

UN SISTEMA DE PRECIOS Y TARIFAS ENERGETICAS EN ARGENTINA PARA EL PERÍODO 2012-2015

Por Jorge Lapeña

El atraso de las tarifas energéticas es posiblemente el problema más importante de cuantos afectan al sector energético argentino: la población se acostumbra a no pagar por los productos y servicios energéticos lo que estos cuestan; los empresarios manejan empresas fuera de punto; los empresarios no invierten en ampliar la oferta para satisfacer la demanda siempre creciente. El estado bombea fondos públicos hacia el sector para compensar las tarifas; para invertir; etc.; etc.

Ahora bien existe consenso político, empresario y académico amplio en que las tarifas están desactualizados; también el acuerdo se extiende a que los ajustes no pueden ser realizados de una vez sino que se necesita un plan gradual. No sólo esos: existe acuerdo en que el usuario debe pagar tarifas justas y son justas aquellas tarifas que recuperan los costos totales, y eficientes, para producir esa energía. Por último estamos de acuerdo en que siendo el acceso a servicios públicos un “derecho humano” por lo menos una parte de la población tendrá que ser ayudada mediante una “tarifa social”.

Sin embargo a no engañarse: **no existen todavía acuerdos acerca de cuánto es el atraso; en cómo corregir el atraso y en cómo deben ser gestionados o invertidos los fondos que genere el sector a partir de una eventual puesta a punto tarifaria.**

Se puede argumentar que existe un atraso en la retribución a la generación eléctrica; también que a causa de ese atraso el sector generador no invierte lo suficiente para garantizar la expansión de la oferta en generación para un país que crece al 5 % anual acumulativo; también que a causa de ello el estado debe invertir sumas importantes, y que cuando lo hace, lo hace caro y mal. Pero no es menos cierto que en 20 años de gestión privada en el sector eléctrico éste no generó – ni aún en las épocas de bonanza y de tarifas reales- las inversiones que el país necesitaba para garantizar un crecimiento sustentable de la actividad. **Dicho de otro modo: inversión sólo en ciclos combinados con un gas que cada día era más escaso. O sea el sector generador no mostró solvencia para anticipar la problemática gravísima del agotamiento del gas natural...**

La culpa no es del chanco si no del que le dio de comer. Yo no esperaría que el sector privado generador resuelva problemas de planeamiento energético...el problema es que en los 90 confundimos política energética con entes reguladores y las dos cosas no tienen nada que ver. Es el sector público el que tiene que resolver los desbalances e inconsistencias. El sector privado maximiza beneficios a corto plazo (la historia de irse de cabeza a generación térmica a gas natural es el resultado natural de la privatización porque es lo más rápido de recuperar versus las inversiones en capital de la alternativa hidro). ¿Y si aparecía escasez de gas natural? No era problema de ellos dado que esperaban que la respuesta iba a ser que los precios de boca de pozo subirían y los costos de generar también (con los cash flows casi indemnes por el traslado automático a tarifa final).

Se puede argumentar también que los precios del gas natural son bajos y que esto desalienta la inversión en exploración; y esta comparación sin duda es impactante si se la compara con lo que se le paga a Bolivia por el gas que este país ni siquiera puede

entregar; sin embargo estos precios no lucen tan bajos. Sin embargo se debe tener en cuenta que los precios actuales de gas natural en Henry Hub no justificarían precios en boca de pozo mucho más elevados que los actualmente vigentes.

Esta última frase puede llevar a confusiones si se interpreta como convalidando los precios actuales en boca de pozo en la Argentina. Además ¿a qué precios se refiere? Porque hay más de uno según el usuario, que es lo mismo que decir que hay un desquicio en materia de precios de boca de pozo

LA PROPUESTA DE TARIFARIA SINTETICA

En base a la conceptualización anterior propongo el siguiente esquema:

1.- **Un sistema de precios y tarifas energéticas que recupere los costos totales** en que se incurre para producir la energía y que sea **afrontada por todos los consumidores;**

2.- Complementariamente con lo anterior **un sistema de Tarifa Social que mediante subsidios focalizados** compense a los sectores más desprotegidos de la sociedad,

Muy de acuerdo. Pero mi punto el otro día en la UCR era que la magnitud del aumento que enfrentamos implica un problema que va más allá de la tarifa social (TS). La TS tiene que ser un mecanismo permanente dirigido a los grupos vulnerables. Me temo que la definición de grupos vulnerables (por ejemplo la que se hace en el actual proyecto de ley) va a ser muy restringida para el tipo de impacto que vamos a enfrentar. En otras palabras la sola mención de que se va a hacer una TS puede ser un autoengaño si no nos damos cuenta con simulaciones precisas lo que estamos enfrentando.

