



Propuesta del Instituto de Pensamiento  
y Políticas Públicas de Unidad Popular  
ante la Audiencia de Gas

**CLAUDIO LOZANO - GUSTAVO LAHOUD**

**Diciembre 2016**

Gobierno Macri. Audiencias públicas por las tarifas de gas. Una propuesta desde lo estructural a lo coyuntural.

I- Política energética y esquema tarifario. Algunas cuestiones estructurales.

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..."<sup>1</sup>, 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".<sup>2</sup> 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.

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

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Bravo, Víctor, op. Cit.

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.”<sup>3</sup>*

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 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,

---

<sup>3</sup> Informe de gestión “El Estado del Estado”, presentado por la Administración Macri. Ver <http://www.casarosada.gob.ar/esestadodelestado/energía.html>

“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”.<sup>4</sup>

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.<sup>5</sup> 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 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**

---

<sup>4</sup> Bravo, Víctor. Op. cit

<sup>5</sup> [www.minem.gob.ar](http://www.minem.gob.ar) Ver Balance energético nacional.

**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 asequibilidad<sup>6</sup>, 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).”<sup>7</sup> 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. Veamos, finalmente, la nueva propuesta del Gobierno nacional ante el citado fallo de la Corte y la posibilidad de encarar una alternativa desde la concepción de la energía como derecho humano esencial.

## II- El caso de las tarifas residenciales de gas natural. La nueva propuesta del Gobierno y la posibilidad de una alternativa viable y aceptable. Entre un escenario más teórico basado en derechos y una propuesta concreta e inmediata ligada a la presentación del Gobierno.

En este último apartado, abordaremos dos niveles de análisis. Por un lado, establecemos los parámetros políticos y filosóficos bajo los cuales podrían repensarse los cuadros tarifarios de servicios públicos esenciales, como la luz y el gas y, por el otro, un esquema más inmediato y concreto, vinculado a la propuesta que el Gobierno nacional ha realizado de cara a la audiencia pública sobre el gas. En efecto, la primera propuesta nos remite al mediano y largo plazo, y se vincula con la imprescindible reestructuración de todo el sistema energético. En tal sentido, constituye un proyecto, un programa y un marco sobre el que rediscutir integralmente las reglas de juego. El segundo ejercicio, se basa puntualmente en las tarifas de gas natural para consumos residenciales, y toma como eje ordenador, los mismos números del Gobierno nacional, con el objetivo de presentar otra alternativa.

---

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-300110-2016-05-24.html>

Respecto al primer punto, nos preguntamos si no ha llegado la hora de plantear un esquema de reordenamiento tarifario que, en el caso de los usuarios residenciales, permita asegurar el acceso universal al gas natural y a la electricidad, a partir de dos tipos de alternativas:

- a- Un piso de consumo libre y gratuito para toda la población, independientemente de los niveles de ingresos y consumos. Ello, se sustenta en la concepción de la energía como derecho humano, cuya accesibilidad debe priorizarse sobre cualquier otra dimensión. Esos mínimos de suministro energético imprescindibles para asegurar un hábitat digno y adecuado, podrían comportar, también, cambios en función de las regiones, sean éstas templadas, cálidas o frías, de modo tal de comprender de la forma más justa posible, al conjunto de la heterogénea población del país.
- b- Un mínimo vital energético, que implicaría establecer una tarifa diferencial muy baja- al modo de una tarifa social- destinada a todos los usuarios por igual, con criterios de progresividad que establecen claramente que, cuanto mayor es la capacidad contributiva del usuario- lo cual generalmente implica que consuma más-, mayor será la tarifa que tendrá que afrontar. Ello podría orientarse en términos de lo que se conoce como “subsidio cruzado”, según lo cual, los que más consumen subsidian a los que menos consumen.

A partir de ello, hemos tomado una caracterización que realiza Fundación Bariloche en un estudio reciente, para orientar una probable cuantificación de consumos mínimos de gas natural y electricidad que aseguren un acceso digno, en función de una caracterización de la diversidad regional y climática.<sup>8</sup>

Cuadro N°1. Usuarios domésticos urbanos con gas natural. Consumo mensual

| Energético        | Unidad          | Zona cálida | Zona templada | Zona fría |
|-------------------|-----------------|-------------|---------------|-----------|
| Energía eléctrica | KWH             | 150         | 200           | 274       |
| Gas Natural       | M3 de 9300 Kcal | 32          | 47            | 101       |

Fuente: elaboración propia en base a Informe Fundación Bariloche

---

<sup>8</sup> Bravo, Víctor, op. Cit.

