

Año VIII
Nº 55
Marzo
de 2000

LECG Inc*

Comité Editorial:
Pablo T. Spiller
Manuel A. Abdala

Coordinación General
Marcelo A. Schoeters

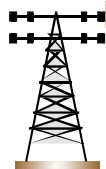
Contribuyentes
regulares:
Andrés Chambouleyron
Germán Coloma
Mariana Conte Grand
Marcela García Torres
Alejandro Catterberg
Santiago Dellepiane-
Avellaneda

Expe-Outlook

LECG

Análisis sobre temas de competencia y regulación en infraestructura

Electricidad:



Cortes de energía e incentivos en la regulación eléctrica

Manuel A. Abdala

Sugerencias para llevar a cabo revisiones tarifarias en distribuidoras eléctricas provinciales

Marcelo A. Schoeters



Defensa de la competencia:

Competencia y poder de mercado en combustibles líquidos

Manuel A. Abdala y Germán Coloma

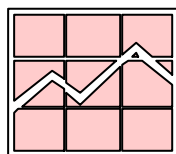


Medio Ambiente:

La propuesta argentina de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

Mariana Conte Grand

Mercado de capitales:



Riesgos regulatorios en empresas de infraestructura

Alejandro Catterberg

Evolución de las acciones eléctricas

Expe-Outlook es una publicación cuatrimestral de LECG Inc. Sucursal Argentina.

Diseño y compaginación: Guillermo Martorell – g_martorell@yahoo.com

Expe-Outlook© Copyright.

Todos los derechos reservados. LECG Inc., Sucursal Argentina.

Av. Julio A. Roca 781 Piso 4 (1067) Buenos Aires. Argentina.

Teléfono: (54 11) 4345-1813

Fax: (54 11) 4345-1814

Web: <http://www.lecg.com/>

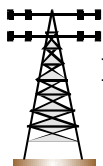
Prohibida la reproducción total o parcial del material de esta publicación sin autorización escrita de LECG Inc.

ISSN Nº 0329-014X

Registrada como publicación especializada en análisis sectorial económico.

* LECG Inc. una unidad de Navigant Consulting Inc.

Sintonía fina de la regulación en infraestructura



ELECTRICIDAD:

- ***Hacia un mayor estudio de los cambios en los Procedimientos***

La Secretaría de Energía pidió tiempo para analizar la Resolución 545, mediante una prórroga en los plazos inicialmente pautados para el comienzo de la vigencia de las nuevas y numerosas normas estipuladas en dicha resolución, la Secretaría de Energía analizará en detalle los cambios sugeridos en los Procedimientos por la anterior administración, ante objeciones por parte de agentes del MEM. Para mayor información consultar con Res. SE 8/2000.

- ***¿Cómo se privatizará EPEC?***

El proceso de concesión de EPEC reúne elementos que la vuelven cada vez menos interesante a los capitales privados. El cambio de la figura de venta a la de concesión reducida de 35 años, se le sumaron indefiniciones en el Programa de Propiedad Participada, exclusividad zonal en la comercialización de la energía por un período demasiado extenso (10 años), e imposibilidad de renegociar los convenios laborales por dos años. Las cooperativas (más de 200 en la Provincia de Córdoba) a su vez no gozarían de concesiones con figura de distribuidor, lo cual les impediría acceder al MEM, obligándolas a seguir comprando energía a EPEC (suministro hoy más caro). Esto último, a la fecha de cierre de esta edición, se encuentra en proceso de solución.

- ***Nuevas oportunidades para inversiones eléctricas***

Se anunció una nueva inversión en minería de la mano del grupo canadiense Barrick Gold, quien planea desembolsos por \$1.25bn durante los próximos 5 años en un bloque argentino-chileno. De dicho monto, \$950M serán invertidos hasta el 2002 y los \$300M restantes en los siguientes tres años. El destino de dicha inversión en el lado argentino será la provincia de San Juan, más precisamente en el yacimiento Pascua-Lama. La concreción de esta obra electrointensiva probablemente, y si los problemas del transporte no se solucionan, **cambiará los precios locales de energía eléctrica en la zona de Cuyo y podría generar nuevas inversiones eléctricas.**

- ***...Y más inversiones eléctricas***

También se anunció recientemente la posibilidad de **la construcción de una central térmica a 60 ciclos**, dedicada para la exportación a Brasil, en la zona de Concepción del Uruguay/Sao Borja, utilizando gas proveniente de Bolivia.

- **Las revisiones tarifarias en plena ejecución**

A las ya concluidas de San Luis (con una rebaja promedio entre el 6 y el 10%), Santiago del Estero (con un incremento aún no definido y que puede estar entre el 10-20%) y Formosa; ahora se le suman La Rioja (en ejecución) y los estudios de los cuadros tarifarios de las empresas distribuidoras de Jujuy, Río Negro, Entre Ríos, San Juan, Edesur y Edelap. Sin dudas un proceso del cual se extraerán muchas experiencias que servirán para hacer "sintonía fina" en la próxima revisión quinquenal (ver artículo del presente número del Expe Outlook).

- **Constitución del FREBA**

Con fecha 29 de diciembre de 1999, **se constituyó formalmente el Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA)**, al firmar las principales distribuidoras de la Provincia de Buenos Aires los correspondientes Estatutos Sociales. LECG estuvo trabajando desde principios de 1998 junto a las distribuidoras de la Provincia para diseñar e implementar el FREBA, asociación civil sin fines de lucro constituida con el objeto de analizar, debatir, seleccionar y financiar proyectos de inversión relacionados con la red de distribución troncal y de alta tensión dentro de la Provincia. Lo novedoso de esta experiencia en la Argentina -en línea con los foros regionales de planeamiento de transmisión eléctrica en Estados Unidos y el Comité de Seguridad de la Red de Nueva Zelandia (donde LECG también participó como asesor)- es que se trata de un mecanismo descentralizado de toma de decisión consensuada por parte de los interesados, lo cual soluciona en la Argentina el problema de la correcta identificación de beneficiarios y el aporte que por ende les corresponde. Asimismo, mediante el FREBA se promueve una selección competitiva de proyectos y un uso eficiente de fondos provenientes de las distribuidoras y de los consumidores finales (mediante la aplicación de un ítem tarifario específico para financiar obras de transmisión). Por su parte, el fondo fiduciario que se creará para depositar los fondos destinados a financiar obras, llamado Fondo Fiduciario para Inversiones en Transmisión en la Provincia de Buenos Aires (FITBA), garantiza la transparencia del sistema, asegurando que el dinero depositado en el fondo sólo pueda ser utilizado para el objetivo para el cual fue creado.

- **Las eléctricas incursionan en telecomunicaciones e Internet**

Varias utilities europeas y brasileras comenzaron una nueva etapa de maduración en sus negocios, **al integrar las telecomunicaciones e internet como servicios adicionales a la energía eléctrica**. Ejemplo de ello es la compañía de electricidad inglesa PowerGen, la cual proveerá en forma inminente el primer "on-line multi-utility package", el cual integra los servicios de gas, electricidad, telefonía fija y acceso a internet, todo a abonarse en una sola factura. En Brasil, Eletropaulo y Copel son las mejores posicionadas para el negocio de transmisión de datos. Estos procesos de integración de servicios se asocian tanto a fusiones y acuerdos entre las utilities y empresas relacionadas a internet y a e-business como a inversiones directas realizadas por las empresas eléctricas. En Argentina, las cooperativas de Bariloche y de Concordia han comenzado a incursionar en estos negocios. Es de esperar que esta creciente ola de integración de negocios cambie el enfoque tradicional con que los reguladores

evalúan y controlan a las empresas eléctricas por varios motivos. En primer lugar, porque estas actividades conexas y complementarias en telecomunicaciones traen consigo reducciones de costos adicionales, que los reguladores pueden querer hacer compartir con los consumidores. Y en segundo lugar, porque integraciones o alianzas con empresas existentes puede requerir coordinación de acción entre reguladores de distinto ámbito, sobre lo cual hay escasa experiencia internacional.



TELECOMUNICACIONES:

- **Énfasis en el cargo por interconexión**

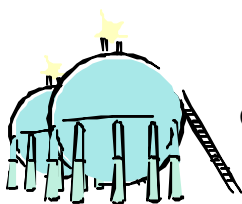
La Secretaría de Comunicaciones anunció que los cargos de interconexión se revisarán semestralmente. De esta manera, se inicia una etapa de esfuerzos tendientes a definir precios de interconexión, variable crucial para el ejercicio de la competencia. Si bien desde hace años es intención del sector elaborar una base de datos que permita calcular el cargo de interconexión por la metodología de Costos Incrementales Promedio de Largo Plazo, su inexistencia llevará probablemente a que los cargos sean definidos haciendo uso de la creciente experiencia internacional en la materia.

- **Nueva tarifa y servicio de Telecom**

A través de la Resolución 8/2000 del Ministerio de Infraestructura y Vivienda, **se le permitió a Telecom Argentina incorporar una nueva tarifa por las llamadas por cobrar.** Estas llamadas se encuentran encuadradas en la categoría de servicios no geográficos Nacionales de Cobro Revertido Automático. Esta iniciativa convalidada por la SC contribuye sin duda a mejorar la calidad y variedad de prestaciones.

- **El avance de la desregulación en el Reino Unido**

Recientemente, el ente regulador de las telecomunicaciones del Reino Unido (Oftel) anunció que dado el avance tecnológico imperante en la industria, la cual integra las telecomunicaciones, la computación y los medios de difusión de información, pasará a ejercer una denominada "**co-regulación**". La intención del organismo es disminuir la presión regulatoria imperante, permitiendo que el mercado resuelva las situaciones en donde no exista poder monopólico, rentas y precios excesivos. Gran parte de este cambio de conducta se debe a que los operadores ingleses vienen argumentando que la regulación "pesada" estaba deprimiendo los incentivos a la innovación y la concreción de las inversiones.

**GAS:**

- **Hacia una mejora en la transparencia de la información**

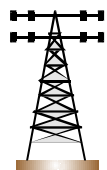
La solicitud de nuevos servicios de distribución de gas natural por redes en Argentina es marcadamente creciente. Dado este crecimiento de la demanda, las Distribuidoras pueden demostrar que las tarifas máximas que pueden aplicar no les brinda los incentivos suficientes a la expansión, y que en ese caso corresponde determinar la contraprestación que las Distribuidoras deberán reconocer a los futuros usuarios que hubieren financiado total o parcialmente redes de distribución para su posterior transferencia al patrimonio de las Licenciatarias para su operación y mantenimiento. La contraprestación a reconocer por las distintas Distribuidoras según sea la Subzona tarifaria que se trate, se debe otorgar en un marco de seguridad a los usuarios, ya que esto le permite conocer el monto a cargo de las Licenciatarias, evitando así conflictos y dilaciones excesivas en su reintegro. La Resolución del Enargas 1356/99 apuntó a estos objetivos, ordenando **la divulgación del listado de las contraprestaciones a que los usuarios se harían acreedores al financiar las obras.**

- **... y más transparencia aún.**

Mediante la Resolución 1482/00 del Enargas, **se aprobó la aplicación** a las Licenciatarias de Distribución de **los Indicadores de “Transparencia de Mercado”** y la utilización de **la metodología para la determinación del parámetro de “Gas Natural No Contabilizado”**. Desde 1999 se encuentra vigente una serie de indicadores que revelan el grado de cumplimiento de las normas de seguridad, el nivel de mantenimiento de las instalaciones, la satisfacción del cliente, la protección ambiental y la publicación de información tendiente a incentivar la competencia. Sin embargo, restaba definir las bases metodológicas para los indicadores relacionados a la transparencia del mercado y el Gas Natural No Contabilizado (GNNC). Con relación a los primeros, se incorpora la “Eficiencia de la restricción del suministro interrumpible” cuyo objetivo es contar con una herramienta que permita al Enargas evaluar la respuesta obtenida de los clientes a los requerimientos de restricción determinados por la Distribuidora, de manera tal de asegurar la integridad de los sistemas y propender a un eficiente aprovechamiento de los recursos. En cuanto al GNNC, como paso preliminar al establecimiento de este indicador, se debe arribar a una metodología de cálculo de los balances energéticos, uniforme para todos los prestadores. Estas propuestas deben ser presentadas por las empresas antes del 30/3/2000.

