



Munich Personal RePEc Archive

**Investments in high tension electricity  
transmission in Buenos Aires Province:  
The role of FREBA-FITBA mechanism**

Romero, Carlos A.

Instituto de Economía - Universidad Argentina de la Empresa

November 2000

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/17769/>

MPRA Paper No. 17769, posted 10 Oct 2009 11:26 UTC

# **Inversiones en transmisión eléctrica en la Provincia de Buenos Aires: El rol del mecanismo FREBA-FITBA**

**Carlos A. Romero**

Instituto de Economía, UADE  
Noviembre, 2000

## **1 Introducción**

Las distribuidoras tienen que tomar decisiones de inversión teniendo en cuenta no sólo el marco económico general en que se desenvuelve su negocio sino también aspectos específicos derivados de la regulación y de los rasgos peculiares de la industria.

En primer lugar, es necesario analizar diversas alternativas de inversión que permitan mayor capacidad para hacer frente a los requerimientos de la demanda. Por ejemplo, la construcción de generadores propios, gasoductos, líneas de baja tensión o líneas de alta tensión correspondientes al segmento de transmisión. Este reporte se concentra en ampliaciones de transporte, que aparece como una la mejor solución técnica en el caso de la Provincia de Buenos Aires.

En segundo lugar, otras particularidades de la industria eléctrica afectan la forma y la temporalidad de la toma de decisiones de inversión. Algunos de estos aspectos son: la existencia de picos de consumo, la indivisibilidad de las inversiones y la incertidumbre de la demanda. El área en que se desenvuelve la distribuidora bajo estudio resulta ser uno de los casos extremos donde estas cualidades se hacen presentes con mayor fuerza debido al alto nivel promedio de la demanda máxima en los meses estivales relativo al resto del año.

En tercer lugar, la regulación adoptada luego de la reestructuración del sector eléctrico tanto a nivel nacional como provincial ha influido notablemente en los incentivos a realizar inversiones en el segmento de transporte de alta tensión. Básicamente, las distribuidoras podrían hacer uso de los mecanismos de “contrato entre partes” o de “concurso público”. Sin embargo, estos mecanismos, y especialmente el sistema de concurso público, no han alcanzado los resultados esperados en términos de ampliaciones de red.

Son bastante conocidos los problemas relacionados con la falta de inversión en el segmento de transporte en alta tensión y distribución troncal en el sistema eléctrico argentino. Las características de la concesión del transporte que no pone en manos de las transportistas las decisiones de inversión en nuevas líneas y equipamiento relacionado con la regulación adoptada que deja la decisión de las ampliaciones en manos de algunos miembros del club de usuarios de la red de acuerdo con el sistema de áreas de influencia.

La aparición del conocido problema del “free rider” ha desincentivado la ejecución de obras necesarias desde el punto de vista privado y social. Los actores no están dispuestos a revelar su disposición a pagar por ampliaciones, esperando que algún otro agente lo haga. Un ejemplo de este tipo de comportamiento se pudo verificar en el proceso de decisión de la cuarta línea que une al Comahue con Buenos Aires. Esta inversión se ha llevado a cabo pero con un considerable retraso, comenzando a operar seis años después de la privatización de la transmisión y sólo luego de una importante acumulación en la cuenta SALEX.

En este ambiente, las autoridades, nacionales y provinciales, y las empresas han analizado varias propuestas dirigidas a resolver el problema de la inversión. Como resultado de esta búsqueda de soluciones, en la Provincia de Buenos Aires se ha creado un foro regional denominado FREBA destinado a implementar inversiones en el sector eléctrico.

El presente trabajo tiene dos objetivos. Por un lado, trata de investigar la sostenibilidad del negocio de distribución de una distribuidora de la Provincia de Buenos Aires, ante distintas alternativas regulatorias respecto al traspaso de las inversiones a tarifas. Por otro lado, intenta avanzar en el desarrollo de una propuesta alternativa para resolver los problemas de inversión en la red eléctrica de la Provincia de Buenos Aires, tomando como referencia propuestas anteriores y en particular la del FREBA-FITBA que actualmente se está poniendo en marcha.

Para ello, se analizan una serie de estudios legales, ingenieriles, económicos y financieros, que enmarcan la discusión alrededor del mecanismo del FREBA-FITBA. Estos trabajos tratan tres aspectos relativos a la inversión en el sistema de transporte por distribución troncal. Primero, estudian desde el punto de vista legal el criterio de obligación de servicio por parte de las distribuidoras. Segundo, cuantifican las necesidades de inversión en red de alta tensión en la Provincia de Buenos Aires, a partir de las inversiones recomendadas en la

Guía de Transporte de TRANSBA. Por último, presentan una serie de trabajos sobre una propuesta de financiamiento de inversiones que reemplace el sistema actual estipulado en la legislación nacional.

Luego de esta breve introducción, el reporte consta de las siguientes secciones. En la sección 2, se describen los principales problemas de inversión en la Provincia de Buenos Aires. A continuación, sección 3, se analiza el esquema contemplado en el FREBA-FITBA. La sección 4, simula la rentabilidad de la distribuidora para varias alternativas de inversión, y así evaluar la sostenibilidad de la empresa bajo distintos supuestos sobre la existencia de “pass-through” o recupero al momento de la revisión tarifaria. En la sección 5 se propone una propuesta alternativa que tenga en cuenta tanto la sostenibilidad de la empresa como la evaluación social del efecto de las inversiones sobre los consumidores.

## **2 Causas de la falta de inversión en transmisión en Buenos Aires**

El problema de la falta de inversiones en redes eléctricas en la Provincia obedece a una serie de factores principalmente relacionados con aspectos regulatorios. Fundamentalmente, la falta de precisión sobre la forma de recuperar las inversiones hace que las empresas no estén dispuestas a realizarlas para no afectar negativamente su tasa de rentabilidad. En esta sección, en primer lugar se describe brevemente las alternativas de inversión comúnmente consideradas y luego se plantean los principales aspectos regulatorios que afectan la decisión de invertir.