Cuadro N°2. Usuarios domésticos urbanos con gas licuado de petróleo. Consumo mensual

| Energético        | Unidad                          | Zona cálida | Zona templada | Zona fría |
|-------------------|---------------------------------|-------------|---------------|-----------|
| Energía eléctrica | KWH                             | 150         | 200           | 274       |
| GLP*              | Garrafas de 10 kg de 10950 Kcal | 3           | 4             | 9         |

- En este caso, se toma el sustituto GLP para aquellas familias son conexión a gas natural por redes. Hay más de 2,6 millones de usuarios comprendidos en el llamado Plan Hogar, que provee garrafas subsidiadas en un 80% de su costo total. Ello comporta un subsidio que se canaliza directamente a la demanda.

Fuente: elaboración propia en base a Informe Fundación Bariloche<sup>9</sup>

Asimismo, en cualquiera de estos escenarios, es importante tener en cuenta que la tarifa media<sup>10</sup>, muy probablemente, deberá reflejar la cobertura de los costos de operación del servicio y una porción de los costos de inversión, mientras que el Estado- tal como lo comentábamos anteriormente-, deberá dar cuenta de las inversiones adicionales necesarias para garantizar el adecuado crecimiento de la oferta energética, de modo tal de asegurar suministro y disponibilidad. Asimismo, el criterio de cuánto pagar por los servicios, debería estar en línea con las experiencias más progresivas de los países desarrollados, donde las familiar de ingresos medios gastan entre un 2% y un 3,5-4% de sus ingresos totales para el pago de los servicios públicos esenciales.<sup>11</sup>

A su vez, en los sectores productivos y de servicios, podrían estructurarse niveles de tarifas que reproduzcan una dinámica de subsidios cruzados intersectoriales, de forma tal que los sectores comerciales podrían tener tarifas unitarias más altas que los sectores industriales y prestadores de servicios públicos, como el transporte.<sup>12</sup>

Por ende, una nueva estructura tarifaria así armada, supondría tener tarifas unitarias diferentes, según se trate de familias que consumas más o menos y de sectores más o menos directamente relacionados con producción de bienes y prestación de servicios prioritarios.<sup>13</sup> Podrían convivir, entonces, tarifas estratificadas por niveles de consumo en el caso de las familias, con tarifas mínimas vitales para asegurar hábitat digno o, en su defecto, pisos de consumo libremente disponibles. De este modo, podrían conjugarse los criterios de acceso, equidad, razonabilidad, gradualidad y progresividad, puestos sobre la mesa de debates a partir del fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, publicado el pasado jueves 18 de agosto de 2016. Todo ello implica, además, combinar criterios de equidad con políticas de desarrollo territorial y diversificación de fuentes de generación de energía, que son esenciales para resolver problemáticas de este tipo de forma duradera y previsible.

<sup>9</sup> Bravo, Víctor, “Requerimientos básicos y mínimos de energía de los pobladores urbanos y rurales pobres e indigentes de América Latina y el Caribe”, Fundación Bariloche, junio 2004.

<sup>10</sup> Bravo, Víctor, op. Cit.

<sup>11</sup> How large are global energy subsidies? FMI, 2015.

<sup>12</sup> Bravo, Víctor, op. Cit

<sup>13</sup> Bravo, Víctor, op. Cit

En definitiva, hay que alejarse de la idea liberal clásica según la cual “cada uno debe pagar según sus costos”, a riesgo de construir una estructura tarifaria inviable e inaceptable socialmente por la regresividad que implicaría.

Pasemos ahora a la segunda parte de este planteo. Para ello, partimos de los principales números divulgados por el Gobierno nacional en su última propuesta de cara a la revisión tarifaria transitoria de las tarifas de gas natural para usuarios residenciales.