- **La desregulación y sus debates iniciales**

El tema del acceso a minoristas en gas estuvo presente a comienzos de marzo en la Audiencia Pública N° 71 del ENARGAS. La posibilidad de que los grandes usuarios contraten su suministro directamente con el productor y celebre un contrato con el transportista, evitando así la compra al distribuidor y pagándole a ésta sólo el servicio de distribución interrumpible (unbundling) fue el centro de la temática de la audiencia. Las posiciones fueron encontradas: por un lado se aseguró que los usuarios no sólo tienen el derecho a elegir proveedor (Art. 13, Ley 24.076), sino que también tienen derecho a elegir el servicio que prefieran, y este derecho no implica un cambio en las reglas de juego, sino un hecho aceptado por las distribuidoras al momento de la privatización. Por otro lado, las distribuidoras aseguran que sí es un cambio de las reglas y que ellas ya tienen contratado el transporte para atender a los grandes usuarios y a los no interrumpibles (residenciales), con lo que, si se permite acceder a proveedores alternativos, estos cargos por transporte deberían ser trasladados a tarifas. Adicionalmente, las distribuidoras aseguran que los cuellos de botella no sólo se encuentran en el transporte (pensamiento algo más generalizado entre los productores y grandes usuarios), sino también en la distribución, con lo que, si un cliente solicita el servicio interrumpible, es posible que los cortes de suministro se produzcan, en especial debido a la eventual falta de fondos (producto de clientes que ya no son cautivos) para invertir en la confiabilidad de la red.



Cortes de energía e incentivos en la regulación eléctrica¹

Manuel A. Abdala

Dada la experiencia del apagón de febrero de 1999, es perfectamente comprensible que los consumidores eléctricos estemos susceptibles y nos irrite con facilidad ante cualquier corte de energía. A los ojos del consumidor, importa poco si la causa del corte proviene de la caída de una línea de alta tensión, de la falla en algún generador o de problemas de cables en la distribución. El consumidor quiere y necesita un servicio confiable. Es probable que la percepción generalizada del consumidor promedio sea que la provisión confiable del servicio eléctrico es una obligación de las empresas privatizadas, obligación ésta que debieran cumplir en forma eficiente y, además, a las tarifas actuales. Ante la presencia de un corte, rápidamente se culpa en primer término a las empresas (seguramente no invierten lo necesario, se piensa) y en segundo lugar al regulador, por no haber controlado lo suficiente. También están quienes aprovechan la oportunidad para hacer declaraciones de tipo político: imprudentes amenazas de rescisión, críticas al modelo de privatización y demandas de mayor protagonismo estatal a través de más regulaciones y controles.

La falta de difusión de información y de transparencia en algunos de los procedimientos para la toma de las decisiones por parte de los reguladores ayuda a esta desorientación. Esta pobreza de información contribuye a que no existan muchos elementos para juzgar cuáles son los roles y responsabilidades de los distintos actores del sector (empresas, Cammesa, entes reguladores, secretarías de área, autoridades ambientales y de cuencas, etc.) y por ende no resulta fácil para quien no está familiarizado con la compleja regulación del sector realizar diagnósticos sobre la razón de los cortes y mucho menos aún de esbozar posibles soluciones para que la probabilidad de ocurrencia de los mismos sea minimizada.

Una de las paradojas de la situación es que si se mira objetivamente al desempeño de las empresas privatizadas en los últimos seis o siete años (más de 40 generadores, 6 transportistas y una veintena de distribuidoras), y al funcionamiento del sector en general se encuentran mejoras importantes tanto en cantidad, calidad como en costos de prestación (muy pronunciadas en los primeros cuatro años y un poco menos espectaculares en los últimos dos o tres). Las inversiones realizadas por la industria son impresionantes en generación, importantes en distribución, y un tanto cuestionables en transmisión y seguridad del sistema interconectado de red.

El problema de los cortes, empero, no radica en la gestión de las empresas ni en la actuación del regulador, sino en cierta deficiencia de algunos de los incentivos de la regulación actual. En particular, la regulación impide que los distribuidores puedan adquirir la energía con la calidad (confiabilidad) necesaria para evitar multas, ya que la magnitud y modalidad de las mismas no han sido diseñadas para que sirvan como estímulo para materializar inversiones aguas arriba en la red de transmisión.

Las multas previstas por interrupción de servicio en los contratos de concesión de los distribuidores y transportistas, así como el riesgo de enfrentar indemnizaciones provenientes de eventuales acciones judiciales por daños y perjuicios, proveen fuertes incentivos para que las empresas realicen la mejor gestión posible de todos los elementos y actividades que están bajo su control. Los pecados propios de Edesur de febrero pasado, (el accidente ocurrió en una actividad bajo su responsabilidad, correctamente definida en el marco de regulación e incentivos actuales) le costaron el equivalente a más de un año de sus ganancias empresarias. Estas penalidades, sin embargo, no son suficientes para movilizar a estas empresas a realizar algunas

¹ Este artículo fue publicado en el diario El Cronista Comercial el pasado 3/1/2000.

inversiones en las redes de uso compartido del sistema interconectado. Por otra parte, tanto la tarifa regulada del distribuidor como la del transportista, no prevén componentes específicos para financiar este tipo de inversiones.

¿Cómo deben financiarse las inversiones en red? Para que las inversiones sean eficientes lo ideal sería conocer cuánto está dispuesto a pagar el consumidor final para tener un sistema más confiable. ¿Cuánto queremos los consumidores pagar de más en la tarifa para que se pueda hacer un anillo de \$ 250 millones en GBA o mallar la red nacional uniendo regiones hoy no conectadas, y que resulte en un incremento desde, por ejemplo, un 99.5% de total de horas con suministro a 99.9%? Un sistema de revelación de preferencias vía consulta directa a los consumidores puede resultar muy costoso de instrumentar y es vulnerable a sesgos en sus respuestas. Afortunadamente, la regulación moderna tiene otras modalidades para procurar este tipo de respuestas.

En mercados eléctricos más avanzados (California, Nueva Zelandia, Australia, Noruega, Suecia, entre otros) los contratos entre partes y la apertura minorista generalizada (libre elección de proveedor eléctrico) juegan un papel fundamental en la revelación de preferencias de la demanda. En estos esquemas, a los consumidores se les ofrece menús de opciones donde pueden elegir entre distintas combinaciones de tarifas y nivel de interrupción de suministro deseado, permitiendo una sana diferenciación de clientes y modalidades de consumo que no sólo permite adecuar en forma natural las tarifas a las necesidades de inversión eficientes, sino que a su vez tienen la ventaja adicional de dotar al sistema de cargas de mayor flexibilidad por el uso más racional de la energía y por la posibilidad de realizar reducciones de demanda vía cortes a aquellos que pre-acordaron su disposición a ello a través del menú. Argentina está un poco lejos aún de este esquema y no es posible pensar seriamente en este camino, al menos antes del 2002 cuando finaliza el primer período tarifario de las distribuidoras capitalinas.

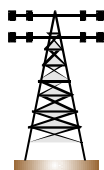
Dentro del esquema vigente los problemas de la regulación actual se explican principalmente porque existe un método

inadecuado y arbitrario para identificar quienes deberían financiar inversiones en transmisión, y porque el mecanismo de pass-through no permite, salvo contadas excepciones, traslados a la tarifa final para financiar dichas inversiones.

Una solución a estos problemas es posible en forma inmediata si se modifican algunas normas (y sus incentivos inherentes) referentes al mercado de contratos y al sistema de pass-through. Si se establece un sistema de pass-through inteligente, que permita a las distribuidoras trasladar los costos de sus compras de energía en el MEM (spot o contratos) sujeto a un precio tope de referencia (cap) y con una fórmula que los premie por contratar a precios por debajo del tope, se estaría destrabando la cadena de incentivos para que se realicen inversiones en la red. El precio tope de referencia no surgiría de la decisión discrecional del regulador sino de un sistema de comparación de precios de los contratos libres celebrados en el mercado (yardstick competition).

¿Cómo funcionaría este esquema? Muy sencillo. Sería el sector más competitivo de la industria, los generadores y comercializadores, quienes en su puja por celebrar contratos de mediano y largo plazo con distribuidores se encargarían de arbitrar las medidas necesarias para solucionar los déficit y problemas de la red. La característica competitiva del segmento de la generación y la regla inteligente de pass-through garantizarían que se realicen inversiones eficientes y que el mercado estaría en condiciones de financiar.

En síntesis, la culpa a la mayoría de los problemas de corte de energía no está en las empresas (con la excepción del caso Edesur en febrero), ni en el regulador, ni en la modalidad de privatización, sino en algunos de los incentivos actuales de la regulación. La solución al problema no es mayor regulación, sino mejor regulación. Vale decir, brindar incentivos correctos que permitirán revelar un potencial de transacciones e inversiones que el sector privado puede brindar, pero que se ha visto impedido en los últimos años por una deficiencia del sistema de regulación vigente.



Sugerencias para llevar a cabo revisiones tarifarias en distribuidoras eléctricas provinciales

Marcelo A. Schoeters

En la mayoría de los contratos de concesión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Argentina, se estipula que cada determinado número de años (usualmente cinco o diez), el cuadro tarifario debe ser recalculado en función de los cambios que pudieran existir en los valores agregados de distribución de las empresas prestadoras del servicio.

Este proceso, actualmente en plena vigencia y con los antecedentes de las revisiones tarifarias de San Luis, Santiago del Estero y la actualmente en curso de La Rioja y Formosa, no se encuentra ausente de problemas de índole tanto teórica como práctica. En este breve artículo lo que se pretende es presentar las etapas habituales de toda revisión tarifaria y sus inconvenientes, sugiriendo, en algunos de los casos, alternativas que permitan mejorar los procedimientos tendientes a la obtención de un nuevo cuadro tarifario que refleje los verdaderos costos económicos de la prestación del servicio, y la incidencia de los mismos en las diferentes categorías tarifarias.

Revisiones tarifarias

Cálculo de los cuadros tarifarios iniciales

Con la transformación del sector eléctrico iniciada en 1991, las tarifas de los distribuidores se determinaron sobre la base de un precio estacional (que surge del precio del mercado mayorista) al cual se agregan márgenes de pérdidas y costos de distribución que fueron estimados por la autoridad concedente (el Estado) y aceptados por el concesionario a través del acto de licitación por el cual obtuvo la concesión. A lo anterior se le suma un régimen de penalidades que apuntan al suministro, tarifas, calidad del servicio, observación de metas regulatorias y prácticas anti-competitivas.

Los costos de distribución se calcularon sobre la base del costo incremental promedio de las redes sobre la base de un plan de expansión ajustado a la demanda. Los aspectos más importantes de la metodología utilizada son los siguientes:

- los costos incrementales promedio de cada etapa del proceso eléctrico se calcularon relacionando las inversiones asociadas con la expansión a costo mínimo de la red, y los incrementos de potencia que transita por las redes de cada etapa
- basándose en los costos incrementales promedio se determinó el costo de desarrollo de las redes de cada etapa, como la suma de la anualidad del costo incremental promedio más los gastos de operación y mantenimiento asociados
- se determinaron las curvas de carga representativas de usuarios de cada categoría tarifaria, y las curvas típicas de las redes de cada etapa del proceso. Esto permitió la reasignación de los costos propios de distribución en horas en que se presentan picos de carga.
- se asignaron los costos mayoristas (generales a todos los usuarios) y los costos propios de distribución (costos de desarrollo de las redes y gastos comerciales) a cada parámetro tarifario

Las revisiones tarifarias que ya han comenzado se basan en respetar los principios arriba enunciados, y haciendo uso de las metodologías de Costo Incremental Promedio (CIP) o Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para el cálculo del costo del capital de las distribuidoras.

Dada la rapidez con la que se desarrolló el proceso de concesión de las distribuidoras provinciales, en algunos casos las tarifas obtenidas no guardan una estricta relación con los costos, o la asignación de los mismos a las

diferentes categorías tarifarias se tuvo que realizar infiriendo las características del consumo de cada grupo homogéneo de clientes y prescindiendo de campañas de medición. Estos elementos hacen a que la primera revisión tarifaria se deba efectuar con extremo cuidado, con el objeto de asignar apropiadamente los costos a tarifas y evitar los subsidios cruzados entre las mismas. Una revisión tarifaria apropiada debería seguir los pasos que abajo se detallan, y quizás incorporando las sugerencias que en cada una de las etapas se menciona.