3.- **La puesta a punto de las tarifas reguladas de Distribución de Gas por Redes y las Empresas de Distribución eléctrica** constituye una primera prioridad. Estas empresas deben recuperar todos los costos eficientes que conforman el VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN. El saneamiento de las empresas de Distribución es primera prioridad

De acuerdo, entiendo bien el punto que surge de mirar la hoja de balance de estos segmentos (yo incluiría a la transmisión dentro de esto). Pero el hecho que haya una urgencia financiera no tiene que hacernos perder de vista que la urgencia económica está “aguas arriba” en la cadena de valor, porque es ahí donde se dan las distorsiones más grandes y también los apuros para movilizar la inversión.

La mención de “prioridades” trae también un punto que yo hice al pasar en la reunión de la UCR: Que además de un problema de transición hay un problema de secuencia (qué mover primero). Ojo que el que mueve primero “mueve mejor” (si luego aparece fatiga política a los aumentos). Los grupos de interés y de presión de la cadena de valor del sector energético esto lo saben bien (y los que pensamos políticas públicas tenemos que estar atentos a los lobbies).

4.- **La implementación del Planeamiento Energético de Largo Plazo** en un sistema coordinado por el Estado Nacional pero integrado por los estados provinciales y el

Parlamento Nacional. El Planeamiento definirá la ampliación de la Generación y de la Transmisión y no el mercado.

5.- Las empresas de Distribución agrupadas en consorcios licitarán las obras definidas por el Planeamiento Energético según los requerimientos de la demanda y los cronogramas de ejecución de las obras.

6.- La empresas de Distribución contratarán la ejecución por el método COM; y garantizarán el repago de las obras mediante sus tarifas. El estado nacional garantizará el traslado de dichas tarifas al usuario final.

Marqué de color los puntos 4, 5 y 6 porque están vinculados conceptualmente.

Acá empiezan mis diferencias de diseño o de consideración de opciones alternativas.. Yo creo que “el planeamiento siglo 21”, como yo lo veo, o cómo creo que lo están empezando a ver crecientemente en países como el Reino Unido (que pasó por un ciclo privatizador anterior a nosotros), no implica volver a un régimen de “comando y control” y demasiado basado en mecanismos costo-plus que van a resultar malos (onerosos) desde el punto de vista de los costos a largo plazo (incluyendo la innovación) por los incentivos que conllevan. Incentivos y asignación de riesgos son las dos patas de cualquier esquema que uno tiene que tener en cuenta.

Yo no hablo desde ninguna ortodoxia (creo, o mejor dicho, espero). Tengo la mente más abierta que nunca y, personalmente, a mí no me gusta hacer propuestas sino más bien estudiar opciones. Lo ideal es que cualquier cosa que se proponga pase previamente por una serie de filtros que nos ayuden a elegir lo mejor dentro de las restricciones relevantes. Esos filtros para mí son los siguientes: 1) Examinar los principios fundamentales en términos de cuán robustos son en teoría; 2) Presentar simulaciones que nos digan porque un camino es mejor que otro; 3) “Validar” los principios propuestos con la experiencia internacional ¿quién está haciendo esto? O mejor dicho ¿qué están haciendo los otros? (como vos dijiste en la conferencia respecto del régimen offshore tenemos que preguntarnos: ¿Qué están haciendo los ingleses en Malvinas? ¿cómo se adapta a nuestro caso? 4) Constituir “paneles de expertos” para armar documentos de consulta a ser entregados a las autoridades inmediatamente después de las elecciones.