De acuerdo a lo publicado por el Ministerio de Energía en la página web del ENARGAS, el nuevo cuadro tarifario para los usuarios residenciales establece aumentos promedio para los distintos niveles de consumo que se ubican 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 señala que se parte 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 implica 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 remite 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 m<sup>3</sup>, 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 toma el Ministro Aranguren como referencia para encarar las modificaciones anteriormente señaladas. Es decir, lo que se plantea 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, 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.”*<sup>14</sup> 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 (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, sube el precio del gas en boca de pozo para el universo de usuarios residenciales de 1,29 a 3,42 dólares en octubre y propone ajustes cada seis meses hasta llegar a 6,78 dólares en octubre de 2019. Al igual que en el planteo anterior, el precio será diferente según la categoría. Las más bajas comenzarán 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, habrá 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 sufrirán con esta recomposición del precio del gas en boca de pozo no es similar en todos los casos. Ello es así ya que, las primeras cuatro categorías de usuarios- que pagarán 2,17 por mmbtu- sufrirán un aumento del 317%, si se lo compara con la referencia vigente desde 2014, que estaba en u\$s 0,52 por mmbtu. A su vez, las siguientes tres categorías- los consumos intermedios-, pagarán un 179%, que corresponde a los us\$ 3,82, que antes eran us\$ 1,37. Y el último escalón de usuarios, que pagarán ahora us\$ 5,29, afrontan 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 pagarán 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?. 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 el 65% 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.

---

<sup>14</sup> <http://www.pagina12.com.ar/diario/economia/2-308878-2016-09-08.html>

A partir de estos valores, la propuesta del Gobierno, ejemplifica con casos promedio los montos finales potenciales para los tres grandes segmentos de usuarios diferenciados por consumos. Lo vemos en el siguiente cuadro.

Cuadro 3. Monto promedio a pagar por las distintas categorías de usuarios

| Categorías de consumo residencial | Monto aproximado a pagar por gas consumido por mes (sin impuestos) | Porcentaje de aumento promedio | Cantidad de usuarios (en porcentajes) | Cantidad de m3 consumidos (promedio) |
|-----------------------------------|--|--------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| R1, R2-1, R2-2, R2-3              | \$107  | 237%                           | 56%                                   | 56                                   |
| R3-1, 3-2, 3-3                    | \$371  | 276%                           | 31%                                   | 123                                  |
| R 3-4                             | \$953  | 122%                           | 13%                                   | 253                                  |

Fuente: Ministerio de Energía de la Nación. Enargas.

Veamos algunas precisiones más de la presentación que el Gobierno había realizado para la audiencia del pasado 16 de septiembre de 2016.

Se afirma que el año pasado 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 el año pasado 5,83 dólares el millón de BTU. 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.<sup>15</sup>**

Téngase en cuenta que, entre agosto y comienzos de septiembre de 2016, el Gobierno realizó modificaciones presupuestarias, a resultas de las cuales, se transfirieron nada menos que \$38.000<sup>16</sup> millones en concepto de los programas vinculadas al estímulo de la extracción adicional de gas natural. 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 más que triplicado 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.

Pero, de cara a presentar una propuesta alternativa de cuadros tarifarios para los usuarios residenciales, este tipo de decisiones deben ser puestas sobre la mesa. 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 aparece en el debate.

Ligado a los interrogantes arriba expuestos, **¿ 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?<sup>17</sup>**

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 hidrocarburífera en busca de gas?”<sup>18</sup>** El autor señala un camino que compartimos, que

---

<sup>15</sup> [www.metrogas.gob.ar](http://www.metrogas.gob.ar)

<sup>16</sup> 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>

<sup>17</sup> <http://www.lanacion.com.ar/1932146-sigue-la-discusion-por-el-valor-mayorista>

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

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 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\$\$/bep (171,6 \$/bep<sup>19</sup> de acuerdo a dicho informe)"<sup>20</sup>; 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\$\$/bep se reparten de la siguiente manera: costo de producción del petróleo 27 U\$\$/barril, costo de producción del gas 1,9 U\$\$/MMBTU (casi 1 \$/m3).**"<sup>21</sup> Ese monto estimado en el cálculo de referencia, es similar a valores de países como Canadá, sobre lo cual ya habíamos indicado algunos aspectos interesantes en la primera parte del documento. 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.<sup>22</sup>

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.<sup>23</sup> 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 hidrocarbúfera 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 millones<sup>24</sup>- casi 500 millones de dólares a un tipo de cambio de 9 pesos promedio para 2015-, Pan American informó utilidades por \$1.986 millones<sup>25</sup>- 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

---

<sup>19</sup> Página 50 del Informe Financiero presentado por YPF ante la SEC.

<sup>20</sup> <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

<sup>21</sup> <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

<sup>22</sup> <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

<sup>23</sup> YPF. Estados Contables individuales y consolidados. Año 2015. Página 14.

