se destinan a la importación de gas y a los subsidios a la extracción adicional de gas natural. La contracara de ello, es que esos montos serán crecientemente asumidos por los usuarios.

Téngase en cuenta que, en el aumento de abril de 2016, el precio que iban a pagar los usuarios pasó de los u\$s 1,29 por mmbtu promedio, a los u\$s 4,72 por mmbtu, lo cual implicaba un aumento del 266%.

En palabras del mismo ministro, en ocasión de la presentación de la propuesta el pasado 5 de septiembre “...lo que quisimos hacer fue llevar el 1,29 que heredamos de la gestión anterior a 4,72 dólares, que era el precio promedio de remuneración del productor local. Queríamos de un golpe eliminar el subsidio a la producción local. Que los usuarios pagaran por el precio de esa producción y que el Estado nacional siguiera haciendo frente al subsidio a la importación.”⁹ La expresión es contundente: lo usuarios deben hacerse cargo. Nuevamente, ¿por qué esos precios y no otros? ¿cuál es el precio que asegura rentabilidad en función de los costos de explotación?

Ahora los 4,72 dólares por millón de BTU eran un promedio, ya que los usuarios de las categorías más bajas (R-1, R2-1, R2-2 y R2-3) iban a pagar 2,86 dólares, mientras que las categorías medias

⁹ <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-308878-2016-09-08.html>

(R3-1, R3-2 y R3-3) abonarían 5,04 y la categoría R3-4 unos 7 dólares por millón de BTU. En algunos casos, ese esquema se tradujo en tarifas con incrementos superiores a 1000 por ciento, lo que motivó las protestas hasta que finalmente derivaron en la judicialización y en el fallo de la Corte Suprema.

A partir de este contexto, la nueva propuesta, como se comentó antes, subió el precio del gas en boca de pozo para el universo de usuarios residenciales de 1,29 a 3,42 dólares en octubre y propuso ajustes cada seis meses hasta llegar a 6,78 dólares en octubre de 2019. Al igual que en el planteo anterior, el precio sería diferente según la categoría. Las más bajas comenzarían pagando 2,17 dólares, las del medio 3,82 y la más alta 5,29 dólares por millón de BTU. A su vez, para los usuarios de la Patagonia, que venían abonando precios sustancialmente menores, se estableció un esquema más gradual, que podría extenderse también a los que vienen pagando cifras bajas por haberse beneficiado con amparos.

Pero el impacto que los distintos segmentos de consumo sufrirían con esta recomposición del precio del gas en boca de pozo no era similar en todos los casos. Ello era así ya que, las primeras cuatro categorías de usuarios- que pagaron 2,17 por mmbtu- sufrieron un aumento del 317%, si se lo compara con la referencia vigente desde 2014, que estaba en us\$ 0,52 por mmbtu. A su vez, las siguientes tres categorías- los consumos intermedios-, pagaron un 179%, que corresponde a los us\$ 3,82, que antes eran us\$ 1,37. Y el último escalón de usuarios, que pasaron a pagar us\$ 5,29, afrontaron un aumento de 107% promedio, si se lo compara con los us\$ 2,55 que pagaban desde 2014. Es decir, en esta recomposición prevista, pueden señalarse dos cuestiones: por un lado, el esquema mismo es regresivo, ya que pagan más por el gas extraído los que menos consumen que aquellos que más consumen y, por el otro, volvemos al problema ya señalado: **¿por qué este precio del gas en boca de pozo y no otro? ¿se avanza hacia un esquema que está en línea con la recomposición de precio a las empresas, con el objetivo que inviertan ante una mayor rentabilidad? cuáles son los costos reales de explotación de los yacimientos gasíferos? por qué debe tomarse como “racional” un esquema que prevé un mecanismo de indexación semestral del precio dolarizado del gas en boca de pozo?, ¿acaso este esquema permitirá asegurar las inversiones necesarias para aumentar la oferta de gas disponible?. ¿O podría señalarse que el esquema de precios propuesto refleja, ante que nada, un escenario de “costos de oportunidad a largo plazo”, con toda la carga de “incertidumbre” que ello implica en términos de la evolución del mercado del gas natural? Es importante tener en cuenta que estas preguntas, no se responden en ningún momento. No antes, ni ahora.**

Estos datos no son menores, ya que el gas en boca de pozo explica alrededor del 60% del precio final de la tarifa que paga el usuario, mientras que el transporte representa un 9%, la distribución otro 12% y el restante 14%, son impuestos.

Veamos ahora otros aspectos de la presentación que había realizado el Gobierno nacional y que remiten la una radiografía de la producción y el consumo de gas natural en 2015, año previo al comienzo de los ajustes.