Mejoras a los procesos de revisión tarifaria

Campaña de medición

Con el objeto de definir cuál es la responsabilidad de cada categoría tarifaria en los costos de expansión y operación del sistema de distribución (dado que la formulación de las tarifas por categorías de clientes homogéneas encuentra solución en la asignación racional de los costos), el inicio de toda revisión tarifaria debe partir en la intención de conocer las modalidades de consumo de los clientes, a través de una campaña de medición. Esta campaña permitirá obtener las curvas de carga de los clientes, las cuales representan las necesidades energéticas de los mismos.

Cuando, en etapas posteriores, se calcule el costo propio de distribución, éste deberá ser asignado a las distintas etapas de la red sobre la base de la incidencia horaria de la demanda (curvas típicas de las redes de cada etapa del sistema). Luego, mediante las curvas típicas por categoría de clientes, obtenidas en la campaña de medición, se asignan los costos de suministro a los parámetros tarifarios. De esta manera, los clientes que se encuentran en una determinada categoría tarifaria pagarán en su tarifa sólo los costos de las etapas del proceso eléctrico en que ellos están involucrados.

Asimismo, la obtención de las curvas de carga de los clientes tiene una utilidad adicional y no menos importante: servir de base para el cálculo de las penalidades por servicio técnico que son vigentes normalmente a partir del segundo período tarifario. Analizar los apartamientos de los índices de calidad de la distribuidora controlados en el primer período tarifario debe

constituir una tarea complementaria, ya que de detectarse un desvío traducido en una baja calidad del servicio, deberán estudiarse las señales enviadas por el costo de la energía no suministrada (ENS), ya que este mecanismo debería haber inducido a la empresa a cumplir con los requerimientos de calidad o a experimentar un ligero desvío¹.

Para obtener una campaña de medición exitosa debe determinarse con antelación suficiente el número de equipos de medición por cada empresa que permita obtener estimaciones satisfactorias desde la óptica de la confiabilidad y las condiciones estadísticas que se deben cumplir para obtener con la mayor exactitud posible las estimaciones de las variables físicas a medir.

Sin embargo, algunas revisiones tarifarias prescindieron de las campañas de medición, o el logro del consenso entre el regulador y la distribuidora en la metodología utilizada para la campaña fue sumamente costoso.

Es muy importante que la metodología de la campaña de medición (número de aparatos, clientes a medir, tamaño de la muestra, criterios para el sorteo de la muestra y de reemplazos, grado de precisión fijado, localidades y clientes medidos, duración de cada medición, recuperación y procesamiento de la información, etc.) sea fijada con la suficiente antelación por parte del regulador y la distribuidora, tal que se permita una campaña con una duración no inferior al año (para de esta forma incorporar las variaciones estacionales).

El *timing* adecuado para la campaña podría ser de tres años previos a la vigencia del nuevo cuadro tarifario, distribuidos en seis meses para la definición metodológica de la campaña, un año para efectuar la misma y seis meses para que la distribuidora calcule el nuevo cuadro tarifario. De esta forma, la distribuidora podría presentar al regulador los resultados de la campaña y el nuevo cuadro tarifario un año antes a su entrada en vigencia, dejándole al regulador el

¹ El ligero desvío hace alusión al hecho que el monto óptimo de penalizaciones por incumplimiento de las pautas de calidad no es necesariamente cero. Esto dependerá de la magnitud y el *timing* de las inversiones necesarias para eliminar la restricción que ocasiona la penalidad.

suficiente tiempo para analizar la información, idealmente a través de un equipo independiente contratado para realizar estas tareas. Luego, los resultados se expondrían en una audiencia pública con el objeto de otorgar la mayor transparencia posible al proceso.

Cabe remarcar que los resultados obtenidos de la campaña podrían no parecerse a los esperados por los agentes involucrados (empresa y regulador), pero con un esquema de consenso previo se eliminarían las eventuales discusiones en torno a la metodología y sus consecuencias sobre los resultados obtenidos, permitiendo continuar sin demoras el proceso de revisión tarifaria.

También es recomendable que la campaña continúe a lo largo de la gestión de la empresa, ya que las conclusiones que el análisis de los datos derive, serán seguramente de gran utilidad tanto para la empresa como para el regulador, ya que se podrían generar series temporales de consumo lo suficientemente extensas como para determinar tendencias de consumo por clientes con gran exactitud, y además permitiría eventuales ajustes previos a la siguiente revisión, si los cambios en los parámetros medidos son significativos². Una vez adquiridos los equipos de medición, el costo de la lectura de datos (y su posterior carga y procesamiento) es menor al beneficio tanto privado como social de la medición continua.

Desempeño de la distribuidora

La siguiente etapa en el proceso de revisión tarifaria es el análisis del desempeño de la distribuidora en el período tarifario a punto de finalizar. Este análisis permite evaluar el grado de eficiencia alcanzado hasta el presente, efectuar su comparación con empresas similares y establecer los índices de eficiencia a ser considerados en el próximo período tarifario (con el objeto de poder

proyectar los costos de explotación para el próximo período tarifario). Usualmente se analizan y proyectan los costos de operación y mantenimiento, servicios al cliente, administración y porcentaje de pérdidas.

El análisis, normalmente efectuado a través de indicadores (cubriendo los aspectos técnicos, comerciales y administrativos de la empresa distribuidora en el período tarifario a punto de concluir), deben ser estudiados detenidamente tanto en forma absoluta, relativa a otras empresas distribuidoras de similares características (tamaño del mercado, topografía del área de concesión, años de vigencia de la concesión, categoría de clientes y patrones de consumo similares, etc.) y con estándares de mercado considerados óptimos para el desarrollo del negocio. Esto debe ser así ya que la empresa enfrenta tarifas predeterminadas y exclusividad zonal en la prestación del servicio, con lo que, en teoría, la distribuidora debería haber tenido fuertes incentivos hacia la eficiencia (para optimizar su gestión y maximizar sus beneficios). Si existieran apartamientos significativos entre la eficiencia lograda por la empresa y la real observada en sus pares y/o la teórica referida al concepto de una "gestión ideal", implicaría la necesidad de una revisión general de los indicadores de eficiencia que se esperan para la empresa en el siguiente período tarifario.

Un elemento importante en este módulo es la incorporación de algún factor que permita compartir con la sociedad (a través de menores tarifas) parte de las ganancias en eficiencia obtenidas por la empresa. En la teoría económica este factor es conocido como "X" y en algunas concesiones provinciales se encuentra incluido. Existen diferentes metodologías para la estimación del factor X, como el análisis de la Productividad Total de los Factores (PTF), enfoque que implica estudiar el desempeño histórico de la empresa para luego proyectar la tendencia, hecho que no es recomendable en empresas cuya gestión alcanza apenas los cinco años y que además experimentaron un notable incremento en su eficiencia en virtud del inicio de la gestión privada (quiebre estructural), y que posiblemente no pueda repetirse en el siguiente período. Otra forma es observar una serie de indicadores relacionados al desempeño de la empresa y establecer valores acordados entre el

² Cítese por ejemplo el caso de Edenor y Edesur en 1995, cuando dichas empresas solicitaron la adecuación de los coeficientes que ponderan la incidencia horaria de la energía en el cálculo de las tarifas aplicables a cada categoría de clientes. El ENRE ordenó la ejecución de una campaña de medición (Resolución ENRE N° 187/95), con el objeto de verificar este argumento, hecho que podría haberse evitado si las empresas hubiesen tenido una medición de carácter permanente.

regulador y la empresa en base a las proyecciones de eficiencia a ser alcanzados en el siguiente período tarifario, a través de ganancias en eficiencia. Una metodología alternativa, y más apropiada para este tipo de casos, es la denominada "Flujos de Fondos Financieros Proyectados Descontados"³, enfoque que tiene en cuenta la eficiencia proyectada más que la promedio histórica observada, y en donde el factor X surge de considerar el valor esperado del negocio en el próximo período tarifario, el valor económico de los bienes de uso de la empresa a lo largo del mencionado período y el verdadero costo del capital de la empresa⁴. El objeto de la metodología es obtener un factor X (valor porcentual que disminuye las tarifas) tal que la empresa pueda mantener el valor de sus activos a lo largo del siguiente período tarifario, obteniendo como rentabilidad su costo del capital (el cual incluye el costo del capital propio y del endeudamiento).

Cálculo de los costos de distribución y pass-through

Para arribar al nuevo cuadro tarifario se requiere obtener los costos de distribución, operación, mantenimiento y comercialización. Posteriormente, se deberá imputar además los costos de *pass-through*.

Para la determinación de los costos de distribución, se considera los costos de capital y explotación necesarios para una adecuada prestación del servicio, considerando las exigencias de calidad de servicio que se estipulen. Para el caso del costo del capital, su cálculo usualmente se realiza mediante el método del Costo Incremental Promedio (CIP) o el Valor Nuevo de Reposición (VNR), mientras que para los costos de explotación, se considera una estructura organizacional "adaptada"⁵, con capacidad para operar satisfactoriamente la red y

prestar el servicio con la calidad preestablecida, lo que implica definir un plan de inversiones tendiente a mantener la calidad y confiabilidad requerida, considerar valores estándares de pérdidas de energía y de potencia, de costos de operación y mantenimiento y de los costos no dependientes de la demanda del cliente (gastos comerciales).

No es intención de este breve artículo describir ambos enfoques y explayarse en torno a las bondades y debilidades de cada uno, pero sí interesa puntualizar las principales desventajas a la hora de determinar un componente de costo cuya incidencia en las tarifas es muy importante. En este módulo, la crítica fundamental se apoya en el hecho que los métodos para calcular el costo del capital -CIP y VNR- tienen falencias desde una óptica metodológica.

El CIP es una metodología que depende en gran medida de proyecciones a diez o a quince años de demanda y proyectos de ingeniería cuya probabilidad de ocurrencia puede ser baja (fundamentalmente del rubro inversiones). Además, en redes sub invertidas genera tarifas elevadas, mientras lo contrario ocurre en redes sobre invertidas. Adicionalmente, al imputarse a las tarifas actuales las inversiones futuras, genera una transferencia de ingresos desde los clientes presentes a los futuros.

En el caso del VNR, el mismo implica un relevamiento de los valores de mercado de todas las instalaciones del distribuidor, hecho que no necesariamente refleja la capacidad de compra de la distribuidora (esta puede efectuar compras más o menos ventajosas de acuerdo a diferentes contextos de capacidad de negociación) y que recarga la tarea del regulador a la hora de auditar los valores de mercado reportados. Asimismo, el valor económico de un determinado activo involucrado en la prestación del servicio no necesariamente coincide con su valor de reposición que despeja el mercado.

Tanto el hecho de que el VNR prescindiera de proyecciones de demanda y de inversiones a diez o quince años, como que su cálculo es independiente del estado de la red actual (evitando así los problemas de desajustes en la inversión y su impacto en tarifas), hacen que las tareas requeridas para concretar el cálculo del

3 "Estimación del Factor X para Telecom Argentina". LECG Inc., Argentina. Julio de 1999.

4 La expresión "verdadero" se refiere a que el costo del capital surge de utilizar, por ejemplo, el método de WACC, ampliamente difundido, y no de adoptar una tasa estándar de mercado o una fijada arbitrariamente mediante un acuerdo político previo.

5 Esta estructura sería consensuada entre el regulador y la empresa, y definida en base a la experiencia de distribuidoras de características similares a la analizada.

costo del capital a través del VNR, sean más sencillas y objetivas que las necesarias para el CIP. De esta forma, el método del VNR puede ser más atractivo para el cálculo del costo del capital de distribuidoras, si adicionalmente se impone la restricción de excluir aquellos activos que no tienen relación con la prestación del servicio o que se consideren como excedentes sobre las cantidades necesarias para lograr una "red ajustada a la demanda", y teniendo en cuenta las reposiciones sobre la base de las características del mercado.

En cuanto a los costos de *pass-through*, lo que se pretende es desplegar un menú de opciones de compra de la distribuidora. Los costos de estas gestiones eficientes de compra deberán ser trasladados a los usuarios, procurando enviar señales de precios claras respecto de las distintas opciones de consumo y manteniendo inalterado el margen bruto de distribución ante eventuales variaciones de precios que la distribuidora no pueda controlar.