<sup>24</sup> YPF. Estados Contables individuales y consolidados. Año 2015. Página 9.

<sup>25</sup> Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina). Estados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014. Página 11.

millones en 2015, mientras que en 2014 esa suma fue de \$1.070 millones.<sup>26</sup> También refiere que el precio promedio pagado por el gas natural en 2015, fue de 2,84 dólares por millón de btu<sup>27</sup>.

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.”**<sup>28</sup>

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 por debajo del 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.

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. El Gobierno nacional afirma que, en el servicio de gas natural, alrededor de 2.000.000 de usuarios estarían ya comprendidos dentro de los parámetros de la tarifa social. Ello representaría el 23,5% del total de 8.500.000 usuarios residenciales de gas natural por redes. Asimismo, en lo que respecta a la empresa Metrogas- controlada en un 70% por YPF S.A.-, y según se desprende de la información presentada para las audiencias del 7 de diciembre de 2016 para la revisión tarifaria integral, del total de usuarios residenciales- alrededor de 2.300.000 hogares-, un 20% del total- alrededor de 460.000

---

<sup>26</sup> Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina). Estados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014. Página 54.

<sup>27</sup> Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina). Estados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2015 y 2014. Página 54.

<sup>28</sup> <http://bariloche2000.com/noticias/leer/el-gas-natural-bien-suntuario-o-necesario/100412>

usuarios- acceden a la denominada tarifa social.<sup>29</sup> Este dato, resulta fundamental a la hora de determinar fehacientemente si todos los hogares que efectivamente podrían verse alcanzados por esta tarifa están incluidos en función de los criterios de selección que, como ya se ha afirmado en otras ocasiones, deberían ser uniformes para todos los servicios públicos esenciales. Es más, la siempre previsible arbitrariedad que pudiera existir en estos casos, debería llevarnos, incluso, a encarar un replanteo en la línea de las propuestas de mínimo vital energético que hemos desarrollado en este informe. Asimismo, la existencia de ocho categorías de usuarios residenciales reproduce un inaceptable esquema de fragmentación que resulta injusto e inequitativo para muchos usuarios que por mínimas diferencias en consumos en períodos determinados, pueden verse sometidos a mayores costos por el mero hecho de haber “entrado” en otra categoría más alta. A su vez, si bien se ha creado un nuevo usuario con un régimen específico- el que rige para las entidades de bien público según lo fija la ley 27.218-, que abonará una tarifa similar a las categorías de usuarios residenciales que logren reducciones de consumos iguales o superiores al 15%, no deja de ser totalmente reprochable que los clubes de barrio no hayan recibido un tratamiento similar, lo cual puede afirmarse, de igual modo, en relación a las pequeñas y medianas empresas comerciales e industriales, que hoy están sometidas al todavía “injusto” tope del “500%”, según ha quedado en firme luego de la audiencia de septiembre de 2016.

Finalmente, podrían establecerse criterios de penalización por consumo excesivo y criterios de premio por ahorro, que podrían dividirse en segmentos. Así, quienes hayan consumido entre un 5% y un 10% más que el mismo período del año anterior, podrían sufrir una penalización a través de un mayor pago relativo de los metros cúbicos adicionales, mientras que aquellos que consuman entre 10% y 20%, tendrían mayores penalidades, para finalizar con aquellos que consuman 20% o más que el mismo período anterior. Por su parte, quienes hayan logrado ahorros en esos tres escalones porcentuales, deberían afrontar menores precios por m<sup>3</sup> consumido. Un esquema de estas características, se había implementado en 2014, aunque la magnitud de los ajustes tarifarios, provocó escenarios de judicialización y diversidad de situaciones en las distintas jurisdicciones, lo cual llevó a que no se pudieran recoger criterios de evaluación certeros sobre las medidas.

Para concluir, si tuviéramos que expresar en valores aproximados los criterios explicitados, resultaría fundamental determinar, en primer lugar, un parámetro de precio que pudiera ser sustentable con el objetivo de garantizar el acceso y la posibilidad de pago. A su vez, deberíamos establecer un criterio objetivo que nos permita conocer un rango de consumo expresado en metros cúbicos, que permite asegurar un hábitat digno. Ello debería cruzarse con criterios regionales, ya que el consumo de gas natural es mucho más relevante en regiones como la Patagonia en invierno, por citar ese caso que ha sido paradigmático en la crisis reciente que hemos vivido tras el tarifazo.