Se afirma que el año 2015 el país consumió en promedio 128 millones de metros cúbicos de gas por día. El 37 por ciento lo demandaron las usinas, el 29 la industria, el 25 los usuarios residenciales, el 6 el GNC y el 3 por ciento restante los comercios. La industria pagó en promedio 4 dólares el

millón de BTU, las usinas y el GNC 2,6, los hogares 0,89 y los comercios 0,19 dólares. **En el caso de los residenciales, los 0,89 dólares no eran la tarifa plena sino lo efectivamente pagado ya que usuarios se vieron beneficiados por amparos judiciales, beneficios promocionales a la Patagonia y descuentos por ahorro en el consumo. En promedio, el mercado pagó 2,5 dólares el millón de BTU durante 2015.**

La oferta para abastecer esa demanda provino en un 71 por ciento de los productores locales que obtuvieron una remuneración promedio de 4,72 dólares el millón de BTU, **cifra que surge de ponderar los 2,49 dólares que las petroleras recibían por la producción vieja y los 7,33 dólares que cobraban por la producción adicional respecto de sus valores históricos.** El resto de la oferta se completó con importación: 12 por ciento de gas de Bolivia a un precio promedio de 6,71 dólares por millón de BTU, 11 por ciento de Gas Natural Licuado a 11,54 dólares y 6 por ciento de gasoil a 12,91 dólares. **En promedio, el gas costó 5,83 dólares el millón de BTU en 2015. La diferencia entre esa cifra y los 2,5 dólares promedio que pagó la demanda fue cubierta por 5.700 millones de dólares de subsidios. De ese total, el Estado destinó 3600 millones a pagar importaciones y 2100 millones a la producción local a través del Plan Gas.**¹⁰

Téngase en cuenta, asimismo, que, entre agosto y diciembre de 2016, el Gobierno realizó modificaciones presupuestarias, a resultas de las cuales, se transfirieron nada menos que \$43.000¹¹ millones en concepto de los programas vinculadas al estímulo de la extracción adicional de gas natural, más de 2.800 millones de dólares al tipo de cambio promedio de 2016. La magnitud de la cifra, queda en evidencia al tomar nota que lo presupuestado por tales programas para 2016, totalizaba \$11.000 millones, que ahora se han cuadruplicado a partir de estas decisiones. Al mismo tiempo, el Jefe de Gabinete, Marcos Peña, enfatizaba en la interpelación de agosto en la Cámara de Diputados, que el monto total de subsidios que el Estado debía reponer a partir del fallo de la Corte Suprema, orillaba los \$ 30.000 millones.

Asimismo, el Ministerio de Energía y Minería dictó una nueva resolución- la 46-E/2017, publicada el 6 de marzo de 2017 en el Boletín Oficial- en virtud de la cual se crea un nuevo programa de incentivos vinculado a las explotaciones no convencionales de gas natural, lo cual está en línea con lo anunciado por el ministro Aranguren a comienzos de 2017. Este programa se extiende hasta diciembre de 2021 y segura precios que están en un rango de 7,5 y 6 dólares por millón de btu en el período cuatrienal de 2018-2021. En efecto, para 2018 las nuevas explotaciones no convencionales serán remuneradas con 7,5 dólares por millón de btu, en 2019 este precio se reduce hasta los 7 dólares, pasa a los 6,5 dólares por millón de btu en 2020 y concluye en 2021 con un precio no

¹⁰ www.metrogas.gob.ar

¹¹ Decreto 975, publicado en el Boletín Oficial el 2 de septiembre de 2016

<https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/150253/20160902>

Decisión Administrativa 886, publicada en el Boletín Oficial el 22 de agosto de

2016 <https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/149696/20160822>

<http://www.lanacion.com.ar/1981423-la-suba-de-la-luz-permitira-al-estado-ahorrar-39000-millones-en-subsidios>

menor a los 6 dólares por millón de btu.¹² Es decir, esta medida establece un horizonte de precios que está en línea con el cronograma aprobado en septiembre de 2016 y que implica trasladar al conjunto de los usuarios residenciales, comerciales e industriales, el financiamiento de semejante programa de incentivos. Además, estos rangos de precios se ubican entre un 140 y un 200% por encima del precio promedio de 2,5 dólares por millón de btu que estaba en 2015.