### **2.1 Alternativas de Inversión dentro del área de concesión de TRANSBA**

Las características poblacionales del área hacen que el comportamiento de la demanda máxima sea muy peculiar (con picos muy marcados durante la temporada de vacaciones), respecto a lo que sucede en otras partes del sistema. Esto trae aparejado que el criterio de obligación de servicio resulte un importante peso a la hora de determinar la estructura del negocio de distribución. Esto es así, por que es necesario contar con una gran capacidad excedente tanto de distribución final como troncal, para evitar un importante monto en concepto de multas por interrupción de suministro. A su vez, al igual que en el caso

nacional, la distribuidora troncal no esta sujeta a este criterio de obligación de servicio y por lo tanto las distribuidoras así como el resto de los agentes involucrados juegan un importante papel a la hora de tomar la decisión e inversión<sup>1</sup>.

Pero este papel, tiene una serie de problemas relacionados tanto con la sostenibilidad del negocio como con criterios de incentivos y de revelación de preferencias. Además, se deben sumar aspectos financieros que pueden afectar la decisión aún cuando la ecuación económica sea positiva.

El sistema de transmisión en la Provincia de Buenos Aires se caracteriza por ser una red esencialmente mallada que se encuentra plenamente vinculada al sistema interconectado nacional<sup>2</sup>.

TRANSBA presentó un resumen de su Guía de transporte en la cual se especifican inversiones necesarias para atender la demanda en los próximos 10 años. Asimismo, se cuantifican dichas inversiones de acuerdo a los costos históricos de inversiones similares. En un informe de auditoria (Sigla, 1999) se concluye que la información brindada por TRANSBA es aceptable.

Mediante las siguientes pautas se resume la situación actual del estado de la inversión en el sistema de transporte eléctrico de la Provincia:

- El crecimiento de la demanda energética ha excedido la capacidad de la red de transmisión dejando el sistema de distribución troncal y de alta tensión de la Provincia en una situación crítica.
- Imposibilidad de mantener niveles de calidad comprendidos dentro de rangos admisibles.
- Capacidad de transporte insuficiente o prácticamente saturada.

---

<sup>1</sup> En este sentido los reportes de los estudios Marcos Rebas y Asociados (2000) y Diaz Araujo y Asociados (2000) coinciden en señalar que la obligación de suministro por parte de las distribuidoras es un compromiso que se debe cumplir adecuadamente, aunque teniendo en cuenta que no debe afectar una rentabilidad razonable del negocio.

<sup>2</sup> Un análisis detallado del sistema de transmisión puede hallarse en Gasparini (1997)

- Necesidad de generación forzada a causa de la falta de reservas de transmisión y transformación (que se plasma en baja disponibilidad y conlleva un sobre costo en el insumo eléctrico). Situación que tiende a agravarse.
- Se presentan casos donde el requerimiento de corte de demanda es la única acción posible por parte del Transportista para poder cumplir con las exigencias de calidad del contrato de concesión.<sup>3</sup>

Algunas de las alternativas de inversión consideradas, los montos estimados de las mismas y la participación que le correspondería a la distribuidora, se presentan en la tabla 1.

**Tabla 1: Alternativas de Inversión consideradas**

<b>Alternativa</b>	<b>Costo de la alternativa</b>	<b>% beneficiario de la distro</b>	<b>Costo Total de la distro</b>
Olavarría–Mar del Plata simple terna	\$92,390,000	90.6%	\$85,280,745
Abasto-Mar del Plata simple terna	\$96,100,000	87.3%	\$86,049,832
Bahía-Mar del Plata simple terna	\$102,890,000	89.5%	\$93,828,935
Olavarría–Mar del Plata Doble terna	\$140,490,000	90.6%	\$128,854,535
Abasto-Mar del Plata-Olavarría	\$143,850,000	88.8%	\$129,632,962
Abasto-Dolores-Mar del Plata-Olavarría	\$162,610,000	88.8%	\$145,169,195
Bahía-Mar del Plata-Abasto. Primera etapa Bahía-Mar del Plata	\$154,350,000	88.5%	\$138,533,713
Bahía-Mar del Plata-Dolores-Abasto. Primera etapa Bahía-Mar del Plata.	\$172,460,000	88.5%	\$153,405,923
Abasto-Mar del Plata 500 kV y Olavarría-Barker-Mar del Plata 132 kV	\$135,560,000	88.8%	\$121,946,299

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información proporcionada por la distribuidora.

<sup>3</sup> Presentación de TRANSBA: “La Problemática del Transporte de Energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires,” Seminario APEBA, 5/10/99.

Esta estimación hecha por la empresa sirve para ilustrar los montos de inversión implicados. La más barata de estas alternativas supone una erogación total por parte de la distribuidora de aproximadamente 85 millones de dólares.

## **2.2 Los problemas de la regulación actual**

El problema del transporte ya ha sido largamente discutido y analizado en diversos ámbitos. Hay acuerdo general en que el actual sistema no genera los incentivos necesarios para decidir inversiones en la red de alta tensión. En parte, esta situación tiene que ver con:

- El sistema de áreas de influencia no permite que la demanda cercana al nodo centro de carga pueda revelar sus preferencias, aún cuando se vería claramente beneficiada, tanto en precio como en calidad, por la inversión propuesta.
- La forma en que se determinan los beneficiarios, y se calculan sus participaciones, basada en el uso que hacen del sistema y que no se corresponden necesariamente con los beneficios económicos que dicha inversión genera.
- Adicionalmente, el sistema adolece de otras dificultades relacionadas con el mecanismo de votación y la secuencia en que se presenten los proyectos.
- La falta de un mecanismo explícito para recuperar el costo de la inversión ya sea a través de un “pass-through” o a través de su inclusión en las revisiones de tarifas.