Nos interesa retomar lo señalado por la Fundación Bariloche, que establece un rango de consumo mínimo adecuado que oscila entre 32, 47 y 101 m<sup>3</sup> por mes<sup>30</sup>, según sean zonas cálidas, templadas o frías, respectivamente. Esos niveles de consumo se relacionan con la presencia de dos o tres hornallas para cocción de alimentos, un horno normal y una estufa de consumo medio para

---

29

[http://www.enargas.gob.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/METRO/ACT38815\\_2016.pdf](http://www.enargas.gob.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/METRO/ACT38815_2016.pdf)

<sup>30</sup> Bravo, Víctor, op. Cit.

calefaccionarse. Ese mínimo estándar debe estar asegurado por un nivel de tarifa que sea asequible y asegure la universalidad del acceso, ya sea que los usuarios estén o no alcanzados por la tarifa social.

A partir de estos valores que, por cierto, sirven de estimación y a los efectos de encarar un ejercicio de simulación, los criterios de determinación de las tarifas pueden reflejar valores más altos en función de los niveles de consumo y de los ingresos, pero deberían fijarse de tal manera que no pongan en peligro el acceso al bien. En estos casos, las realidades de los usuarios que consumen por encima de los 100 m<sup>3</sup> y hasta niveles que pueden llegar a los 300 m<sup>3</sup> o más, resultan ser diferentes también. Y aquí se entra en un escenario muy complejo, donde seguramente aquellos que tengan una mayor capacidad contributiva, podrán pagar más por el bien.

¿Podríamos, entonces, pensar en un precio inicial que asegure los criterios bajo los que establecimos el análisis y que pueda ajustarse en función de los niveles de inflación existentes?

Ese podría ser un criterio posible. Partiríamos de un escenario de precios que retome el valor promedio vigente en 2015 para usuarios residenciales solamente, según consta en la información suministrada por el Gobierno nacional. Ese valor- ubicado en los u\$s 0,89 por mmbtu-, representaba 0,27 centavos de peso si se lo calcula a un tipo de cambio de 8.2 pesos por dólar, que es la estimación que toma el mismo Gobierno para el 2014. Asimismo, si se lo calcula al tipo de cambio de 9,5 para 2015, ese valor asciende a los 0,31 centavos de peso. Hoy, en la Argentina por devaluación del 50%, con un dólar a 15 pesos, ese valor de u\$s 0,89 por mmbtu representa 0,5 centavos de peso por metro cúbico. Es decir, el valor promedio vigente para usuarios residenciales en 2015, es ya un 38% mayor en pesos por efecto de la devaluación. ¿Cómo computaríamos ese “efecto sobre el precio” en una Argentina que combina salarios devaluados y pérdida de poder adquisitivo con precios de bienes esenciales como el gas que se computan en dólares en toda la cadena del negocio? Es decir, ¿cómo compatibilizamos estos criterios disímiles, abordando la problemática desde nociones de razonabilidad, accesibilidad y asequibilidad?

Teniendo en cuenta esta situación compleja, con un entorno marcado por aumentos sucesivos y simultáneos, y que abarcan distintos rubros sensibles para la vida de nuestra comunidad, suena descabellado avalar aumentos en dólares, en un contexto de devaluación y pérdida de salario. Asimismo, no se impugna la evaluación semestral como el escenario temporal a tener en cuenta para la definición de los cuadros tarifarios, sino los mecanismos efectivamente empleados y las pautas establecidas para los reajustes. En tal sentido, además de lo señalado negativamente sobre la virtual dolarización del precio del gas en boca de pozo, no existen inconvenientes para establecer mecanismos de reajustes que incluyan la evolución de índices de precios internos mayoristas, el costo de la mano de obra y la evolución de precios de materiales representativos, pero estos índices deben compatibilizarse con la evolución del costo de vida y los ingresos salariales de los trabajadores.

Por ende, un posible criterio que aparece como más razonable, sería evaluar un ajuste sobre el precio promedio del gas para usuarios residenciales de 2015, que esté en línea con los aumentos salariales acordados en 2016, y que no supere el nivel esperado de la inflación, que podría ubicarse en un 45%. En concreto, ¿podríamos hablar de un ajuste promedio del 35% sobre el precio del gas natural para usuarios residenciales? **Ese ejercicio, nos llevaría a un precio del gas promedio de**

**0,675 centavos de peso por metro cúbico.** Así, si tomáramos el cuadro de referencia que el Gobierno nacional expuso como parte de su propuesta en la audiencia de septiembre de 2016, los valores quedarían expresados de esta manera.