Sin embargo, esta señal puede mejorarse. Desde hace tiempo, expertos de LECG proponen permitir el *pass through* competitivo de precios de contratos de compra de energía eléctrica a las tarifas finales, tomando los recaudos de un sistema de precios de referencia sobre la base de contratos existentes, que puedan utilizarse como techo para brindar incentivos a la compra eficiente de la distribuidora.

Asignación de costos a las categorías tarifarias

Los costos de distribución y *pass-through* presentados en los párrafos precedentes son asignados a los parámetros tarifarios sobre la base de las modalidades de participación de las curvas de carga de los clientes (obtenidas en la campaña de medición) en el uso de la capacidad de las redes del prestador.

Las curvas de carga son el input necesario para determinar las curvas de costos por categoría de clientes, de tal manera que permitan relacionar los costos de los distintos conceptos de las etapas del proceso eléctrico con los distintos componentes del cuadro tarifario.

Culminadas estas tareas, el nuevo cuadro tarifario está listo para su verificación, la que debe

apuntar básicamente a evaluar la consistencia de los niveles tarifarios con la calidad exigida y con las obligaciones de expansión de las redes y las inversiones asociadas. Asimismo se debe verificar que el margen de distribución calculado sea igual al costo de distribución reconocido por la potencia facturada. Es deseable además evaluar el impacto del nuevo cuadro tarifario sobre los clientes, como así también obtener el valor del negocio en virtud de los nuevos precios y la rentabilidad obtenida por la empresa.

El análisis de sensibilidad no debería descartarse, no sólo sobre los parámetros básicos del modelos de cálculo, sino también estableciendo regímenes tarifarios alternativos (categorías y modelos tarifarios, impacto sobre el ingreso VAD tarifario total y *pass through* asociados). También podrían establecerse diferentes calidades del suministro⁶ y enfoques alternativos para la apropiación de los costos de obras vinculadas al abastecimiento, como así también plantear distintos tratamientos de las obras fuera de zona (especificada por el contrato de concesión), y dentro de la zona que superen cierto umbral del costo definido con relación al VAD.

Reflexiones finales

La revisión tarifaria debe dar lugar a tarifas que sean justas y razonables, que satisfagan principios de equidad, reflejen los costos incurridos asociados a una gestión eficiente y eficaz, eviten subsidios cruzados, aseguren un adecuado equilibrio económico-financiero de la distribuidora y contemplen los patrones de consumo existentes derivados de las características específicas de las distintas categorías de clientes que presente el cuadro tarifario provincial.

Todos estos objetivos pueden ser alcanzados si se cumplen con las etapas aquí descriptas, e incorporando las sugerencias mencionadas en cada módulo. La campaña de medición no sólo que es necesaria, sino que además debe contar con el consenso metodológico previo entre la empresa y el regulador, con el

⁶ De hecho se podría prever que un gran usuario pueda optar por niveles de calidad diferentes, obviamente con tarifas también diferenciales.

objeto de obtener resultados útiles (medición de por lo menos un año) y evitar demoras posteriores en discusiones prolongadas en torno a la validez de los fundamentos teóricos y prácticos adoptados. Tal como se mencionó, se cree que el *timing* adecuado para el inicio de estas gestiones es de tres años previos al inicio del nuevo período tarifario.

En el análisis de la eficiencia, además de la correcta definición de los indicadores a medir, es importante el estudio de sus valores absolutos, relativos con otras empresas similares y con los valores estándares considerados de "prestación óptima". La incorporación del factor X como herramienta que "socializa" parte de las ganancias en eficiencia de la empresa aparece como un atractivo elemento, máxime si su estimación se realiza mediante una visión a futuro de la distribuidora y adoptando su verdadero costo del capital, y no mediante la proyección de una tendencia histórica observada en pocos años y en una industria en donde el quiebre estructural inicial producto de la privatización elevó la eficiencia por encima de un valor medio considerado "maduro" para la industria eléctrica.

En cuanto a la metodología para calcular el costo del capital que integra el costo de distribución, probablemente el VNR sea la más adecuada por ser más sencilla y objetiva que el CIP. Se debería tomar los recaudos para que cada activo sea ponderado por su participación al valor económico de la distribuidora, y eventualmente corregir su precio de mercado mediante factores de ajuste, ya que su valor económico para la prestación del servicio puede diferir del precio que despeja el mercado. En cuanto al costo de abastecimiento, se sugiere el *pass through* de contratos de compra competitivos a las tarifas finales, con el objeto de incentivar al distribuidor a gestionar eficazmente sus compras.

El sistema de regulación *price cap*⁷ sería atractivo de aplicar en las empresas distribuidoras cuando se haya calculado un cuadro tarifario que responda tanto a una correcta asignación de costos a tarifas como a la detección de las

necesidades energéticas de los clientes a través de las curvas de carga (hecho que actualmente no puede asegurarse para todas las distribuidoras). De contarse con esta certeza, la aplicación del *price cap* y la estimación de un Factor X global (utilizando la metodología de los flujos de fondos descontados), podría ser aplicada sin inconvenientes y reemplazando a los actuales CIP y VNR, permitiéndole a la empresa una mayor flexibilidad para fijar sus tarifas, en la medida que se respete el X global encontrado. El regulador tendría la tarea de fijar los "pisos" tarifarios para cada categoría (los "techos" ya estarían calculados) con el objeto de evitar los subsidios cruzados o tratos discriminatorios a clientes. Estos últimos, mientras tanto, recibirían por adelantado descuentos en sus tarifas basados en la proyección de las futuras eficiencias que se esperan de la empresa.

Finalmente, en cuanto a las audiencias públicas, las mismas deberían tender a resolver dos aspectos: 1) eventuales conflictos entre grupos de clientes (subsidios cruzados, apropiación de costos que se refleje adecuadamente en la categoría tarifaria, etc.), y 2) la resolución de controversias y garantía de transparencia en la fijación del ingreso tarifario total para la distribuidora y su discriminación en los distintos componentes del precio.

Las siguientes revisiones tarifarias provinciales, al igual que las capitalinas del año 2002, abren la oportunidad para incorporar innovaciones y mejoras al proceso de recálculo de las tarifas, y sería una verdadera pena no aprovechar esta ocasión para optimizar estos procesos que a fin de cuentas, determinarán el precio de un bien (la electricidad) cuyo consumo está altamente correlacionado con el crecimiento económico del país.

7 Fijación de precios máximos por cada categoría tarifaria, a la que, en cada revisión, se le adiciona el Índice de Precios al Consumidor y se le resta el "factor X" encontrado.



Competencia y poder de mercado en combustibles líquidos

Manuel A. Abdala y Germán Coloma

El aumento del precio del crudo en meses recientes renovó la sensación y preocupación acerca del poder de mercado de las empresas petroleras locales. La idea es que las empresas ajustan rápidamente hacia arriba el precio de la nafta cuando el crudo sube, y mantienen inalterado o bajan sólo en forma moderada cuando el precio del petróleo baja.

El tema de los precios, la competitividad y la estructura de mercado en el sector petróleo a partir de la desregulación de 1991 siempre ha generado resquemores en el ámbito político y descontento en los usuarios. El precio de la nafta siempre será un precio sujeto a politización, dada la masividad de su consumo, la visibilidad del mismo y su utilización como insumo en el transporte. Las sospechas por supuesto ejercicio de poder de mercado se han repetido en forma recurrente. En 1993, la Secretaría de Energía denunció que las empresas líderes habían actuado en forma concertada, aumentando precios al mismo tiempo y en similares magnitudes. La denuncia derivó en una actuación de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC), que en su dictamen final encontró que "... las variaciones de precios de las empresas no han tenido un grado de concordancia y simultaneidad que prueben una actitud concertada"¹.

Más adelante, hacia 1997, la Secretaría de Energía (nuevamente presionada por el descontento político ante nuevos aumentos de precios) sugirió a la CNDC que investigase el mercado de los combustibles líquidos, ante supuestas prácticas oligopólicas que pudieran perjudicar el interés general. Este pedido terminó en una investigación de oficio de la CNDC que, luego de examinar con detalle la estructura, funcionamiento y restricciones a la competencia de ese mercado, elevó recomendaciones que ayudarían a mejorar la competitividad del sector. La mayoría de ellas tendían a disminuir barreras

de entrada, con medidas que facilitaban la importación como posible elemento disciplinante del oligopolio. De su informe resultó una medida que procuró eliminar ciertos tratamientos diferenciales del impuesto a la transferencia de combustibles (ITC) que perjudicaban a los importadores. La AFIP demoró su instrumentación por lo que la normativa perdió efectividad. El estudio de la CNDC también reveló que no pudo comprobarse una colusión explícita entre los oferentes del mercado que pudiera explicar la evolución de los precios domésticos y su brecha con la paridad de importación².

Con la fusión de REPSOL e YPF en 1999 el gobierno optó por celebrar, a través de la Secretaría de Industria, Comercio y Minería, un acta de compromiso por la cual REPSOL debía cumplir con ciertas acciones tendientes a atemperar su poder de mercado, tanto en derivados de petróleo como en gas natural³. Si bien la Argentina no tenía en funcionamiento en ese entonces un sistema obligatorio de control previo de fusiones y adquisiciones, hubiese correspondido igualmente que dichos compromisos fueran canalizados institucionalmente hacia la agencia gubernamental especializada en la materia, la CNDC⁴. La adquisición de YPF por REPSOL también originó una denuncia ante la

² Ver CNDC: "Combustibles líquidos", serie documentos, número 4, agosto 1998.

³ El compromiso previo a la fusión se canalizó a través de una carta de Repsol a una subsecretaría del PEN.

⁴ Quizás alguien podría argumentar que bajo la ley vigente en ese entonces (Ley 22.262, de 1980) el Secretario tenía facultades para celebrar un acta de compromiso, ya que la CNDC dependía de su órbita directa y los dictámenes de dicha comisión siempre debían estar refrendados con su firma. Sin embargo, este hecho muestra cierta debilidad institucional en el tema de defensa de la competencia, ya que el PEN utilizó sus facultades discrecionales sin consultar a su organismo especializado (CNDC) sobre las implicancias de la fusión y saltó el procedimiento legal rutinario que tendrá el tema en caso de observarse incumplimientos futuros a estos compromisos.

¹ Dictamen CNDC 160/94, adoptado por la Resolución 99/94 del Secretario de Comercio e Inversiones.

CNDC del diputado Rafael Cambareri, para que se la investigase como una posible práctica restrictiva de la competencia.

Más recientemente, en febrero del 2000, el gobierno (esta vez a través de la Secretaría de Energía y de la Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor) anuncia que ante los aumentos observados de precios, entre otras medidas, iniciará una investigación de oficio, ya que contaría con elementos que permitirían incriminar a las empresas. Más denuncias por abuso de posición dominante fueron presentadas por la Defensoría del Pueblo, por el diputado Mario Cafiero y por las asociaciones de consumidores agropecuarios de gasoil.

Tantas investigaciones y declamaciones oficiales a lo largo de los últimos seis años sin que la estructura y formas de competencia en el mercado de la nafta hayan sido alteradas hacen que el gobierno pierda credibilidad frente a la opinión pública, ya que alimenta innecesariamente ideas o sospechas de falta de voluntad política para brindar soluciones reales tendientes a promover mayor competencia y a su vez contribuye a generar cierta confusión sobre el funcionamiento de mercados como el de la nafta en nuestro país, donde la variable precio no parece ser el elemento esencial de la competencia.

Precisamente, para entender cómo opera este mercado hay que analizar los distintos estadios en la cadena de producción, cómo se generan los precios en cada eslabón de dicha cadena, las formas que adopta la competencia, las barreras naturales y artificiales a la entrada de nuevos actores, la existencia de especificidad de activos y costos hundidos, el nivel de desafiabilidad, el grado de integración vertical, etc.

Estructura de mercado y formas de competencia en combustibles líquidos

Existen cuatro etapas en la cadena de producción y comercialización final de los combustibles líquidos: la exploración y producción del petróleo, la obtención de derivados a través del proceso de refinación, la distribución mayorista de estos derivados, y la venta minorista, que principalmente se da a través de las estaciones de servicio. En esta cadena hay algunas empresas que están integradas en las

distintas etapas, tanto en forma directa como a través de contratos de largo plazo. La presencia de especificidad de activos y costos hundidos es importante, en especial en la etapa de exploración y producción, aunque también lo es en la etapa de refinación y en el transporte a través de oleoductos.