Es decir, que la cuestión de la falta de inversión se debe, entre otras cosas, a que la regulación actual fue diseñada para construir especialmente líneas de alta tensión donde quienes financian inversiones son primariamente los generadores. A esto se le agrega el hecho de que los contratos de Concesión oportunamente celebrados con los distribuidores para la prestación del servicio, no existen previsiones económicas para atender a las necesidades de ampliación de la red de transmisión de la Provincia, ni está contemplado concepto tarifario alguno para atender a estas inversiones que solucionan problemas que se encuentran fuera del ámbito de concesión de los distribuidores<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Carta de los miembros del FREBA al Ministro de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires, Sr. Julián Domínguez; 6 de marzo de 2000; pg. 2.

La ley provincial 11769 en su artículo 42 inc e) preveía que las “...tarifas aplicables al remuneración de los concesionarios de servicios de transporte... deberán proveerles los recursos suficientes para cubrir costos normales y razonables de comercialización y de explotación del servicio, costos de capital, amortización y renovación de equipos o instalaciones, expansiones, en la medida que correspondan, de la redes necesarias para atender las obligaciones especificadas en los respectivos contratos de concesión, tributar los impuestos, y obtener una tasa de rentabilidad...” Sin embargo, la regulación nacional determinó que la remuneración a las transportistas no incluya las expansiones ni la renovación de equipos ya que el sistema de expansiones está sujeto a un procedimiento especial para las ampliaciones de la capacidad existente, por ende TRANSBA quedó exenta del financiamiento de las mismas.

De acuerdo con el método de áreas de influencia aparecen como beneficiarios las distribuidoras provinciales, cooperativas y grandes usuarios conectados directamente al transportista regional.

En la tabla 1, también se puede observar una estimación del cálculo de beneficiarios, por el método de áreas de influencia, que surgiría del sistema de concurso público ante distintas alternativas de inversión que afectarían el negocio de distribución. En los casos considerados la participación de la firma resulta superior al 85% del costo total de las obras y el mantenimiento.

Teniendo en cuenta estos resultados los aspectos clave a tener en cuenta son los mecanismos que le permiten a los beneficiarios hacer frente a dichos costos de expansión y la obtención de los fondos por parte de las distribuidoras. Analizando la composición de la remuneración de las distribuidoras se concluye que: las distribuidoras municipales tienen contemplado en su “pass-through” los costos de inversión (en el caso en que sean encontradas beneficiarias), pero no en el caso de las distribuidoras provinciales (el contrato de concesión aclara que solo se asignan los cargos fijos del sistema de transporte en alta tensión existentes a la fecha de toma de posesión – Subanexo B I.5 – por lo que no están contemplados, en el pass through de las distribuidoras provinciales, las futuras expansiones). De aquí puede concluirse que: *“esto constituye el más importante cuello de botella que ha llevado a la situación actual de déficit de inversiones en transmisión regional: la falta de pass through hacia los usuarios finales”* (Abdala, 1999, pg. 9).



Actualmente, se está intentando implementar para el sistema nacional de alta tensión un régimen alternativo denominado Plan Federal de Transporte<sup>5</sup>, dentro del cual se incluye como una de las alternativas la línea Mar del Plata – Abasto.

En la Provincia, ante las dificultades que han enfrentado las inversiones en el sector de transmisión de energía, se conformó el Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (FREBA)<sup>6</sup>. Este Foro es un mecanismo de coordinación y selección competitiva de proyectos de inversión, financiados a través de un Fondo Fiduciario para Inversiones en Transmisión en la Provincia de Buenos Aires (FITBA).

El objetivo es que, mediante el mecanismo FREBA-FITBA, los agentes del mercado eléctrico cuenten con un foro de discusión, con el fin de identificar los proyectos que más le convengan al sistema en general y acuerden la forma de financiamiento. Los fondos estarán integrados por recursos propios de los integrantes y se esperan que se complementen con recursos provenientes de un ítem específico incluido en la tarifa de los usuarios finales destinado a financiar exclusivamente inversiones en transmisión<sup>7</sup>.

### **3 El mecanismo FREBA-FITBA**

Una propuesta para resolver el problema del financiamiento es sugerida por Abdala y Chambouleyron (1998a). La propuesta sugiere que las inversiones en transmisión se decidan y realicen en un contexto totalmente descentralizado<sup>8</sup>.

---

<sup>5</sup> “El tema de transporte de energía tuvo, desde la privatización del sector, algún tipo de dificultades. El lanzamiento del plan trata de, manteniendo las reglas de juego, dar un nuevo impulso al tema transporte, al tema del mallado del sistema eléctrico,” sostuvo el Ministro de Economía, Dr. José Luis Machinea, sobre el Plan Federal de Transporte *Revista Mercado Eléctrico*, Agosto-Sep. 2000, pg. 28.

<sup>6</sup> Que se constituyó, el 29 de diciembre de 1999.

<sup>7</sup> Los miembros del FREBA han requerido a las autoridades del Gobierno de la Provincia de Buenos Aires la inclusión de un mecanismo de “pass-through” en la tarifa para hacer frente inversiones en los sistemas de distribución troncal y de transmisión en alta tensión. Asimismo, solicitan la acreditación de los fondos recaudados por este concepto, e inclusive otros como los provenientes del FEDEI, al fondo fiduciarios denominado FITBA.

<sup>8</sup> En este trabajo los autores mencionan que en el caso de ampliaciones por concurso público la autoridad regulatoria (SE y ENRE) determina los beneficiarios en forma centralizada. Si bien es cierto que el cálculo se realiza por Cammesa la connotación del término “centralizado” es muy diferente a la que los autores le quieren dar ya que las decisiones son tomadas por el grupo elegido, por un criterio previamente establecido, de forma descentralizada.