Ahora voy al meollo de estos puntos. Empiezo haciéndome las siguientes preguntas y comentarios:

Para el punto 4. ¿Qué entendemos por planeamiento? ¿cómo hace el planeamiento para definir la ampliación? ¿basándose en qué reglas (¿rule-driven?)? ¿No lo puede hacer por medio de licitaciones en diferentes “andariveles” (“técnica” por un lado que puede ser pura privada y el planeamiento no tiene porque predefinir las obras; y “renovable” por el otro en donde puede haber más planeamiento indicativo como en el caso de centrales nucleares) para dejar que el sector privado acerque tecnologías que nos lleven a una mayor efectividad de costos? En este último caso el mecanismo licitatorio es por definición “market-driven” (es decir sigue señales de mercado). ¿Cómo lo está haciendo Brasil? (respuesta: después de la reforma de 2004 (que escrachó la idea de un MEM que se las arregla solo y no

garantiza expansión, para poner instancias muy claras de planeamiento y compras centralizadas con mecanismos de traslado coordinados con la demanda) lo hizo de un modo “rule-driven”, “market driven”, es decir con procesos licitatorios de energía vieja y nueva (yo creo que algunos elementos del caso de Brasil se pueden aplicar para el caso de energía nueva pero no para la vieja).

Para el punto 5. Acá me parece que hay que refinar un poco el significado de las palabras para evitar confusiones (o al menos yo me confundí). El que define el planeamiento (que, insisto, puede ser rule-driven, market-driven) es el ente de planeamiento. Lo que hacen las distribuidoras es participar como demanda en el proceso licitatorio de energía nueva a X años. Como en el caso brasilero. De un lado participan los oferentes (que van a proveer las centrales pero no al punto que uno le diga qué obra en concreto) y del otro lado los demandantes. Pero los demandantes no son sólo las distribuidoras. Están también usuarios industriales (GUMAS) que pueden ir al proceso licitatorio. Estos van a tener que asegurarse ellos su propia expansión y por eso entran al proceso. La obligación de que entren las distribuidoras es obviamente para cubrir la demanda.

Aquí hay aspectos operativos a resolver con la definición del andarivel térmico y el andarivel renovable.

Para el punto 6. La opción de hacer planeamiento indicativo de las obras y arreglar para que las distribuidoras sean el pivot” del proceso tiene que cotejarse contra la alternativa que quien hace la licitación en una instancia de planeamiento que también organiza el llamado a licitación y define el modo de PPP (participación pública privada).

7.- Las Centrales existentes recuperarán sus costos totales mediante el método de Cost Plus. Se dejará sin efecto el método de retribución por costo marginal a las centrales. El despacho de cargas continuará realizándose por la optimización de los costos de los combustibles (método actualmente vigente).

Aquí viene el tema de la energía vieja y la definición estratégica a tomar sobre el precio “único o uniforme” del mercado eléctrico. Yo creo que hay 2 opciones o caminos, a grandes rasgos.

- A) El que aparece aquí significa ir a una regulación por tasa de retorno (costo plus es básicamente eso) por cada máquina o unidad (central) del sistema eléctrico. Aquí las cuasi-rentas se apropian directamente. Desde un punto de vista regulatorio es meter regulaciones de tasa de retorno donde no hay argumentos para hacerlo si uno puede reorganizar un mercado eléctrico. Esto significa en mi opinión desarticular el mercado eléctrico (y consagrar al modelo post 2003). Mi opinión es que no es buena práctica desde el punto de vista internacional (incluyendo a Brasil). Las razones son variadas: costos presentes y futuros elevados. Y una pérdida de credibilidad (al quedar abierto que el día de mañana cualquier inversor nuevo puede ser incorporado el régimen regulatorio de tasa de retorno) que levanta los costos del capital. Las ventajas son obviamente que extendemos fácilmente el modelo actual y que vamos manejando los precios con corralito regulatorio para cada central.