En la Argentina, la estructura de mercado presenta grados de concentración elevada en todas las etapas. En refinación sólo tres grupos empresarios (REPSOL/YPF, Shell y Esso) concentran alrededor del 90% de la capacidad instalada. La empresa líder (REPSOL/YPF) tiene porcentajes de participación que superan el 50% en esta etapa. En la cadena de distribución mayorista hay también una alta concentración en la propiedad y uso de los activos que constituyen cuellos de botella (*essential facilities*) como los puertos, los oleoductos y las plantas de almacenamiento. En los puertos la mayor restricción es a la entrada y operación de buques de mayor calado, lo que aumenta los costos unitarios de embarco y desembarco de productos de importación y exportación. Los oleoductos, por otra parte, si bien están sometidos a un régimen de acceso abierto restringido con precios máximos regulados, tienen reserva de capacidad por parte de las petroleras existentes, con lo cual prácticamente no existe capacidad disponible remanente para acceso a terceros. Las instalaciones de almacenamiento, por último, también están concentradas en las tres principales empresas.

Finalmente, en la etapa de comercialización, la cadena mayorista está principalmente a cargo de las mismas empresas refinadoras y es muy baja la participación de terceros comercializadores. En el segmento minorista, la gran mayoría de las estaciones de servicio (un 84%) o bien poseen contratos de exclusividad de largo plazo con los productores ya existentes o son propiedad directa de los mismos. Las denominadas estaciones de servicio de "bandera blanca" han venido creciendo en participación y actualmente suman un 11% de este segmento del mercado. Los contratos de largo plazo entre petroleras y expendedores minoristas son habituales en todas partes del mundo, debido al interés de las petroleras de conservar el valor de su marca y el interés en garantizar la calidad final del producto. Los productores, a su vez,

participan en forma directa de las inversiones tendientes a modernizar y actualizar tecnológicamente las estaciones de servicio y a agregar valor en productos y servicios complementarios a los combustibles, como parte de una estrategia de competencia con otros productores.

En síntesis, la estructura de mercado en los distintos segmentos de la cadena de producción y comercialización en la Argentina es típica de un oligopolio, con índices de concentración elevados, y con fuertes barreras a la entrada debido a altos costos fijos y a economías de escala en casi todos los niveles (refinación, almacenamiento, oleoductos, puertos, cadena minorista).

La existencia de alta especificidad de activos y costos hundidos es un presagio de existencia de un oligopolio. Ahora bien, ¿cómo compiten las empresas en este mercado oligopólico de combustibles líquidos, con grados de desafiabilidad tan bajos? Es habitual en mercados donde prevalecen barreras a la entrada importantes que la competencia se manifieste a través de formas distintas al precio, como la publicidad, la calidad, la investigación y desarrollo, la localización de la boca de expendio y diversas formas de diferenciación del producto⁵. Esto se agrava en el caso argentino por el alto componente impositivo en el precio final de la nafta (y en menor medida en el gasoil), dado que un valor absoluto tan alto neutraliza las diferencias de precio que se pudieran otorgar originadas por competencia en el valor agregado del producto o, como se verá más adelante, en el precio del insumo principal. Adicionalmente, la tipología del usuario que compra nafta para automóvil revela que las variables no pecuniarias tienen una importancia mayor en su decisión de compra. En un estudio reciente realizado en ciudad de Córdoba, aparece que sólo el 19% de los usuarios realiza análisis exhaustivos (que

incluyen las variable calidad, servicio, características técnicas del producto y precio) en su elección de compra. Un porcentaje superior (28%) le presta atención a los elementos innovadores que presentan las estaciones (*mini shops*, aspectos estéticos, promociones, etc.) y la gran mayoría (53%) valora principalmente la rapidez y la funcionalidad con que son atendidos⁶.

Ahora bien, pese a que la variable precio no es la elegida como forma de competencia, igualmente a los consumidores y a los políticos les interesa saber cómo responden las petroleras ante cambios en el precio del insumo principal, el petróleo crudo.

⁵ La diferenciación de producto y de la marca toma numerosas formas. En general las empresas tratan de hacer más atractiva la boca de expendio a través de la localización, los servicios complementarios como las instalaciones de bares y confiterías, las instalaciones sanitarias, la calidad del personal de atención y las promociones, y también a través del precio y la calidad de ciertos productos complementarios (tales como los lubricantes).

⁶ Trabajo realizado por Custometric a pedido de Refinerías San Lorenzo, publicado en Revista Mercado Córdoba, marzo 2000.

Cuadro 1: Elasticidades-precio-crudo del precio de la nafta súper
 Mayo 1997- Dic 1999

Precio crudo WTI (US\$/barril)		Precio del litro de nafta súper en empresas líderes			
may-97	20,91	A	B	C	D
dic-98	11,29	0,984	0,997	0,940	0,970
dic-99	26,11	0,955	0,986	0,906	0,916
		1,051	1,064	1,041	1,041

		Elasticidades			
		A	B	C	D
Fase descendente (May97-Dic98)		0,05	0,02	0,06	0,10
Fase ascendente (Dic98-Dic99)		0,12	0,10	0,17	0,16
Relación Elasticidades Ascendente/Descendente		2,4	5,2	2,8	1,7

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Contexto, publicado en El Cronista Comercial

En el Cuadro 1 se muestra la sensibilidad del ajuste del precio de la nafta ante cambios en el precio del crudo en los últimos dos años. Se han tomado dos ciclos en el precio del crudo: una fase descendente que va desde mayo de 1997 a diciembre de 1998, donde el precio cayó un 46% (de \$ 20.91 a \$ 11.29 el barril), y una fase ascendente, que va desde diciembre de 1998 a diciembre de 1999, cuando el precio del crudo repuntó un 131% para cerrar en un promedio mensual de \$ 26.11 el barril. Se estimaron entonces las elasticidades correspondientes a cada fase, que miden la reacción en el precio de la nafta súper para cuatro marcas líderes con relación a los cambios en el precio del crudo. Estas elasticidades son bajas en términos absolutos, debido en gran parte a que la incidencia del precio del crudo en el precio total de la nafta es muy pequeña (recordar que más del 60% del precio de la nafta son impuestos). Pero lo importante es observar que en los cuatro casos la elasticidad es más baja en la fase descendente que en la ascendente. Vale decir que se comprueba esta sensación de que las petroleras ajustan más rápido cuando el precio del crudo está en alza que cuando está en baja. Este resultado no debe sorprender, ya que es similar al encontrado en países europeos y en algunos lugares de Estados Unidos. Al parecer, esto tiene que ver con el riesgo que quieren asumir las empresas y con las expectativas sobre la duración en el tiempo de las tendencias al alza

o a la baja en el precio del crudo. Las empresas son más cautas a la hora de bajar precios de la nafta cuando el precio del crudo está a la baja y se apresuran a realizar el *pass-through* cuando el precio del crudo está en suba.

Las 10 medidas del gobierno

El gobierno ha declarado recientemente su intención de implementar un paquete de diez medidas para garantizar una mayor competencia en el mercado de combustibles líquidos. A continuación se analizan brevemente cada una de ellas:

- 1) *La Secretaría de Energía facilitará el almacenamiento portuario para importadores independientes mediante acuerdo con empresas que tienen instalaciones y tanques con capacidad ociosa.*

No se visualiza claramente cómo se puede facilitar este ingrediente cuando los propietarios de las instalaciones de almacenamiento son las mismas empresas petroleras ya establecidas, por más que exista capacidad ociosa. La única vía sería establecer que estas instalaciones estén sujetas a un régimen de "acceso abierto" a terceros a un precio regulado, pero cuando las inversiones ya fueron realizadas esto es muy difícil de instrumentar (ya que sería equivalente a

un cambio de reglas de juego muy importante, con visos de acto de expropiación administrativa).

2) *Se eliminarán las asimetrías en el tratamiento impositivo del ITC en contra de los importadores.*

Este elemento ya había sido establecido en 1998 y su instrumentación es positiva, ya que elimina una barrera artificial del mercado.

3) *Se creará un registro de contratos donde los expendedores deben dar cierta información específica sobre los contratos de largo plazo que los unen con su proveedor petrolero.*

No está claro qué tipo de información relevante se revelará en público en contratos entre privados que son confidenciales, y cómo se comparará la misma a través de las más de 6000 estaciones de servicio del país, ya que probablemente estos contratos no están estandarizados y seguramente no incluirán precios demasiados explícitos que permitan una comparación razonable.

En este sentido sería más importante que el gobierno propiciara la modificación del artículo 2 inciso "b" del Decreto PEN 74/98 (reglamentario de la Ley 23.966 sobre impuesto a los combustibles líquidos y gas natural), que exige que las estaciones de servicio que comercialicen productos combustibles gravados lo hagan con exclusividad de marca. El forzar exclusividad de marca por una disposición reglamentaria no ayuda a facilitar la competencia en el segmento minorista, independientemente de que esta exclusividad constituya una modalidad de operación habitual en las relaciones comerciales entre petroleras y expendedores.

4) *Se estimulará la apertura de nuevas bocas de expendio, incluidos supermercados.*

Este es un elemento que ha demostrado en otros países (especialmente de Europa) operar como un factor importante para estimular la competencia por precios. Por su organización y por el tipo de productos que venden, los supermercados son proclives a implementar estrategias competitivas basadas en ofrecer precios bajos, los cuales se podrían extender a los combustibles líquidos en el caso de que decidieran comercializarlos. Un producto cuyo precio promedio es en general conocido por la población como lo es la nafta puede ser un muy buen "gancho" de ventas para atraer clientes a un supermercado, lo cual permite presuponer que

este tipo de entidades es capaz de tener mayores incentivos a efectuar reducciones de precios que las que tienen las estaciones de servicio convencionales.

Lo que no parece claro es de qué forma va a poder estimular la Secretaría de Energía que los supermercados abran nuevas bocas de expendio de combustibles. Si bien existen en la Argentina varias cadenas de supermercados que en principio podrían estar interesadas en vender productos tales como la nafta y el gasoil, lo que resulta difícil es que aparezcan proveedores interesados en suministrarle dichos productos a los supermercados sin fijarles precios mínimos de reventa. Esto es así porque, en principio, los únicos proveedores importantes que actualmente existen son precisamente las petroleras, y resulta improbable que dichas empresas vean como una operación rentable vender combustibles en gran escala a cadenas de supermercados cuya competencia puede luego forzarlas a reducir los precios en sus propias estaciones de servicio y en la de los terceros expendedores bajo contratos de exclusividad.

5) *La Secretaría de Defensa de la Competencia y del Consumidor se asegurará que REPSOL se desprenda de las estaciones de servicio y refinerías en condiciones que favorezcan la competencia.*

La intención general apunta al objetivo correcto. Es posible que el desprendimiento de estos activos constituya una oportunidad única para un actor nuevo que tenga intenciones de competir y desafiar el *status quo* del oligopolio actual. Hay ciertas experiencias, sin embargo, donde los actores nuevos se acomodaron al tipo de competencia del oligopolio existente, y los consumidores no percibieron muchos cambios, pero también hay otros casos donde la entrada de nuevos jugadores incrementó la competencia. En líneas generales, cualquier ingreso de un jugador de cierta escala debería tener el efecto de incrementar la competencia y reducir en alguna medida los precios, puesto que obligaría a un reacomodamiento de las empresas existentes e induciría casi con seguridad un incremento de la oferta.

De todos modos, ese aumento de la competencia puede diferir considerablemente según quién sea el entrante. Por ejemplo, si el comprador de estos activos fuera Petrobrás, y esto formara parte de una alianza estratégica para que REPSOL/YPF pueda ingresar al Brasil, parecería

que es poco probable esperar mayor competencia de precios (al menos en el corto plazo). Si el entrante fuera en cambio una compañía internacional no ligada a ninguno de los tres grupos que actualmente operan en el mercado, en cambio, la competencia en precios debería volverse mayor y su efecto sería sin duda más perceptible para el consumidor. El gobierno propone que la venta de las estaciones EG3 no debiera ser atomizada, para que diera lugar a la entrada de un actor importante. En principio el compromiso asumido no establece la modalidad de venta así que no está claro cómo se instrumentaría esta intención del PEN.