Estos autores intentan resolver los problemas de identificación de beneficiarios y de financiamiento a través de un mecanismo de selección de proyectos factibles de ser financiados con un fondo fiduciario creado *ad hoc*. El procedimiento consta, a grandes rasgos, de las siguientes etapas: 1) selección competitiva de proyectos, 2) financiación a través del FITBA y 3) presentación al ENRE como contrato entre partes.

En resumen, lo que se busca con este foro es resolver los problemas de coordinación que surgen al momento de tomar decisiones de inversión en transmisión y resolver un supuesto problema de financiamiento.

### **3.1 Organización del Foro**

El FREBA es una asociación civil sin fines de lucro que agrupa a las distribuidoras eléctricas provinciales y municipales, así como también, a grandes usuarios de la zona de Buenos Aires<sup>9</sup>. El objetivo de este Foro es estudiar, analizar, debatir y seleccionar proyectos de inversión relacionados con la red de distribución troncal y de alta tensión dentro de la Provincia.

A esta estructura, se le agrega un pilar más: el FITBA. Este organismo, como se ha anticipado, es un fideicomiso creado como instrumento para canalizar los proyectos de inversión en transmisión troncal. A continuación se detallará el papel que tiene cada uno de estos dos órganos y cómo interactúan entre sí.

Para convertirse en miembro del FREBA los interesados deben realizar contribuciones obligatorias al FITBA, así como también hacerse cargo de los costos administrativos del mismo Foro. El nivel total de contribuciones necesarias se calculan a partir de los fondos mínimos requeridos en el año para financiar los proyectos de inversión seleccionados por los miembros del FREBA, a partir del conjunto de iniciativas presentadas ante dicho organismo. Este monto global es prorrateado entre los contribuyentes de acuerdo a su tamaño relativo (MWh demandados) dentro de la demanda eléctrica de la provincia (es decir, con relación a su participación en el mercado). Estas contribuciones son importantes porque su monto determina el derecho de voto en la asamblea del FREBA (puede decirse,

---

<sup>9</sup> También intervienen activamente las transportistas, aunque no tienen voto dentro del foro. Los generadores no participan dado que la provincia es una importadora de energía de otras regiones (las líneas de transmisión configuran, prácticamente, una red mallada de alta y media tensión).

entonces que la distribución de poder dentro del mencionado organismo depende de la participación de las distribuidoras en el abastecimiento de la demanda total). El poder que otorga el derecho a voto se plasma en la elección de la Comisión de Directores (renovables cada dos años) y su brazo operativo, el Comité Técnico. La Comisión de Directores está compuesta por cinco representantes elegidos por la asamblea del Foro, mientras que el Comité Técnico se compone de siete profesionales nombrados por la Comisión de Directores.

### **3.2 Descripción del proceso de selección de proyectos**

El papel de la organización interna del FITBA es fundamental para asegurar el éxito de esta propuesta. En primer lugar, se deben presentar las propuestas a una comisión técnica que evaluará los proyectos. Luego, se procede al ordenamiento de los proyectos sobre la base de los “votos económicos”, y por último se procede a utilizar el fondo para hacer frente a las inversiones más rentables, hasta utilizar la totalidad el mismo.

#### **a) Los iniciadores**

Cualquier miembro del FREBA puede presentar proyectos ante el Comité Técnico. Este organismo se encargará de realizar una evaluación preliminar. La iniciativa deberá detallar todos los aspectos técnicos relevantes<sup>10</sup>. Además deberá especificar el canon anual estimado que deberá ser pagado a la compañía que resulte encargada de construir, operar y mantener la red bajo un contrato COM<sup>11</sup>.

#### **a) Etapa de consultas y compensaciones**

Una vez que la Comisión Técnica ha examinado la propuesta, la iniciativa pasa a los miembros del FREBA junto con un informe emitido por dicha Comisión. El objetivo es que cada miembro exponga sus quejas y excepciones. Para esto los miembros poseen dos mecanismo: pueden emitir una *objeción* o una *solicitud de compensación*. La objeción realizada por uno de los miembros tiene como consecuencia, si llegare a prosperar, el

---

<sup>10</sup> Como análisis de medio ambiente, estado de flujos, impacto físico esperado en los usuarios de la red, etc.

<sup>11</sup> Es calculado como el cargo anual, a lo largo de 10 años, descontado a una tasa fija por el FREBA.

rechazo liminar de la iniciativa<sup>12</sup>. Por otro lado, en esta etapa de consulta, los miembros pueden optar por la interposición de una “solicitud de compensación”. Esta solicitud tiene como objetivo el pago de una compensación a la distribuidora que pueda demostrar que el proyecto conlleva externalidades negativas para sí.

**b) Selección de proyectos: la revelación de preferencias**

Los iniciadores tienen en última instancia la responsabilidad de firmar el contrato COM con la transportista que gane la licitación. La inversión se financiará parte con fondos de dichos iniciadores y parte de fondos provenientes del pass through. Por ende tienen incentivos a detectar los beneficiarios del proyecto y a formar coaliciones con ellos. Por otra parte los beneficiarios tienen incentivos a formar parte de dichas coaliciones ya que los fondos del pass through solo les son otorgados, en forma personalizada y de acuerdo a la participación en la coalición, a aquellos que se señalicen como tales. Sin embargo, para garantizar que los iniciadores presenten proyectos que tiendan a la minimización de los costos de la inversión, el pass through, solo cubre parte de aquella (se ha propuesto un 90%).

Una vez que un proyecto pasa los requisitos técnicos evaluados por la Comisión Técnica y luego de que hayan sido resueltas todas las solicitudes de compensación y las objeciones, se decide, en asamblea especial, la asignación final de los costos para cada proyecto. En esta asamblea, cada miembro destina sus fondos (constituidas por sus contribuciones) a cualquiera de los proyectos (es de esperar que cada miembro responda a lo acordado en las coaliciones). El proyecto será aprobado si consigue los fondos suficientes para solventar el primer canon anual estimado. Esta asignación, compromete a los miembros a pagar cifras similares para los restantes nueve años. Si el proyecto no consigue los montos necesarios para solventar dichos pagos pasa a una ronda posterior.