B) Ir a un mecanismo que sea flexible en el sentido que deje la puerta abierta para poder volver a un precio único (y no discriminatorio a la oferta) y organizar un mercado con despacho eficiente. Aquí la pregunta del millón es cómo capturar las cuasi-rentas (que si no se captan van a producir transferencias indebidas y que además lleven a una insostenibilidad política). Esto puede hacerse, no es imposible. Hay que pensar por un momento que al organizar licitaciones de energía nueva (es decir acudir a mecanismos de mercado para determinar los precios de la energía nueva), el mecanismo ya es casi marginalista por este lado. Falta ver qué hacer con la energía vieja. Esta se clasifica a groso modo en cuatro grupos a) hidro pública; b) hidro privada con contratos con vencimiento finito; c) térmica a gas natural eficiente; d) térmica basada en líquidos, que es ineficiente y costosa. En un mecanismo que converge a precio uniforme el precio en cada momento que se traslada a la demanda (y sobre el que se forman las tarifas) es el precio promedio entre energía vieja y nueva. El precio promedio que hoy recibe la oferta es un precio promedio ponderado de todas estas formas. La captación de cuasi rentas (diferencia entre el precio uniforme promedio y el costo de cada central) sólo se aplica a a), b) y c), porque los d) no tienen cuasi rentas (porque su costo está por encima del precio promedio). En los casos a) y b) hay que definir los mecanismos directos (generadores públicos) e indirectos (generadores privados concesionados) de apropiación. Las únicas que van a sobrevivir sin extracción de cuasi rentas son las térmicas eficientes (que van a competir con la entrada de nuevas más eficientes que van a hacer el trabajo de extracción competitiva de cuasi rentas). Si se define un mecanismo por el cual se hace converger el precio promedio que recibe la oferta vieja al precio que entra la oferta nueva del andarivel térmico de la licitación, aún estas cuasi rentas pueden desaparecer de modo eficiente (porque los nuevos generadores térmicos pueden ser muy eficientes). ¿Y las térmicas no eficientes (energía distribuida, etc.)? Esas van a estar condenadas a ser reserva fría, dado que la oferta nueva tiene que ser lo suficiente (y así lo tiene que prever la planificación) para mandarlas a reserva. Y la energía renovable se licita en el andarivel renovable de la licitación de energía nueva incorporando un subsidio explícito al capital y un precio de “incorporación” al mercado al finalizar el período inicial entrando al precio de mercado de la energía vieja (que para ese entonces ya convergió a la energía nueva).

Simulaciones que hicimos de este último mecanismo y nos da que estaríamos en condiciones de apropiarnos de cuasi rentas sustanciales que permiten alimentar fondos para financiar una tarifa social que amortigüe el impacto sobre la mitad de la demanda residencial o financie los subsidios a los renovables.

8.- Se implantará –modificando la ley 24065- un sistema de Fondos Específicos para el financiamiento de las centrales hidráulicas y en general energías no convencionales que pagarán todos los consumidores. Estos Fondos Específicos serán gestionados por un Sistema autárquico auditable y con reglamentación específica.

En el esquema anterior B) los fondos provienen automáticamente de la captación de cuasi rentas, mientras que en el esquema A) como el mismo va a formar precios a partir de costos, no capta cuasi rentas como “fondos” sino que lo hace directamente a través de la formación de precios. Entonces, en el mecanismo A) que es el que se propone aquí, hay que pensar adicionalmente en una “brecha” entre los precios que paga la demanda y los precios que recibe la oferta (típicamente cargos o impuestos) para poder alimentar los fondos. A menos que esos fondos vengan de rentas generales lo cual no tiene mucho sentido desde un punto de vista económico.

9.- En materia de gas natural se deben renegociar los precios de gas de Bolivia en Frontera; estos precios deben surgir de un net back de los precios de importación eficiente de GNL en Bahía Blanca.

10.- La producción nacional de gas natural tiene que redefinir los precios del gas natural en boca de pozo. Se debe definir un sendero gradual para alinear los precios en boca de pozo con el Net. Back de la importación eficiente de GNL en el litoral marítimo argentino.

Los puntos 9 y 10 pintados arriba los junto porque pertenecen al mismo principio conceptual.

Respecto al punto 9 me parece bien la idea y me gusta que los precios de frontera (en paridad de importación que es lo relevante ahora) sirvan para poner un techo al contrato de Bolivia y para funcionar como un citigate-equivalente. Lo de renegociar el contrato con Bolivia va a surgir naturalmente pero hay que hacerlo dentro de cánones serios y mirando los costos de la renegociación (Aquí la historia no nos ayuda mucho ni en años recientes ni tampoco en el pasado lejano). Las cabezas que piensan del lado Boliviano y que yo conozco bien (te estoy enviando un libro de un seminario que me invitaron a dar en La Paz) creen que el LNG que hay hoy es bajo relativo al largo plazo y que la cuenta que vos estás haciendo no va a dar para desplazarlos mucho que digamos. Yo creo que están equivocados pero me temo que sólo lo van a aceptar cuando vean que estamos desarrollando una importación eficiente de LNG.