Nuevamente, nos preguntamos si las cifras promedio que se remuneraban al sector gasífero eran o no suficientes para garantizar costos de explotación y razonables rentabilidades. También, si lo que pagaban los hogares resultaba o no una cifra que pudiera comprenderse en función de los criterios de rentabilidades, costos y de inversiones futuras. Nada de esto ha sido seriamente debatido. Pero lo que sí parece quedar claro, es que se intenta asegurar horizontes de precios que implican la concesión de fuertes subsidios al concentrado conglomerado empresarial del sector gasífero, con el objetivo de convertir al país en un nuevo polo exportador de gas natural en el marco de la explotación masiva de Vaca Muerta. Ese horizonte extractivo está lejos de reflejar una cosmovisión integral de la política energética hidrocarbúrfica y, antes que nada, parece ser un remedo- tal vez aún más impredecible en términos de su derrotero- del proceso desregulador y ultraextractivo sufrido en los '90 del pasado siglo.

Ligado a los interrogantes arriba expuestos, arribamos a aquellas cuestiones que estimamos determinantes en este contexto: **¿ el precio de paridad de importación sería un parámetro justo para la fijación del precio interno?. Ese precio, ¿debería ubicarse en un rango medio entre las referencias de importación? En todo este esquema, ¿cómo juegan los costos de explotación del gas natural en nuestro mercado? ¿Qué precio promedio interno podría asegurar rentabilidad razonable, continuidad de inversiones para asegurar abastecimiento y disponibilidad y, en los siguientes eslabones de la cadena, tarifas que remuneren costos de operación? Asimismo, teniendo en cuenta que existen programas de incentivos relacionados con la extracción adicional de gas natural, ¿se pueden discriminar los proyectos de “gas nuevo”, que remuneran a precios diferenciales hasta los u\$s 7,5 por mmbtu, de aquellos que conforman la extracción base y que, hasta el presente, se remuneraban a valores menores? ¿Qué criterios determinan la rentabilidad media de los proyectos? En definitiva, ¿es viable y aceptable que todo el esquema productivo funcione con los parámetros de los precios de paridad internacional?**¹³

En este punto, nos parece significativo retomar un interrogante que el especialista de la Fundación Bariloche, Nicolás Di Sbroiavacca, pone en juego en relación al dilema costos, necesidades de inversión y mayor suministro e impacto tarifario. En efecto, **“¿cómo reducir el impacto de la factura de gas sobre los ingresos de los hogares mientras a la vez queremos incentivar la industria hidrocarbúrfica en busca de gas?”**¹⁴ El autor señala un camino que compartimos, que es el fortalecimiento de YPF como empresa estatal testigo en el mercado. Y, en referencia a la tan mentada discusión sobre los costos de explotación del gas en boca de pozo, trabaja con

¹² <https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/159588/20170306> Creación del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”

¹³ <http://www.lanacion.com.ar/1932146-sigue-la-discusion-por-el-valor-mayorista>

¹⁴ <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

estimaciones muy similares a las planteadas en este documento. En concreto, señala que en el Informe Financiero 2015 presentado por YPF ante la Security & Exchange Commission (SEC) de Nueva York a comienzos de 2016, la empresa informa que "... para producir un barril equivalente de petróleo erogó 18 U\$S/bep (171,6 \$/bep¹⁵ de acuerdo a dicho informe)"¹⁶; asimismo, en un barril equivalente hay producción de petróleo y gas, y "...si distribuimos ese costo en función de los ingresos generados por las ventas del petróleo y gas producidos por YPF en el 2015, **resulta que esos 18 U\$S/bep se reparten de la siguiente manera: costo de producción del petróleo 27 U\$S/barril, costo de producción del gas 1,9 U\$S/MMBTU (casi 1 \$/m3).**"¹⁷ Ese monto estimado en el cálculo de referencia, es similar a valores de países como Canadá. Y aquí estamos hablando de la empresa que es la responsable por el 85% de las inversiones en exploración y explotación de shale gas, shale oil y tight gas en 2015.¹⁸