En esta segunda ronda los miembros del FREBA, que todavía mantienen fondos en el FITBA pueden, voluntariamente prestarles dinero para aquellos proyectos faltos de fondos. También pueden captarse fondos provenientes de aportes de terceros (inversores externos que invierten en el fondo fiduciario). En el caso en que el proyecto no consiga el apoyo

---

<sup>12</sup> Para que una objeción prospere se requiere, ante todo, demostrar que el proyecto no conlleva un beneficio social. Además se requiere que la objeción cuente con cierta cantidad de votos en el Comité Técnico.

necesario, se abre una tercera ronda donde es permitido que los iniciadores de cada proyecto asignen fondos adicionales.

Los proyectos aprobados son subastadas en concurso público mediante el mecanismo del contrato COM. Las subastas tienen un precio máximo constituido por el canon anual fijado por los iniciadores.

### **3.3 Comentarios sobre el mecanismo FREBA-FITBA**

En los diversos trabajos analizados, los argumentos están basados sobre dos supuestos esenciales. Por un lado, se mencionan los elevados costos de transacción y la posibilidad de “free riding” en la regulación actual que no permite la coordinación de acciones descentralizadas. Por otro lado, se sugiere que los fondos disponibles para realizar inversiones no alcanzan para financiar los proyectos de inversión necesarios.

Considerando, en primer lugar, el problema del oportunismo y los costos de transacción. No queda claro que el FREBA-FITBA reduzca los incentivos al “free riding” ni a disminuir los costos de transacción respecto al actual sistema de contrato entre partes. Inclusive, Abdala y Chambouleyron (1998a), intuyendo estos problemas en el mecanismo que proponen, recomiendan establecer una reglamentación que obligue a GUMA y GUME a participar en la financiación del canon de la capacidad remanente de las inversiones. Spiller y Abdala (2000) reconocen esta problemática en un trabajo más reciente. Mencionan el caso donde las partes con pequeños beneficios derivados de la inversión podrían tener incentivos a no participar en la coalición<sup>13</sup>. Por otra parte, como el FREBA-FITBA sería el responsable de contratar las obras, no resulta muy claro cómo sería el mecanismo de penalización, en caso que alguna de las empresas que había ofertado un CANON para la obra licitada, quebrara.

---

<sup>13</sup> “One area that may need further discussion is lack of agreement among parties to set up a coalition of initiators, leading to free riding problems. It is suspected that in those projects where a party has a major stake and interest in getting the project done, whereas the other(s) only receives marginal benefits, the party with the small share may try to free ride by not joining the coalition. Since insofar there are no mandatory rules of participation, there is a concern on how potential conflicts of this nature could be solved” (Spiller y Abdala, 2000, pg. 9).

Con respecto al problema de financiamiento, como el ganador del concurso público del contrato COM consigue el financiamiento resulta bastante discutible el supuesto de escasez de financiamiento. Inclusive, la evidencia empírica parece mostrar que hasta el momento no ha habido problemas al respecto. El problema es que se trata de resolver un problema económico con instrumentos financieros. En este sentido, cabe mencionar el comentario de Rodríguez Pardina al trabajo de Abdala y Chambouleyron (1998b) en el ámbito de la Asociación Argentina de Economía Política:

*“...parece oportuno mencionar que en la actualidad el financiamiento de las expansiones está totalmente en manos de proveedor de la ampliación, esto es el ganador del concurso público que debe construir y operar la ampliación a cambio de un Canon anual por un período de hasta quince años. Es decir que los problemas existentes en el mecanismo de concurso público es uno de mala identificación de beneficiarios (quién debe pagar) y por lo tanto un problema económico en sentido estricto y no uno de financiamiento (en tanto quien aporta los fondos iniciales que luego serán recuperados mediante el canon).”*

Habría otros aspectos para analizar respecto a la metodología del FREBA-FITBA. Por un lado consideraciones respecto al manejo de fondos públicos y por otro lado la conciliación de los intereses privados y los consumidores en la elección de los mejores proyectos de inversión.

Al analizar los trabajos teóricos y empíricos que hacen referencia al mecanismo en orden cronológico, se observa que la propuesta va desde una perspectiva exclusivamente privada a otra donde las decisiones son privadas pero parte del financiamiento es público.

Abdala y Chambouleyron (1998a) no contiene dentro de las fuentes de financiamiento del FITBA fondos provenientes del “pass-through”, aunque sugieren que el regulador asigne los fondos acumulados en al Subcuenta de Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte correspondientes al área de TRANSBA. Proponen dos alternativas, primero la inclusión en el FITBA como aporte voluntario y segundo, como aporte parcial de canon para los proyectos específicos que demuestren la eliminación de las restricciones que causan precios locales. Sin embargo, los autores descartan la primera alternativa por no encontrar argumentos suficientes para justificar que el regulador asigne esos fondos a proyectos privados. De cualquier manera no queda claro que el regulador sí lo deba hacer en la segunda alternativa.

En este primer informe salvo menciones aisladas no se trata explícitamente la inclusión de un mecanismo de “pass-through”. Posteriormente, Abdala (1998) presenta un trabajo de consultoría basado en el anterior, donde se trata la inclusión de un componente en la tarifa a usuarios finales para inversiones a través del FITBA y considera distintas alternativas: Afectar los coeficientes de transición, el factor X, o la forma de cálculo de los precios estacionales.

Luego, Abdala (1999), incluye como una posibilidad la afectación de impuestos provinciales a los fondos del FITBA. En este caso el Estado Provincial sería un sujeto pasivo que otorga fondos públicos a empresas privadas confiando que estas hagan el mejor uso social de esos fondos. De acuerdo con presentaciones públicas, de autoridades provinciales e integrantes del FREBA, realizadas posteriormente, parecería que esta postura ha sido abandonada.