La pregunta que hay que hacerse es la siguiente: ¿Estamos seguros de que el esquema de LNG eficiente Bahía Blanca es un mecanismo para el largo plazo? ¿Dicen eso las cuentas de proyectar a largo plazo los precios de LNG y su ingreso en nuestro territorio? ¿Qué evidencia aportan los datos de lo que están haciendo Brasil y Chile? Si vamos a redefinir los mecanismos de precios de cuenca ¿este es un camino apropiado que puede integrar bien la formación de precios de gas nuevo y viejo?

Respecto al punto 10, en general, me parece bien la idea de marcar un sendero de alineación de los precios del gas natural con respecto a un valor de “referencia”. Aquí hay que tener en cuenta que hay energía (gas) nueva y vieja. Mientras que en la propuesta tuya esto se contempla explícitamente para el caso de energía eléctrica, no se hace exactamente lo mismo para el caso de gas natural, lo cual la deja un poco incompleta. La cuestión no es menor, porque como yo señalé en mi presentación en la UCR aquí también hay cuestiones relativas a cuasi rentas a

capturar. Las mismas están vinculadas con el régimen de “government take” que vayamos a tener y que se aplica tanto para gas nuevo como para gas viejo convergente a precios de referencia-

Lo que yo le quise transmitir a Daniel Montamat durante mi presentación en la UCR (luego de su excelente presentación) es que él había usado precios de referencia “eficientes” tomando el gas boliviano y que eso invitaba a interpretar a los mismos como de referencia para alguna convergencia de precios de cuenca. Él dijo que eso no sería necesariamente así porque los precios domésticos podrían estar por debajo de los de Bolivia. Pero esa respuesta a mi me deja muchos interrogantes y problemas (porque creo que hay en el ambiente una confusión al respecto cuando uno dice que los precios de Bolivia pueden ser los precios de referencia). El problema de la respuesta de Daniel (“los precios de referencia puede que estén en el medio de lo que hoy tenemos y Bolivia”) es que genera una tensión conceptual entre por un lado definir un precio para hacer una estimación de renta gasífera y luego decir que ese precio no va a ser el precio de referencia para la formación de precios. Porque si no lo es, entonces lo que se está aceptando implícitamente, es que va a subsistir hay -como en la actualidad- una brecha entre los precios “de escasez” sobre los que se define la renta y los precios de traslado a la demanda. En otras palabras que los subsidios van a subsistir.

Está claro que el precio del gas nuevo va a entrar no “a dedo” o por una referencia a una referencia sino por medio de un proceso licitatorio (market driven) cuyo resultado sí va a depender de los mecanismos de formación de precios (si es Bolivia o el LNG eficiente el “referente marginal”) y también del régimen tributario (government take).

En su presentación Daniel dijo que un government take de referencia en el mundo podría ser 40%. Si esto es cierto entonces un precio de frontera de 7.4 dólares el millón de BTU que Montamat mencionó implica, en ese régimen fiscal, un precio al productor de 4.4 dólares. Un proceso licitatorio competitivo puede llevar a que si resulta que hay gas (y el pesimismo de estos años no se justificaba en otro contexto no K) entonces podremos ir por debajo del valor de Bolivia o del LNG eficiente.