Asimismo, las principales empresas productoras de gas natural- YPF, Total y Pan American, que representan más del 70% del mercado-, han logrado mejores precios promedio de ventas de gas natural en los últimos años. El caso de YPF es paradigmático, ya que si bien ha logrado incrementar la extracción de gas en los dos últimos años- en 2015 aumentó un 4,1% en relación a 2014-, logró una mejora de 22,4% en el precio de venta del gas, cifra que trepa al 7,2% si se lo mide en dólares.¹⁹ Además, es importante tener en cuenta que estos mismos actores han recibido precios mejorados para extracción adicional a partir de los programas de incentivos vigentes desde 2013. Y esos "estímulos", ¿no forman parte, acaso, de sus esquemas de rentabilidad mejorados? También, no debe dejar de señalarse que tanto YPF como Pan American Energy, mostraron números de utilidad neta nada despreciables para el contexto general de precios deprimidos de la actividad hidrocarburífera en el mundo. Así, si bien esas utilidades resultaron menores a las de 2014- cuando todavía había un contexto general más favorable-, no dejan de ser significativas teniendo en cuenta el funcionamiento "protegido"- léase "barril criollo" con precios más altos y planes de estímulo a la extracción adicional de gas natural- del esquema de producción de hidrocarburos en la Argentina. Mientras YPF registró utilidades netas por \$4.426 millones²⁰- casi 500 millones de dólares a un tipo de cambio de 9 pesos promedio para 2015-, Pan American informó utilidades por \$1.986 millones²¹- unos 220 millones de dólares. A su vez, en el mismo balance, la empresa refiere que por los programas de estímulo a la extracción adicional de gas natural, registró ingresos por \$1.965 millones en 2015, mientras que en 2014 esa suma fue de \$1.070 millones.²² También refiere que el precio promedio pagado por el gas natural en 2015, fue de 2,84 dólares por millón de btu²³.

¹⁵ Página 50 del Informe Financiero presentado por YPF ante la SEC.

¹⁶ <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

¹⁷ <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

¹⁸ <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

¹⁹ YPF. Estados Contables individuales y consolidados. Año 2015. Página 14.

²⁰ YPF. Estados Contables individuales y consolidados. Año 2015. Página 9.

²¹ Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina). Estados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014. Página 11.

²² Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina). Estados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014. Página 54.

²³ Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina). Estados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014. Página 54.

A partir de estos razonamientos, el mencionado analista concluye que **“... hay margen para establecer un precio a los productores que les permita cubrir los costos de producción y obtener excedentes para seguir explorando y desarrollando, y de ese modo generar un nuevo conjunto de tarifas viables para todos los argentinos, que considere además las cuestiones climáticas de los diferentes usuarios.”**²⁴

En consecuencia, estimamos que, en función de la caracterización que hemos hecho de la energía como derecho y de la necesidad imperiosa de discutir a fondo los esquemas de costos, resulta fundamental presentar un esquema viable, aceptable, asequible y progresivo para el conjunto de los usuarios residenciales. Asimismo, un esquema de esas características, debería partir de la racionalidad del ajuste, según parámetros de ingresos reales, inflación esperada y subas de los precios relativos de la economía. Ello implica que no pueden avalarse, en contexto de ajuste en todos los precios de la economía, aumentos que están en el orden del 200%, 300% o 400%, ya que estamos poniendo en peligro no sólo la capacidad de pago de los usuarios, sino el acceso a bienes básicos y esenciales.

Es por ello que sería fundamental introducir en la discusión un criterio inicial general de aumentos en las tarifas, que se vincule directamente con la evolución del índice de precios al consumidor y los precios mayoristas y que tome nota de las negociaciones salariales paritarias, que han estado cercanas al 30% en la mayoría de los casos, mientras que otras ni siquiera se han definido. A su vez, el establecimiento de un patrón de consumo mínimo que asegure una vida digna, debería ser un parámetro fundamental a utilizar para el establecimiento de tarifas. Todo lo afirmado es aún más evidente, si se tiene en cuenta que el aumento desproporcionado de las tarifas de gas natural, impactó- como era de esperarse- en una significativa reducción del consumo en hogares, comercios e industrias. En efecto, de acuerdo a un informe elaborado por el Ministerio de Energía y Minería, en el último trimestre de 2016, los usuarios residenciales consumieron un 18,2% menos de gas que el mismo período de 2015, mientras que el sector comercial tuvo una retracción de 4,8% y el sector industrial ajustó sus consumos en un 6.6%, en ambos casos en relación al último trimestre de 2015.²⁵ Por ende, se afirma un peligroso escenario de deterioro en términos de accesibilidad a un bien fundamental, con el consecuente impacto que, en el futuro cercano, podrá comenzar a medirse en términos de pobreza energética en los sectores sociales más vulnerables de la comunidad nacional.

Asimismo, la adecuada determinación de los usuarios alcanzados por la tarifa social, debería encararse a partir de una decidida acción administrativa del Gobierno, cruzando toda la información disponible y aplicando criterios que sean similares para las tarifas de los servicios públicos esenciales, como luz, gas y agua y saneamiento. En efecto, el cruce de niveles de ingreso de la población con las condiciones del hábitat, deberían dar los parámetros bajo los cuales encarar la gestión adecuada de la tarifa social. En este sentido, ciudadanos con hasta dos salarios mínimos, jubilaciones mínimas, monotributistas social, beneficiarios de programas sociales y hogares energodependientes, deberían ser el centro de las políticas tarifarias diferenciadas.