Cuadro 4. Monto promedio a pagar por las distintas categorías de usuarios

| Categorías de consumo residencial | Monto aproximado a pagar por gas consumido por mes (sin impuestos) | Porcentaje de aumento (sobre valor promedio del gas a boca de pozo 2015) | Cantidad de usuarios (en porcentajes) | Cantidad de m3 consumidos (promedio) |
|-----------------------------------|--|--|---------------------------------------|--------------------------------------|
| R1, R2-1, R2-2, R2-3              | \$45,36  | 35%  | 56%                                   | 56                                   |
| R3-1, 3-2, 3-3                    | \$99,63  | 35%  | 31%                                   | 123                                  |
| R 3-4                             | \$191.16   | 35%  | 13%                                   | 253                                  |

Fuente: elaboración propia.

Nota: Los montos reflejan el efecto del peso combinado de los tres segmentos del sector: generación, transporte y distribución.

Por cierto, a partir de estas definiciones iniciales, deberían establecerse parámetros de cobros diferenciales en función del logro de ahorro efectivo en el consumo o, su contracara, si se excedió en el consumo en función de los criterios fijados. En tal sentido, aquellos usuarios que logren tasas de ahorro que estén en los rangos sugeridos- 5% a 10%, 10% a 20% y más de 20%- podrían verse beneficiados por niveles de tarifas que se redujeran en la misma proporción que el ahorro logrado. Por su parte, aquellos usuarios que consumieron mayores niveles de gas natural- entre 5% y 10%, 10% y 20% y más de 20%-, podrían ser penalizados con distintos niveles de precios. Así, los primeros dos rangos de sobreconsumo- entre 5% y 20%-, pagarían el precio promedio del gas en boca de pozo, que se ubica en los u\$s 2,5, mientras que los que exceden su consumo más allá del 20%, podrían exponerse a pagar los montos que remuneran los sectores de la industria y de las centrales termoeléctricas, que pagan entre u\$s2,6 y u\$s 4 por mmbtu.

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, estimamos que una propuesta como la que aquí presentamos, implica 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.

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**, con particular incidencia en el caso de Metrogas S.A. y Gas Natural Ban S.A., que son los casos de reajustes tarifarios tratados en la audiencia del 7 de diciembre de 2016.

En relación a los planes de inversiones a encarar en el quinquenio 2017-2021, Metrogas S.A.- en el mencionado informe presentado para la audiencia pública- señala que “no obstante ello, su ejecución efectiva dependerá fundamentalmente de las posibilidades que tenga la Compañía de contar con los recursos suficientes a tal fin”.<sup>31</sup> En tal sentido, si bien el plan global de inversiones incluye tanto la renovación de redes de distribución de baja y alta presión y la expansión y extensión de redes de distribución y en tecnología por montos superiores a los 9.600 millones de pesos, la factibilidad de encararlos y auditarlos debidamente por las autoridades de regulación pública en la materia, queda sujeta- como en todos estos años- al escenario de disputa entre las licenciatarias y las autoridades gubernamentales en torno a los niveles de reajuste tarifaria y de recomposición de las ecuaciones económico-financieras de las empresas. De hecho, Metrogas S.A., al concluir su informe, sostiene que, entre diciembre de 2001 y junio de 2016, sus gastos totales se incrementaron casi en un 2.000%, mientras que sus ingresos, no llegan a la tercera parte de la variación informada.<sup>32</sup> En el caso de Gas Natural Ban S.A.- que proyecta una erogación total de más de 5.085 millones de pesos en el quinquenio 2017-2021- se recurre a señalamientos similares en lo que respecta a la factibilidad de la realización de las inversiones, que quedan sujetas a las definiciones tarifarias, de costos de capital, gastos e ingresos.<sup>33</sup>

---

31

[http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/METRO/ACT38815\\_2016.pdf](http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/METRO/ACT38815_2016.pdf) Ver también [http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/METRO/A2016\\_36619.pdf](http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/METRO/A2016_36619.pdf)

32

[http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/METRO/ACT38815\\_2016.pdf](http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/METRO/ACT38815_2016.pdf)

33

[http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/BAN/A2016\\_38758.pdf](http://www.enargas.gov.ar/Publicaciones/AudPub/AudienciasRTI/MaterialConsulta/BAN/A2016_38758.pdf)

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, 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 públicos.