Lo que no podemos hacer es mentirnos con las cuentas (no digo que Montamat lo haga). He visto a algunos (creo influidos por el optimismo del sector privado) actuar, con todo respeto, como vendedores de espejitos de colores que dicen que con 3 dólares hay mucho gas y que con 5 nos ahogamos en gas y hay que volver a formar precios con paridad de exportación (no de exportación). Yo me pregunto ¿a qué precio del gas se están refiriendo? ¿al de usuario final que va a la demanda o al precio al productor? Porque la diferencia entre ambos es el government take. Y si estamos pensando que vamos a ir a un régimen donde vamos a esconder el government take haciendo que los precios de usuario final y los que reciben los productores sean casi iguales (excepto por la regalía provincial), entonces lo que estamos diciendo es que estamos usando fondos públicos para evitar que los precios tengan los valores de escasez. En suma, los que hablan de que con precios mucho menores a los de Bolivia se extrae gas natural tienen razón porque nadie que hable de que los precios “a la demanda” se forman con referencia a los precios de frontera está pensando que ellos van a recibir esos precios. En el medio está el

government take que, de nuevo, lo puedo usar para subsidiar una tarifa social o para alimentar fondos para financiar la salida del uso de gas natural.

A mi juicio la política más apropiada es la siguiente (haciendo todo al mismo tiempo en cuanto a definiciones), a) Definir los mecanismos de formación de precios de cuenca a largo plazo; b) Definir cómo se van a formar los precios del gas nuevo, es decir por medio de qué mecanismo y con qué mecanismo de government take (que reemplace a los mecanismos ocultos que tenemos ahora); c) Definir el mecanismo de convergencia del gas viejo, junto con el government take apropiado. Estos principios no terminan siendo muy diferentes que los de la opción B) discutida en relación al punto 7 sobre el sector de generación eléctrica. Mientras que por el contrario, la opción A) en este caso sería ir a un costo plus (regulación por tasa de retorno) por pozo, que no solo es ineficiente sino que nos aleja de las mejores prácticas y casi no reconoce antecedentes (EEUU en los 70 antes de la desregulación tenía una regulación de tasa de retorno sobre 1000 áreas petroleras que era inmanejable).

¿Quedan otras cosas en el tintero? Sí. La principal es cuáles van a ser los mecanismos (reglas) de comercialización del gas natural y qué modificaciones se van a requerir respecto de lo que tenemos hoy y de lo que teníamos antes. (Este vacío también se observa en esta propuesta en el caso de la electricidad). Esto es importante para preguntarnos qué tipo y grado de competencia vamos a tener. Los esquemas de precios uniformes de referencia (como el que se plantea aquí para gas natural y como la opción B discutida arriba en electricidad) son más “amigables” con la idea de competencia en sus dos versiones: sea competencia “por el mercado” (licitaciones de energía nueva) como “dentro del mercado” (energía vieja). Los esquemas como la opción A que se propone en electricidad no lo son (si bien se puede mantener la competencia por el mercado en las licitaciones de energía nueva).

En el caso del gas natural se agrega la cuestión de asignación de capacidades de transporte (cosa que no existe en electricidad). Hay que evitar que en la discusión de “reorganización” de las transacciones se filtren propuestas en donde aparezca el lobo con piel de cordero y los productores o importadores de gas “dominantes” se hagan un festín con la industria y otros consumidores no protegidos. Porque a diferencia del caso de electricidad, donde arriba se presentaron principios que “manejan” el traslado de precios a la demanda, aquí la cosa aparece menos explícita.

11.- Debe mantenerse el nivel absoluto de los impuestos a los combustibles de manera que el eventual aumento en los precios netos percibidos por las empresas no se traduzca en incremento de los impuestos percibidos por el tesoro. **Esto implica redefinir alícuotas hacia la baja**

Muy de acuerdo. Esto se hace moviendo la tributación de ad-valorem a específica (con ajuste inflacionario de esta última).

12.- Debe reducirse la carga impositiva de algunos productos energéticos; por ejemplo las que gravan a la Tarifa Social.

Muy de acuerdo. Implica negociaciones con otros niveles de gobierno (provincial y municipal) y una ley de estabilidad tributaria para que estos no puedan subir impuestos una vez que la Nación los baja.

13.- Finalmente los precios de los combustibles líquidos sin impuestos se deben alinear con los precios internacionales de los combustibles similares reflejando la situación de nuestro sistema productivo. El estado debe fijar precios máximos , mediante métodos pre- establecidos y objetivos, por lo menos en el período en que no esté garantizada la plena competencia en el segmento de refinación y comercialización

Muy de acuerdo. Pensar en un mercado competitivo es crucial para no caer en precios máximos como solución permanente.

17 de agosto de 2010