²⁴ <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

²⁵ <http://www.lanacion.com.ar/1990373-por-la-suba-de-tarifas-se-desplomo-el-consumo-de-gas-en-el-ultimo-trimestre-de-2016>

En conclusión, no pueden avalarse criterios de determinación de tarifas de servicios públicos que configuran derechos humanos básicos, a partir de la convalidación de situaciones en las que no se ponen sobre la mesa de deliberaciones públicas, todos los aspectos de la problemática. En ese sentido, es fundamental dar cuenta de los graves desajustes sociales y económicos que se están generando en nuestra comunidad a partir del efecto combinado de las medidas económicas y de las graves omisiones que no aparecen en los debates sobre la energía. Entre estos últimos, la cuestión de los costos de explotación, los niveles de remuneración aceptables y razonables que la actividad hidrocarburífera debería tener y la falta estructural de voluntad política y mecanismos para controlar inversiones y ejecución de presupuestos en obras de infraestructura de mantenimiento de los servicios públicos, aparecen como cuestiones urgentes que más temprano que tarde, deben salir a la luz pública.

En esta línea, reiteramos una vez más la imperiosa necesidad de ir al meollo en el debate público sobre la determinación del precio PIST del gas natural extraído de las diversas cuencas productoras en nuestro país. En efecto, el sendero de precios dolarizados presentado en las audiencias de septiembre de 2016, parte de un a priori teórico que "...no buscaría reflejar los costos reales, sino los "costos de oportunidad a largo plazo"...Para determinarlos, se promedió el precio de importación, incluyendo el costoso GNL. El mayor problema de esa cuenta es el carácter ficticio de sus componentes, pues el valor de referencia a futuro es incierto: no se sabe cuál será. Por lo tanto, lo que se está proponiendo es un sendero de precios y rentabilidades sin asociación clara con los costos. En todo caso, el precio final propuesto se acerca a los pagos del ya comentado Plan Gas, por lo que parece haber cierta continuidad en torno al mecanismo de promoción de la inversión de las empresas".²⁶

Asimismo, resulta imprescindible escrutar debidamente los balances de las empresas transportistas y distribuidoras, a los efectos de conocer si se han realizado maniobras contables que derivaron en **la remisión de utilidades encubiertas a través de mecanismos de contratos de asistencia técnica y/o tecnológica**. Esto último, resulta realmente fundamental a la hora de establecer criterios realmente democráticos y de acceso a la información por parte de toda la población. A su vez, resulta ineludible encarar sin más demora, por parte de los organismos reguladores pertinentes-ENARGAS en este caso- **una auditoría completa e integral de costos, base de capital, de inversiones efectivamente realizadas y de las propuestas de inversiones para reposiciones, mantenimiento y ampliación de las redes de distribución de las empresas prestadoras, lo cual es más urgente a luz de las transferencias millonarias que el Estado nacional realizó a las empresas distribuidoras a fines de 2016, que embolsaron casi \$3.450 millones en concepto de asistencia económica transitoria para solventar las inversiones obligatorias comprometidas en las diversas resoluciones de 2016 y para afrontar las deudas con productores de gas natural.**²⁷

Nuevamente, es fundamental sostener que las inversiones para mantenimiento, operación y ampliación de la red de distribución de gas natural, no pueden quedar en manos de una disputa y un chantaje eternos en términos de costos, gastos e ingresos operativos, lo cual implica, finalmente,

²⁶ Cantamutto, Francisco J., "El tarifazo: rbeve estudio sobre el caso del gas", Análisis N° 15, Friedrich Ebert Stiftung, diciembre 2016, Buenos Aires, Argentina.

²⁷ Resolución 312- E/2016. Ministerio de Energía y Minería
<https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/156957/20161230>

que las autoridades nacionales responsables de la planificación y conducción de la política energética, tomen dos caminos ineludibles. Por un lado, la ya mencionada **auditoría integral** de las compañías en los últimos quince años y, simultáneamente, la realización de las inversiones imprescindibles en toda la red a cargo del Estado nacional, lo cual abre la senda para la **redefinición estructural de todo el esquema de funcionamiento y regulación de los servicios públicos energéticos de cara a recuperar la centralidad del Estado, los trabajadores de la energía y la comunidad en la construcción de un nuevo modelo de empresa pública**, ya que la energía es un derecho humano inalienable de todo el pueblo argentino.

Sólo desde ese lugar, podremos estar en condiciones de encarar, con mayor eficiencia y justicia, la revisión integral del deficiente funcionamiento de los servicios públic