En este contexto la realización de una evaluación social del proyecto por parte del regulador es crucial. La participación de los reguladores en el foro va cambiando en cada uno de los trabajos analizados. En alguno de ellos se menciona explícitamente la no inclusión de la “Golden Rule” y por lo tanto no se realiza un ordenamiento social de los proyectos

Por último, hay consideraciones relacionadas con la inconsistencia dinámica de la metodología. Los autores previendo la posibilidad que algunos proyectos futuros afecten los intereses de aquellos que efectuaron inversiones con anterioridad, establecen un mecanismo de compensación parcial. Sin embargo, no queda claro como funcionaría este esquema cuando el potencial inversor no participa del FREBA. Esta situación señala cierta inconsistencia jurisdiccional debida a la superposición de los mecanismos de inversión en red de alta tensión nacional y provincial.

#### **4 Simulación de ingresos y egresos de la dsitribuidora**

A los efectos de investigar si la empresa resulta sostenible en un contexto donde debe hacerse cargo del pago del canon en la cuantía determinada por el método de áreas de influencia, se realiza una serie de simulaciones del flujo de caja de la empresa incluyendo explícitamente un cálculo de la base de capital al momento de las revisiones tarifarias.

La información obtenida sobre la distribuidora bajo análisis incluye los siguientes ítems:

- cantidad de clientes, energía consumida (en MWh) y facturación por tipo de tarifa<sup>14</sup> para los años 1998, 1999 y proyección 2000-04;
- penalidades por calidad de producto y calidad de servicio (tipo A, tipo B, y clientes media tensión) para los semestres 1° a 4° (sin mayor referencia temporal);
- proyecciones de pérdidas (en MWh), precio promedio, generación forzada, reserva fría y costos de ventas para los años 1999-2008, evolución del cuadro tarifario por tipo de tarifa desde el inicio de operaciones hasta Agosto-October de 2000;
- número de clientes por tipo de tarifa (datos mensuales diciembre 1997-diciembre 1999), márgenes brutos acumulados (1998-99);
- memorias y balances generales 1997-99.

Sobre la base de estos datos y con alguna información adicional, se procedió al cómputo de dos flujos de ingresos:

- a) ingresos proyectados (hasta el año 2012) en base a predicciones de tarifas, número de clientes, energía consumida, etc.; e
- b) ingresos requeridos (hasta el mismo año) para cubrir los costos económicos de prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el área de concesión de la distro.

Una comparación de los ingresos calculados en 1. y 2. revelarán la suficiencia o insuficiencia de la tarifa actual para cubrir los costos económicos de provisión del servicio (incluidas las inversiones requeridas en expansión de la red de transmisión).

#### **4.1 Ingresos Proyectados**

Para proyectar ingresos mensuales se recurrió como punto de partida a la demanda de energía que surge de la curva de demanda (promedio mensual, 1998-99), la cual se ajustó según el crecimiento de la demanda previsto por el Informe de Prospectiva '99 de la Secretaría de Energía.<sup>15</sup> Para desagregar la demanda total por categoría tarifaria (y

---

<sup>14</sup> Sólo la tarifa T1 presenta una desagregación por subcategorías tarifarias.

<sup>15</sup> Como el mencionado informe sólo proyecta hasta el año 2010, se repitió la tasa de crecimiento de ese año de allí en más hasta el final del período proyectado.



subcategorías en el caso de la tarifa T1) se recurrió a las participaciones de cada una de ellas en el total como surgen de los datos de energía consumida (en MWh). Como las proyecciones de la empresa llegaban hasta el año 2004, se aplicaron las participaciones de ese mismo año a toda la serie restante hasta 2012.

La información sobre número de clientes utilizada fue la provista originariamente por la empresa, suponiendo constantes a lo largo del período analizado los guarismos correspondientes al año 1999.

Los cargos fijos por categoría tarifaria fueron tomados de los cuadros tarifarios de la empresa, repitiéndose para todos los años proyectados los valores correspondientes al último trimestre disponible.

Para el caso de los cargos variables, se optó por trabajar con la tarifa implícita que surge de dividir la facturación por cargos variables de la empresa por el número de MWh vendidos. Una vez más, dado que las proyecciones sólo alcanzan al año 2004, se repitieron los valores correspondientes a ese año para el período 2005-12.

La multiplicación, para cada mes, del número de clientes por el valor del cargo fijo correspondiente a cada categoría o subcategoría tarifaria, arroja como resultado el ingreso total mensual por cargos fijos. El total de ingresos mensuales por cargos variables surge del producto entre la demanda de energía (en MWh) y la tarifa implícita calculada como se explicara con anterioridad. Ambos totales suman, finalmente, al total mensual de ingresos proyectados para la empresa por sus actividades reguladas.

Agregando la información mensual para cada año del período 1999-2012, se arriba a la proyección de ingresos anuales a la que hacía referencia el punto 1. comentado más arriba.

## **4.2 Ingresos Requeridos**

Los ingresos calculados más arriba deberían ser suficientes como para cubrir todos los costos económicos de prestación del servicio (atentos al principio de sostenibilidad del prestador del servicio público). Se impone entonces una proyección de estos costos económicos para su comparación con los ingresos que se espera que la empresa recolecte en el período analizado.

En general, los marcos regulatorios explicitan que las tarifas deben cubrir los costos operativos, amortizaciones, impuestos, y una rentabilidad “justa y razonable”.

**a) Costos operativos, amortizaciones e impuestos**

Ante la carencia de proyecciones de costos propias de la empresa se optó por considerar los costos que se desprenden del Anexo “H” de los Balances Generales de la distribuidora, y en base a ellos armar distintos escenarios de evolución futura de los mismos (costos constantes, crecimiento anual del 1%, reducción anual del 1%, etc.).