6) *La SE divulgará precios comparativos de petróleo y combustibles importados.*

Esto no tendrá ningún efecto sobre las prácticas competitivas de las empresas y, por el contrario, puede generar confusión, ya que seguramente se intentará comparar los precios de paridad de importación de los derivados de petróleo con los productos refinados en la Argentina y se encontrarán brechas importantes que responden a las características propias y estructura de comercialización aguas abajo, vale decir, tanto en la cadena mayorista como minorista. Esta comparación puede ser relativamente válida para el gasoil (donde hay un mercado mayorista más desarrollado y cercano a los puntos finales de consumo), pero en nafta los márgenes necesarios para recuperar inversiones en bocas de expendio, publicidad y otros, hacen que este tipo de comparación simplificada no sea válido.

7) *Se pedirá a empresas agropecuarias y de autotransporte que informen sobre precios mayoristas en gasoil, para contribuir a la ampliación de ese mercado.*

Esto puede llegar a tener algún efecto, pero probablemente no resulte algo demasiado importante. Lo que evidentemente la Secretaría de Energía nota es que en la Argentina no existe un mercado mayorista de combustible a granel lo suficientemente desarrollado. Esto impide, por ejemplo, conocer los precios a los cuales las refinadoras comercian combustibles entre sí, y por lo tanto genera una alta incertidumbre a potenciales empresas que puedan estar evaluando ingresar al mercado como distribuidoras mayoristas o como grandes comercializadoras (por ejemplo, cadenas de supermercados). El

pretender utilizar los precios que pagan las empresas agropecuarias o de autotransporte como aproximación de este mercado no parece ser algo cuyo efecto vaya a ser demasiado importante, y puede en cambio generar una estructura burocrática (tanto en el gobierno como en las propias empresas) cuyo costo supere los beneficios que genera.

8) *Se obligará a la publicidad de precios en las estaciones de servicios*

Esto ya ocurre como práctica habitual del mercado, por lo que la medida no tendrá mayor efecto. En 1998, un relevamiento de la Subsecretaría de Comercio Interior realizado en el mes de agosto de ese año mostró que existía una diferencia de precios de hasta un 9.5% en nafta y hasta un 16.4% en gasoil a lo largo de una misma avenida de la ciudad de Buenos Aires.

9) *Se iniciará una investigación de oficio en la CNDC.*

De hecho, la CNDC ya tiene iniciada dicha investigación desde 1994, y el informe que publicó en 1998 es producto de la misma. En todos los casos los resultados que se obtuvieron fueron que no existían evidencias de comportamientos colusivos entre las empresas, por lo que no parece que resulte necesario volver a investigar lo mismo en este momento. En nuestra opinión lo que la CNDC debería investigar más es el efecto que la compra de YPF por Repsol tuvo en el mercado para poder brindar una opinión técnica y fundamentada sobre la propuesta concreta que haga esta última empresa cuando se desprenda de ciertos activos en cumplimiento del acuerdo que celebró con el gobierno nacional. Por supuesto, si en algún momento aparecieran evidencias concretas de colusión entre las petroleras (tales como actas, documentos, conversaciones telefónicas, etc.) la CNDC debería abocarse a investigar el caso, pero no vemos que tenga ningún futuro volver a evaluar dicha hipótesis usando solamente evidencias indirectas basadas en precios y cantidades.

10) *Se abrirá un nuevo registro para empresas que usen bencina para usos industriales para asegurar la fiscalización y eliminar mercado negro en motonaftas.*

Esta medida no apunta a incrementar la competencia sino a paliar parcialmente un grave problema del mercado de combustibles líquidos

como es la evasión. Este problema, obviamente, no se soluciona simplemente con un registro, si bien es posible que el mismo le sirva de herramienta a las autoridades impositivas y tenga un impacto favorable sobre los ingresos fiscales. De cualquier modo, es necesario señalar que el alto nivel de evasión que se observa se origina principalmente en el hecho de que los impuestos sobre los combustibles son altamente discriminatorios (son mucho mayores para las naftas que para el gasoil, inexistentes para la bencina y otros productos similares, y difieren marcadamente entre regiones). Todo esto hace que existan incentivos muy fuertes a evadir (mezclando nafta con bencina, “contrabandeando” nafta desde Chubut a Río Negro y al sur de Buenos Aires, etc) que son muy difíciles de controlar por las autoridades.

Síntesis: ¿Cómo se puede promover mayor competencia?

De los elementos expuestos pueden extraerse algunas ideas que a nuestro entender podrían permitir la existencia de una mayor competencia en el mercado argentino de combustibles líquidos. Las mismas pasan fundamentalmente por dos ejes: el número de oferentes dentro del mercado mayorista y minorista, y el nivel y estructura de los impuestos específicos.

En lo que se refiere a los oferentes, parece indudable que, si existiese un mercado mayorista con más oferentes (industrias menos concentradas, como es en otros países) y cadenas de distribución menos rígidas y con mayor libertad de opción de compra, los precios domésticos tenderían a alinearse más con los precios de paridad de importación, tal como ocurre en el caso del gasoil (que tiene canales de distribución alternativos a la red de estaciones de servicio). El modo en el cual puede inducirse el ingreso de nuevos oferentes no es sencillo, ya que en principio el gobierno cuenta con pocos elementos para ayudar a que la competencia se desarrolle en forma más rápida e inducir a mayor competencia de precios. En este momento, el arma más importante parece ser el acta de compromiso de REPSOL/YPF para desprenderse de una parte de su cadena de distribución, lo cual permitiría el ingreso de un nuevo oferente en una escala relativamente significativa.

Si bien el ingreso de los supermercados al mercado de comercialización minorista es también una posibilidad que casi con seguridad tendría un efecto importante sobre los precios, no parece que por ahora el mercado argentino esté en condiciones de asegurarle a los supermercados la factibilidad de tener un abastecimiento confiable (o con libertad de fijación de precios) que les permita entrar a competir de igual a igual con las refinadoras establecidas.

En cuanto a la posibilidad de introducir restricciones a la integración vertical entre productores y expendedores minoristas, la misma no ha dado en general buenos resultados en otras partes del mundo. De todos modos, como ya hemos señalado, no parece tampoco tener sentido que se obligue a las estaciones de servicio a ser expendedores exclusivos de una sola marca, ya que con eso se corta la posibilidad de que aparezca un número mayor de expendedores independientes o de que un mismo expendedor ofrezca varias marcas en una misma ubicación geográfica.

En lo que se refiere al nivel y a la estructura de los impuestos que pesan sobre los combustibles líquidos, es indudable que los mismos ayudan para que la competencia en precios sea menor y menos rentable. Una medida drástica al respecto sería reducir la carga impositiva que pesa sobre los distintos combustibles y hacerla más pareja (y, quizás, más relacionada con los efectos externos que los combustibles tienen en el resto de la economía, tales como la contaminación ambiental que generan). Una medida como esta, sin embargo, es inaplicable mientras no se tome en conjunto con otro grupo de medidas que permitan compensar la reducción de ingresos públicos que la misma acarrearía (y que no forma parte del objetivo del presente trabajo).

Una alternativa más sencilla y menos costosa desde el punto de vista fiscal es transformar el impuesto a la transferencia de los combustibles en un impuesto proporcional al precio de venta (y no en un impuesto fijo en centavos por litro, como es hoy en día). Esto tendría la enorme ventaja de hacer que el costo en el que incurren las empresas refinadoras cuando deciden reducir sus precios de venta sea compartido por el estado, y que por lo tanto las proporciones en las cuales se reducen los

precios netos de impuestos y los precios brutos se igualen. Por supuesto, desde el punto de vista fiscal esto implicaría mayor incertidumbre respecto de la recaudación impositiva (en especial en épocas de fuerte cambio en los precios de los combustibles), pero no tendría por qué reducir los ingresos tributarios promedio y daría al mismo tiempo un mayor incentivo a que los productores tomaran más en cuenta el precio como una

variable competitiva. Como contrapartida, ese contexto de impuesto proporcional tendría la desventaja de que el Estado se podría comportar como una suerte de “accionista preferencial” de las petroleras, al compartir sus ingresos en función del precio de venta y entonces perder interés en promover formas de competencia que puedan derivar en reducciones de precios.



La propuesta argentina de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

Mariana Conte Grand

El hecho de que la Argentina, una semana después de las elecciones presidenciales en Noviembre de 1999, haya anunciado ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) una meta de reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ha sido un acontecimiento innovador en el contexto del debate mundial sobre las políticas para combatir el cambio climático ya que es el único país en desarrollo en tomar una determinación de este tipo. Para comprender bien los alcances económicos de esta decisión conviene repasar un poco el contexto en el cual fue tomada.

¿Qué es el cambio climático y qué lo determina?

En primer lugar, debe quedar claro que después de algunos años de discusiones científicas, ha quedado definitivamente comprobado que el cambio climático se debe a la acumulación excesiva de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, los cuales contribuyen a retener el calor de la tierra. Según cálculos del Panel Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático (IPCC), de no tomarse ninguna medida, en los próximos 50 años la temperatura del planeta aumentará entre 1 y 3,5 grados centígrados, el nivel del mar subirá entre 15 y 95 centímetros, y se agudizarán los fenómenos extremos como el reciente huracán Mitch. Así, el primer impacto económico del cambio climático tiene que ver con que, de producirse dicho efecto, se verán afectadas las economías de países insulares y, aunque en

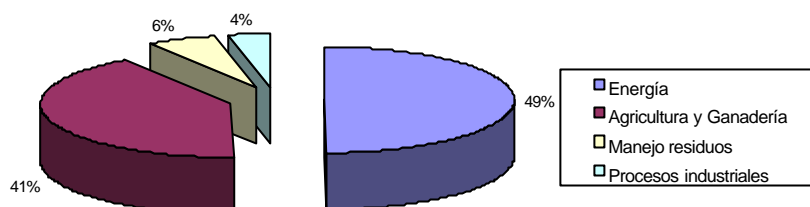
menor medida, las de aquéllos que, como la Argentina, tienen parte de su estructura productiva basada en la producción primaria y el procesamiento de recursos naturales.

En segundo lugar, es importante repasar los factores antropogénicos que determinan la acumulación "excesiva" de esos gases, la cual genera el llamado "efecto invernadero" ya que dichos gases actúan como una capa que inhibe la liberación de calor hacia el espacio, dejando la tierra con temperaturas mayores que lo deseable. Concretamente, las fuentes principales de emisiones de GEI son:

- a) la quema de combustibles fósiles (carbón, derivados del petróleo y gas)
- b) las emisiones fugitivas en los sistemas de producción, transporte y distribución de energía
- c) la fermentación entérica y el excremento de los animales
- d) las emanaciones de rellenos sanitarios y de los cultivos de arroz y oleaginosas
- e) las emanaciones resultantes de la producción industrial (especialmente en la industria siderúrgica y la del cemento)

El gráfico 1 muestra la participación de cada sector en las emisiones de GEI para Argentina. Es claro que cualquier medida de mitigación de los GEI implica costos concretos para los sectores vinculados a dichas actividades.

Gráfico 1. Contribución a las Emisiones de GEI (Argentina, 1997)



Fuente: SRNvDS (1999^a).

¿Porqué una meta de reducción de emisiones de GEI?

La Argentina tomó la decisión de presentar una meta de reducción de emisiones de GEI en Noviembre de 1998 cuando se realizó en Buenos Aires la Cuarta Conferencia de las Partes (COP) de la CMNUCC. Se vislumbró que la asunción de esta meta podría tener impactos a nivel internacional, al ayudar a que se destrabe la ratificación del PK (Protocolo de Kioto). Esto se debe a que si bien ninguna de las Partes tiene poder de veto¹, algunos pocos grandes países Anexo B pueden no ratificar el PK, haciendo imposible su vigencia, si los países en desarrollo no asumen algún tipo de compromiso cuantitativo razonable. La base de dicha intención es que si bien de acuerdo con la CMNUCC deben reconocerse responsabilidades “comunes pero diferenciadas”, también es cierto que, si el mundo en desarrollo continúa contaminando a un ritmo creciente, aunque los países desarrollados cumplieran con sus compromisos, las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) seguirían aumentando². El anuncio de la meta

por parte de Argentina, si fuera seguido por otros países no Anexo B, brinda una posibilidad para que dicho conflicto se destrabe y el PK pueda entrar en vigencia con los consecuentes beneficios para el cambio climático. Pero, la decisión argentina no fue solamente a favor del medio ambiente planetario sino que tuvo que ver con una serie de posibles ventajas mayormente de índole económico que se piensa la meta podía implicar para el país.