**b) Rentabilidad justa y razonable**

La determinación de la rentabilidad requiere (entre otras cosas) del concurso de dos elementos inseparables: la tasa de retorno<sup>16</sup> o rentabilidad permitida (la tasa de costo de oportunidad del capital invertido en la actividad) y la base de capital (o base tarifaria).

Siguiendo principios económicos básicos y la experiencia nacional e internacional en la materia, la metodología propuesta para el cálculo de la base de capital se basa en los siguientes principios:

- los activos de la empresa al momento de la privatización se valúan tomando lo efectivamente pagado por la concesión;
- se adicionan en cada período las inversiones (netas de amortizaciones) realizadas.

El principio operante aquí es claro, lógico y sencillo: se debe remunerar a los inversores por el monto efectivamente invertido. Las inversiones netas surgen del Anexo “A” de los Balances Generales disponibles de la distribuidora. A partir del año 1999, se ha hecho una hipótesis de mínima en la cual las inversiones netas son cero en cada año proyectado: se invierte exactamente lo necesario para compensar la depreciación del capital y mantener el stock (asumiendo que nuevos clientes pueden ser atendidos con el capital existente o que no hay crecimiento de los clientes).

---

<sup>16</sup> Se adoptó una tasa de costo de capital real del 11.84% a los efectos del cálculo.

### 4.3 Comparación Preliminar

Del cómputo de los ingresos proyectados y los ingresos requeridos surge una primera impresión: los ingresos esperados no alcanzan a cubrir los costos económicos de prestación del servicio de distribución de energía eléctrica dentro del área de concesión de la empresa.

**Tabla 2: Flujo de Caja Simulado con Revisiones Tarifarias**

		1999	2000	2001	2002	2003
<b>I Ingresos Proyectados</b>	en \$	<b>184,171,679</b>	<b>176,395,337</b>	<b>159,957,301</b>	<b>151,715,226</b>	<b>155,998,310</b>
Cargo Fijo	en \$	25,622,742	27,016,739	27,622,088	29,939,224	30,349,724
Cargo Variable	en \$	158,548,937	149,378,599	132,335,213	121,776,003	125,648,586
<b>II Ingresos Requeridos</b>	en \$	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>
<b>Diferencia (I - II)</b>	en \$	<b>-57,369,339</b>	<b>-65,145,681</b>	<b>-81,583,718</b>	<b>-89,825,793</b>	<b>-85,542,708</b>

  

		2004	2005	2006	2007	2008
<b>I Ingresos Proyectados</b>	en \$	<b>157,485,814</b>	<b>164,117,255</b>	<b>171,219,622</b>	<b>178,321,989</b>	<b>185,424,356</b>
Cargo Fijo	en \$	30,914,719	30,914,719	30,914,719	30,914,719	30,914,719
Cargo Variable	en \$	126,571,095	133,202,536	140,304,903	147,407,270	154,509,637
<b>II Ingresos Requeridos</b>	en \$	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>
<b>Diferencia (I - II)</b>	en \$	<b>-84,055,205</b>	<b>-77,423,764</b>	<b>-70,321,397</b>	<b>-63,219,030</b>	<b>-56,116,663</b>

  

		2009	2010	2011	2012
<b>I Ingresos Proyectados</b>	en \$	<b>192,526,723</b>	<b>199,629,090</b>	<b>206,731,457</b>	<b>213,833,825</b>
Cargo Fijo	en \$	30,914,719	30,914,719	30,914,719	30,914,719
Cargo Variable	en \$	161,612,004	168,714,371	175,816,739	182,919,106
<b>II Ingresos Requeridos</b>	en \$	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>	<b>241,541,019</b>
<b>Diferencia (I - II)</b>	en \$	<b>-49,014,295</b>	<b>-41,911,928</b>	<b>-34,809,561</b>	<b>-27,707,194</b>

Fuente: Elaboración Propia

Cabe recordar que esta es una conclusión *muy* preliminar. Quedan muchos caminos por recorrer y muchas aristas por pulir antes de arribar a una conclusión más fuerte. Pero el simple hecho de no haber incluido inversiones en las proyecciones para arribar a esta primera impresión parece indicar que la conclusión final no diferiría mucho de aquella que aparece a primera vista.

### 5 Consideraciones finales

En las secciones anteriores se mencionaron los principales problemas que afectaron las decisiones de inversión en transporte de energía eléctrica. Una primera lección que se extrae del análisis de las causas de estos problemas es que una propuesta que resuelva

dichos aspectos debería dejar de lado la utilización del método de áreas de influencia para determinar quienes serán los encargados de tomar la decisión (y en que proporción) y para asignar el pago final del canon de la obra correspondiente.

Se han presentado varias propuestas a lo largo de los últimos años. Las más importantes se han centrado en resolver un supuesto problema financiero, como “Derechos Negociables de Transmisión” y la propuesta FREBA-FITBA que plantea la creación de un fondo fiduciario.

Sin embargo no parece haber un problema financiero como causa de la falta de incentivo a realizar inversiones sino un problema económico. De hecho, hasta el momento no ha habido problemas financieros con la licitación del contrato COM (como lo ejemplifica el caso de la cuarta línea) ya que las empresas oferentes traen su propio financiamiento dispuestas a recuperar la inversión a través del cobro del canon.

En cambio, la cuestión económica aparece doblemente a través de problemas de incentivos y cuestiones de sostenibilidad. En el primer caso encontramos el mencionado problema del “free riding”. En el segundo caso, resulta imposible para las empresas hacerse cargo del pago del canon sin ver peligrar la continuidad del negocio.

Parece razonable al momento de proponer una propuesta alternativa, la utilización de todos los mecanismos de decisión ya implementados que ayuden a bajar los costos de transacción de un nuevo mecanismo de decisión. En este sentido, el foro regional FREBA-FITBA podría ser una herramienta muy importante. Sin embargo, tal cual está implementada no parece ser viable ya que no cumple algunos requerimientos básicos en el caso que parte de las inversiones deberían ser solventadas directamente por los consumidores.