Las ventajas que se vislumbraron son básicamente dos. La primera consiste en salvaguardar el Protocolo de Kioto, el cual establece diferentes reducciones porcentuales para el período 2008-2012 con respecto a las emisiones de 1990, en países desarrollados y con economías en transición –países Anexo B-. De esta manera se evitaría una reapertura de las negociaciones que podría dejar al país en una posición desventajosa, ya que, por ejemplo, las emisiones per cápita de Argentina estarían por encima de las de al menos ocho países del Anexo B en el año 2010.

La segunda ventaja es que con la propuesta argentina se busca acceder a todos los mecanismos del PK³. En el PK existen dos

1 En el PK se prevé que el mismo entrará en vigencia cuando 55 países lo ratifiquen siempre que éstos incluyan países del Anexo B que representen al menos 55% de las emisiones de CO₂ en 1990. Este porcentaje fue elegido lo suficientemente alto como para asegurar cierto consenso pero no tan alto como para que países grandes, como por ejemplo estados Unidos (36% de las emisiones de carbono de los países desarrollados y 23% del mundo) pueda tener poder de veto con su no firma del Protocolo.

2 Según Administration Economic Analysis (1998), de continuar con su tendencia, las emisiones de los países no-Anexo I de la CMNUCC (casi los mismos

que los del no-Anexo B del PK) sobrepasarán las de los países Anexo I (casi los mismos que los del Anexo B del PK) entre el año 2015 y el 2020.

3 1) “Implementación Conjunta” (IC): es solamente entre países del Anexo B y 2) “Mecanismo de Desarrollo Limpio” (MDL): es entre países del Anexo B y partes no-Anexo B, no incluye sumideros (procesos como las plantaciones forestales que en vez de emitir GEI, los “capturan”) y se controla a través de una estructura administrativa internacional. Finalmente, en el PK, se establece un tercer mecanismo

mecanismos “basados en proyectos”, o sea que su uso requiere acuerdos entre empresas, donde una (o varias) de ellas invierten en proyectos de empresas de otro país y en retorno reciben todas o parte de las reducciones de emisiones que resultan de dichos proyectos. Esto significa que si un país quiere no tener que restringir tanto sus emisiones domésticas por los altos costos económicos que esto le significa, puede hacer inversiones para reducir las emisiones en algún otro país (cuyos costos de reducir los gases de efecto invernadero sean menores) y usar esas reducciones en los contaminantes como crédito para cumplir con sus propios límites de emisiones. La principal ventaja de este mecanismo es hacer que el cumplimiento de los límites a las emisiones sea más barato (y que los países en los cuales se hacen las reducciones se beneficien con inversiones). El único instrumento al cual Argentina tiene entrada como país no-Anexo B es el Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL), que no incluye explícitamente la captura de carbono por medio de sumideros –como los bosques–, la cual constituye una parte importante de nuestra “mitigación potencial”. Así, acceder al mecanismo de Implementación Conjunta (IC) posibilitaría recibir flujos de inversión para captura de GEI dentro del mismo, con la ventaja adicional de no tener que reportar a ningún Consejo Ejecutivo como el del MDL. De la misma manera, también podrían llevarse a cabo inversiones por parte de empresarios nacionales que permitirían luego vender los créditos de emisión en el marco del mecanismo de Comercio de Emisiones (CE), evitándose “costos de transacción” por negociaciones con empresas extranjeras.

¿Cómo se determinó la meta?

Durante 1999, en cumplimiento del decreto 377 del Poder Ejecutivo Nacional, se desarrollaron una serie de tareas para definir la meta de emisiones de GEI, que fue finalmente anunciada en la COP 5. El compromiso asumido apunta a reducir la tasa de crecimiento de las emisiones por debajo de lo que hubiese sido de no mediar ésta, es decir, por debajo del escenario futuro llamado “Business-as-Usual” (BAU). La meta se fijó con respecto al promedio del período

2008-2012, para que fuese comparable con el período de compromiso que tienen los países Anexo B en el Protocolo de Kioto (2008-2012).

Como en general en todos los países, las emisiones de GEI en la Argentina están fuertemente vinculadas con las actividades emisoras de dichos gases. Estos niveles de actividad, a su vez, guardan una estrecha relación con la realidad macroeconómica del país. Por ende, la fijación de una meta requiere cumplir con cuatro pasos:

1. Tener un conocimiento detallado de las emisiones de GEI pasadas y presentes por tipo de gas y fuente para saber de dónde se parte y tener fundamentos para hacer análisis prospectivos;
2. Proyectar el escenario BAU como referencia de las emisiones que se generarían de no adoptar ninguna medida de mitigación;
3. Considerar posibles acciones de mitigación para calibrar el nivel factible que pueda tener la meta;
4. En base a lo anterior, considerar qué *tipo* de meta adoptar además de su *nivel*.

Por estas razones es que el trabajo para determinar la meta se basó fundamentalmente en cuatro ejes⁴ :

1. Inventario de GEI del año 1997 (la primera Comunicación Nacional de la Argentina a la CMNUCC contenía el inventario a 1990 y 1994, los cuales también fueron revisados y actualizados);
2. Proyecciones de las emisiones de GEI hasta el 2012:
 - i. Proyecciones macroeconómicas
 - ii. Proyecciones sectoriales;
3. Posibles medidas de mitigación (con sus respectivos costos); y
4. Definición del tipo de meta y de su nivel.

Como resultado de dichos estudios se llegó a un cierto tipo y nivel de meta. El tipo de meta asumido consiste en fijar las emisiones promedio entre el año 2008 y 2012 como el

de “comercio de emisiones” (CE), al cual solamente tienen acceso los países del Anexo B.

⁴ Más detalles con respecto a los tres primeros pasos pueden encontrarse en SRNyDS 1999a y SRNyDS 1999b.

producto de una constante numérica y la raíz cuadrada del PBI. El nivel del compromiso es una reducción de entre 2% y 10% con respecto a las emisiones de GEI que se producirían en ese período de no mediar ninguna medida de mitigación. Al estar vinculada con el PBI, la meta es dinámica, por lo cual contempla implícitamente el nivel de desarrollo futuro del país (a mayor crecimiento, mayores emisiones permitidas). La utilización de la raíz cuadrada del PBI, por su parte, implica una vinculación positiva entre PBI y emisiones autorizadas, pero también un vínculo del mismo signo entre PBI y compromiso asumido (a mayor crecimiento, mayores son las reducciones de emisiones requeridas). Al respecto, ver el gráfico 2.

El nivel de la meta propuesto debería resultar viable, ya que en total, las posibilidades de mitigación permitirían reducir bastante más las emisiones que lo comprometido. Dichas reducciones implican obviamente un costo en términos productivos, pero para el caso particular de la Argentina podrían traer también aparejados ciertos beneficios para el sector privado. De allí el nexo más fuerte entre cambio climático y *negocios*. Las ventajas de la meta en ese sentido se derivan principalmente de la posibilidad de que las empresas argentinas puedan comenzar a participar de un incipiente mercado internacional de “comercialización de permisos de emisiones”.

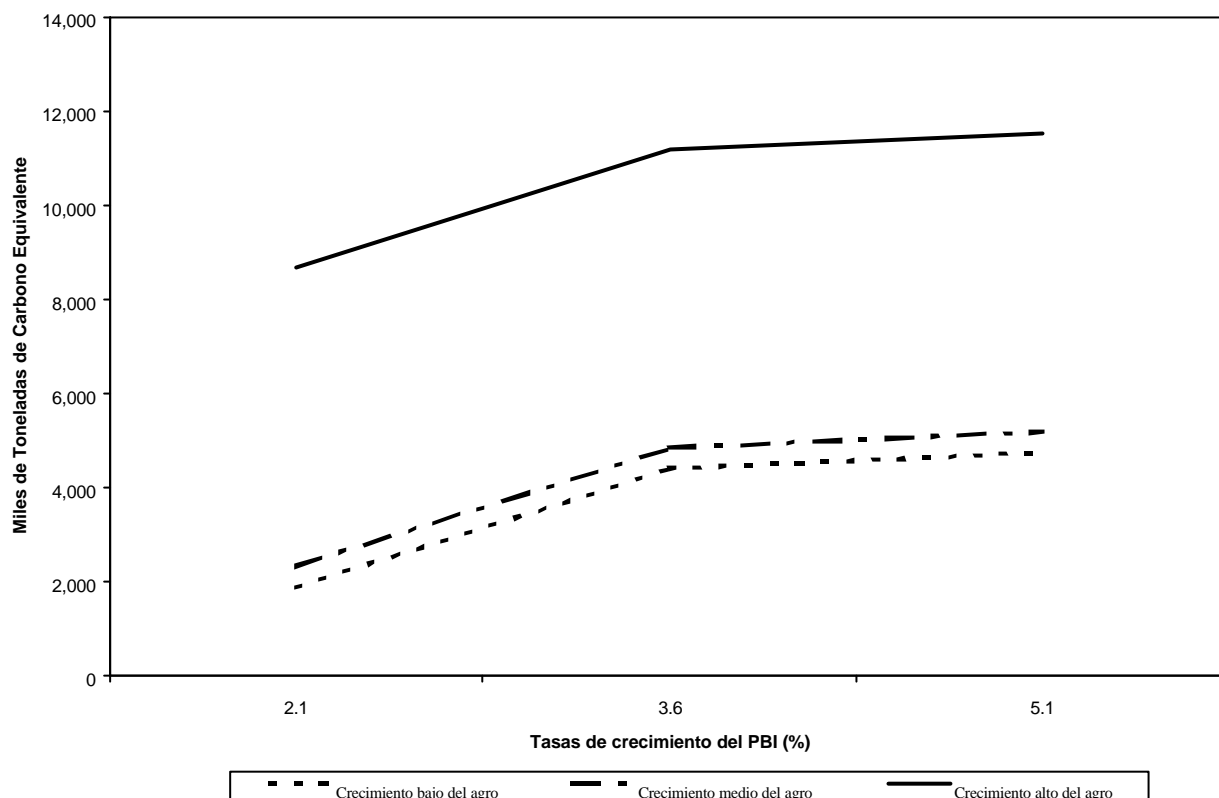
Este mercado tiene su origen en el Protocolo de la CMNUCC firmado en Kioto en 1997, que prevé reducciones mundiales del 5,2% en las emisiones de GEI. Si bien en teoría la Argentina puede ya participar de otro mecanismo llamado “Mecanismo de Desarrollo Limpio” (recibiendo inversiones en reducir emisiones de GEI realizadas en nuestro país por empresas provenientes de países desarrollados, a las cuales se les reconoce dicha reducción para que puedan cumplir con sus propias metas), la adopción de una meta propia permitiría acceder a

una serie de mecanismos más directos y flexibles. Así, las empresas argentinas podrían comenzar a vender derechos a emitir generados por inversiones realizadas en el país que impliquen reducciones adicionales de los gases de efecto invernadero (por ejemplo, nuevas fábricas que reemplacen a otras de tecnología más contaminante), e inclusive podrían llegar a contabilizar también la captura de carbono por medio de nuevos “sumideros” (por ejemplo, plantaciones de bosques), los cuales juegan un papel muy importante dentro de las posibilidades de mitigación potencial del cambio climático al alcance de la Argentina.

En este marco, las consecuencias de la adopción de la meta para el sector privado no dejan de ser interesantes. Por un lado, es de destacar que, si bien las emisiones generadas han venido aumentando desde 1990, el crecimiento ha sido menor que el del PBI, principalmente porque ya se ha hecho mucho en términos de reconversión del sector energético a través de generación eléctrica y de renovación del parque automotor. Se proyecta que dicha tendencia continúe, pero de ahora en más cualquier reducción que se logre (por uso eficiente de la energía, uso de GNC en el transporte, incentivación de las prácticas de labranza mínima en la agricultura, mejor alimentación y aumento del porcentaje de animales en confinamiento en la ganadería, etc) tendrá la ventaja de ser apropiable –al menos parcialmente– por el sector privado local, para su venta en los mercados internacionales de emisiones (cosa que no era posible hasta hoy).