En esta sección delimitan los aspectos básicos que deberían considerarse en una reforma del actual sistema de ampliaciones. En términos generales, se puede señalar la existencia de tres problemas básicos a resolver por la regulación en cuanto a la expansión de capacidad de la red:

- Elegibilidad del proyecto. Para abordar este punto se debe establecer un criterio, lo más preciso posible, de evaluación social de proyectos como requisito previo al comienzo del proceso de decisión, especialmente cuando los usuarios pagan por la ampliación.

- Implementación del mecanismo de decisión. Esta cuestión plantea dos interrogantes; por un lado quién o quiénes serán los encargados de tomar la decisión de inversión y por otro lado cómo será la organización interna del grupo de decisión. Este es un aspecto de vital importancia porque implica determinar las reglas internas de los agentes involucrados en la toma de decisiones de inversión (especialmente el sistema de votación).
- Sostenibilidad del negocio de las distribuidoras eléctricas de la Provincia. Para ello es necesario que las empresas obtengan una rentabilidad razonable sobre las inversiones que realicen.

Con respecto al grupo de decisión, el mismo debería estar conformado por los integrantes del FREBA-FITBA, donde se debería incluir también a un representante del gobierno provincial. que actuaría como representante de los intereses de los consumidores. Asimismo, se debería establecer la organización interna del grupo, determinando claramente la forma en que se tomarían las decisiones con la participación del representante público.

En cuanto a la evaluación social del proyecto, cabe aclarar que no resulta de importancia la categoría del proyecto, esto es, si se trata de un proyecto definido para superar una restricción que no permite llegar a la demanda a menor costo o si se trata de una ampliación que además mejora los índices de confiabilidad en la prestación del servicio tanto en término de menores cortes programados como no programados.

Este es el aspecto menos controvertido de la regulación vigente. La “golden rule” resulta ineludible para calcular los costos del sistema. Sin embargo, no aparece claramente incluida en el mecanismo FREBA-FITBA. En este sentido, la evaluación social debería incluir el cálculo del valor de la energía no suministrada. La medición del valor de la energía no suministrada es crucial para realizar comparaciones de proyectos que tengan fuerte impacto en el racionamiento (ampliaciones de calidad), como es el caso del sistema de la Provincia.

La evaluación serviría para ordenar los proyectos desde el punto de vista social, lo que permitiría asegurar que los mejores proyectos elegidos privadamente coincidan con el interés general. Con este ordenamiento el representante de los consumidores podrá asignar fondos a los proyectos propuestos en el FREBA.

En relación al financiamiento, con la implementación del nuevo sistema debería asegurarse que en ningún caso participen en la financiación del proyecto los agentes que resulten perjudicados económicamente con la puesta en marcha del mismo. La recuperación de la inversión se puede lograr con distintas proporciones de los siguientes medios:

- ◆ El uso de la cuenta SALEX, si tiene fondos disponibles para financiar una inversión dentro del corredor que se quiere ampliar
- ◆ Inclusión de tarifas de largo plazo en el costo del servicio pagado por los consumidores
- ◆ El pago por parte de generadores y distribuidores en la medida que se apropien de renta derivada de la ampliación
- ◆ Recupero de los montos invertidos en las revisiones tarifarias

La cuestión queda ahora en el ámbito de la definición de la participación de cada uno de los componentes considerados, específicamente, el problema es cómo definir la participación de los consumidores y los beneficiarios económicos de la ampliación, en el pago el canon. En primer lugar, se debe determinar qué conceptos entrarán en consideración para calcular los beneficios económicos. En este trabajo se estimaron los beneficios de los generadores a partir de la diferencia entre el precio nodal y el costo de generación declarado. Por el lado de las distribuidoras provinciales, se debería estimar su disposición a pagar a través de las penalidades estimadas debidas a restricciones de transporte y por los contratos de generación forzada que no serían necesarios en caso de realizarse las ampliaciones.

## 6 Referencias

- Abdala, M. y A. Chambouleyron, 1998a, “Cómo financiar mejoras y ampliaciones del transporte eléctrico en la Provincia de Buenos Aires”, trabajo preparado para FREBA, mayo.
- Abdala, M. y A. Chambouleyron, 1998b, “Opciones de regulación para mecanismos descentralizados de inversión privada en transmisión eléctrica,” trabajo presentado en la conferencia anual de la AAEP, noviembre.
- Abdala, M., 1998, “Financiación de mejoras y ampliaciones de transporte eléctrico en la Provincia de Buenos Aires”. Trabajo preparado para APEBA, diciembre.
- Abdala, M., 1999, “Decisiones de gobierno en la problemática del transporte eléctrico en la Provincia de Buenos Aires”. Trabajo preparado para APEBA, octubre.
- Diaz Araujo y Asociados, 2000, “dictamen legal sobre los alcances de la obligación de suministro de los distribuidores de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires”, Trabajo preparado para FREBA, marzo.
- Gasparini, L., 1997, “La transmisión de energía eléctrica: Incentivos a la provisión eficiente y a la expansión de capacidad,” mimeo, abril.
- LECG Inc., 1999, “¿Cómo funciona el FITBA?”, trabajo preparado para FREBA, marzo.
- Marcos Rebas y Asociados, 2000, “Abastecimiento de Energía. Obligación. Eximentes,” Trabajo preparado para FREBA, marzo.
- Sigla S.A., 1999, “Ampliaciones de transporte: Diagnóstico de la propuesta de TRANSBA”, trabajo preparado para FREBA, agosto.
- Spiller, P. y M. Abdala, 2000, “Decentralized Investment and Quality Decisions in Common-Pool Networks,” trabajo presentado en la conferencia anual de la AAEP, noviembre.