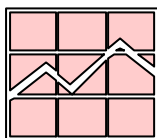
De todas formas, más allá de todas estas ventajas potenciales, queda aún esperar, por un lado, si la CMNUCC acepta la propuesta de meta argentina y, por el otro, si el nuevo gobierno continúa en la línea del anterior en lo que hace a este tema.

Gráfico 2. Reducciones de emisiones para cumplir con la meta



Referencias

- Administration Economic Analysis (1998), *The Kioto Protocol and the President's Policies to Address Climate Change*, Julio.
- Barros Vicente y Mariana Conte Grand, "El significado de una meta dinámica de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero", Documento de Trabajo No. 160, Universidad del CEMA
- Baumert Kevin A., Ruchi Bhandari, y Nancy Kete (1999), "What Might a Developing Country Climate Commitment Look Like?", *Climate Notes*, World Resources Institute, Mayo.
- Center for Clean Air Policy (1998), *Growth Baselines: Reducing Emissions and Increasing Investment in Developing Countries*, Enero.
- SRNyDS (1999a), Proyecto PNUD/ARG99/003 (SRNyDS: Metas de Emisión), *Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina*, Octubre.
- SRNyDS (1999b), Proyecto PNUD/ARG99/003 (SRNyDS: Metas de Emisión), "Revisión de la Primera Comunicación Nacional de la República Argentina", Octubre.



Riesgos regulatorios en empresas de infraestructura

Alejandro Catterberg

Este artículo indaga acerca del impacto que los diferentes sistemas regulatorios tienen sobre el riesgo de mercado que enfrentan las empresas reguladas de infraestructura. Un mayor riesgo de mercado se debe ver compensado con retornos promedios más elevados. El riesgo específico de una firma que enfrenta un inversor, al contrario del riesgo de mercado, puede ser eliminado a través de un portafolio diversificado. La manera más común para medir el riesgo no diversificable asociado a una compañía es el valor beta de su capital.

El diseño regulatorio tiene un impacto significativo en el riesgo sistemático de una compañía. En general hay un *trade off* entre los incentivos para mejorar la eficiencia y el grado de riesgo a que la compañía es expuesta. Los sistemas regulatorios que generen un mayor riesgo para las empresas reguladas implicarán una tasa de retorno exigida por sus accionistas mayor que la que se exige a empresas que enfrenten menores riesgos.

Se puede pensar que las empresas reguladas enfrentan una situación donde sus beneficios surgen de restar a sus ingresos por ventas los costos controlables y los que no lo son.

- Beneficios = $PQ - C_x(Q) - C_n(Q)$

Donde

P= precio venta

Q= cantidades vendidas

PQ = Ingresos

C_x = Costos exógenos (no controlables)

C_n = Costos endógenos (controlables)

Una hipótesis central a la hora de medir riesgos en empresas reguladas bajo distintos sistemas regulatorios es la que establece que cuanto menos variables se encuentren reguladas (manteniendo constantes los otros factores que pueden afectar el riesgo de una compañía¹),

mayor será el riesgo que enfrenta la compañía, por lo que será más elevado el retorno exigido por los inversionistas y por ende el coeficiente beta del costo de capital de la compañía será mayor.

A continuación se describe brevemente los principales sistemas regulatorios y se resume en la Tabla I las variables que son reguladas por éstos.

Regulación *Price-cap*: La regulación *price cap* fija los precios por un período prolongado de manera que una compañía eficiente pueda esperar obtener una tasa de retorno justa. La regulación le genera incentivos a la empresa a ser eficientes en sus costos para así obtener beneficios mayores.

Pero a su vez, la regulación genera un riesgo a las compañías, ya que éstas están expuestas a cambios en los costos que no pueden controlar en forma directa. La regulación requiere revisiones periódicas de los precios para corregir desbalances o para beneficiar a los usuarios de los ganancias de eficiencias en los costos.

El riesgo que implica el *price cap* se ve reflejado en el costo de capital, ya que los inversores van a demandar un retorno mayor en compensación a estar sometidos a riesgo por costos que no pueden controlar.

Price cap con pass through de costos: Muchos sistemas regulatorios tienen en cuenta los costos que la compañías no pueden controlar y se los reconoce en las fórmulas de los precios (con factores a veces llamados K o Y). El menor riesgo a que está sometida la compañía se debería reflejar en un menor costo de capital.

Revenue caps: Bajo este sistema regulatorio se le impone a las empresas un límite a sus ingresos en vez de a los precios que pueden

de una compañía son: el grado de participación estatal en una empresa, el nivel de competencia en la industria, la estructura de la industria, y la diversidad territorial, entre otros.

¹ Otros factores que pueden afectar al costo de capital

cobrar. Este sistema tiene sentido sobre todo para empresas con costos fijos muy elevados, ya que soluciona el riesgo de fluctuación de demanda a que se ven enfrentadas bajo la regulación price-cap.

Regulación por tasa de retorno (*rate of return*): Bajo este sistema, las empresas reciben una tasa de retorno sobre su capital considerada “justa”. No enfrentan el riesgo de recibir una tasa de retorno menor, pero tampoco se les permite obtener una mayor. Para conseguir este objetivo

los precios son ajustados frecuentemente por el regulador. Bajo este sistema las empresas enfrentan poco riesgo, ya que cualquier costo imprevisto puede ser rápidamente pasado a los usuarios. Debido al bajo riesgo que enfrentan las empresas bajo esta regulación, las tasas de retorno exigidas por los inversores deben ser inferiores a los casos anteriores, por lo que el costo de capital también lo debería ser.

Tabla I: Sistemas Regulatorios y Variables Reguladas.

Sistema Regulatorio	Variables reguladas	Variables no reguladas
Price cap	P	Q, Cx, Cn
Price cap con pass-through de costos	P, Cx	Q, Cn
Revenue cap	PQ	Cx, Cn
Rate of return (tasa de retorno)	PQ, Cx, Cn	-

En un trabajo reciente del Banco Mundial¹ se examina esta relación entre sistema regulatorio y riesgo desde una perspectiva empírica. Para ello los autores del trabajo toman como variable proxy del riesgo no diversificable al beta del capital de las compañías. Se analizaron 128 empresas reguladas de los sectores de agua, gas, electricidad y energía en 19 países (Austria, Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Italia, Holanda, Noruega, España, Suecia, Suiza, UK, Canadá, EE.UU., Argentina, Chile, Japón, Australia y Nueva Zelanda).

Los resultados corroboraron que las empresas que están bajo regímenes que regulan más cantidad de variables, y que por ende enfrentan menores riesgos, tienen beta menores que aquellas donde la regulación es sobre menos variables.

La tabla II muestra los resultados de los betas promedio de las empresas de acuerdo al tipo de regulación a la que están sometidas. Los autores agrupan a los regímenes regulatorios de acuerdo al grado de incentivos que generan

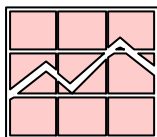
sobre la eficiencia en los costos. Los sistemas de price-cap y revenue-cap son considerados *high powered*, el sistema de rate-of-return es considerado *low-powered*, mientras que los sistemas discrecionales europeos o híbridos que toman parte de varias regulaciones son considerados *intermediate*. En la tabla se observa el promedio para todas las empresas y el promedio por sector. En todos los casos los sistemas regulatorios *high powered* están relacionados con mayores betas, mientras que los *low powered* muestran betas menores.

¹ “Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms. An International Comparison”; Ian, Alexander, Colin Mayer, Helen Weeds; Policy Research Working Paper n° 1698

Tabla II: Betas promedios por sector según tipo de regulación

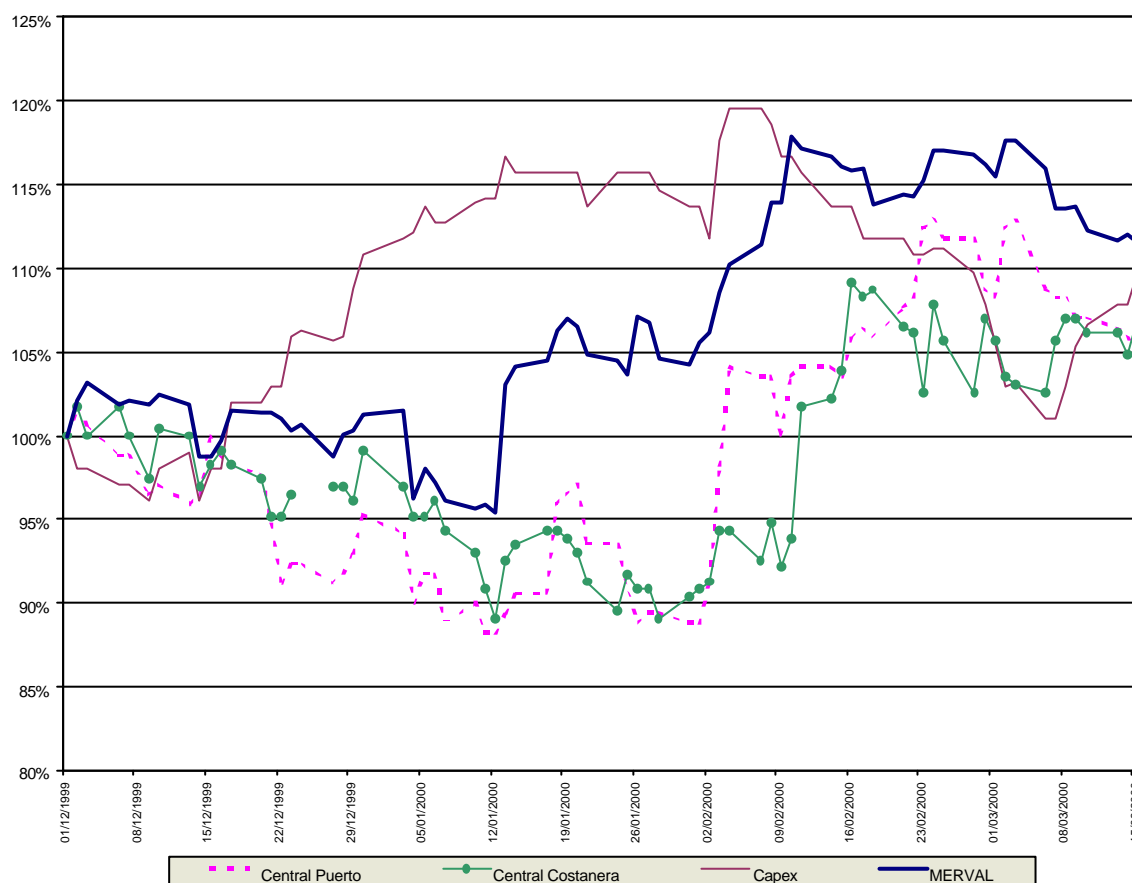
Incentivos Regulatorios	Beta promedio	Electricidad	Gas	Energía	Agua
High powered	0.71	0.84	0.84	-	0.67
Intermediate	0.60	0.57	0.57	0.64	0.46
Low Powered	0.32	0.20	0.20	0.25	0.29

La evidencia empírica señala así que los regímenes regulatorios que regulan menos aspectos de la actividad de las empresas están relacionados con riesgos mayores, por lo que los accionistas demandarán tasas de retorno mayores, lo que se ve reflejado en un mayor beta del costo de capital de las empresas.



Mercado de capitales

Evolución de las acciones eléctricas (1/12/99 al 15/3/2000)



Fuente: LECG Inc. en bases a datos de El Cronista Comercial.

Todas las acciones eléctricas finalizaron por debajo del Merval en el período 1/12/99 al 15/3/00 (aumentó un 12%), aunque durante este intervalo hayan tenido evoluciones diferentes.

Central Costanera y Central Puerto terminaron en un nivel similar al Merval, gracias a una recuperación reciente iniciada a principios de marzo. Para mediados de ese mes, el valor de estos dos papeles se encontraba un 7% y un 5% respectivamente por encima de su valor de diciembre, pese a la tendencia negativa que había mostrado hasta enero.

Capex tuvo una tendencia menos semejante a la del Merval que sus pares, y su valor se fue modificando de acuerdo a las noticias que surgían sobre la compañía. Los primeros días de diciembre perdió 5% de valor, luego tuvo un alza de casi el 25%, pero a mediados de febrero comenzó a perder valor hasta quedar un 2% debajo del rendimiento del Merval.