



UNIVERSIDAD DE SAN ANDRÉS

Seminario del Departamento de Economía

“Opciones de regulación para mecanismos descentralizados de inversión en transmisión eléctrica”

Manuel A. Abdala
(Expectativa)

Martes 18 de agosto de 1998

11:00 hrs

Aula Chica de Planta Baja

Sem.
Eco.
98/13

UNIVERSIDAD DE SAN ANDRÉS
BIBLIOTECA

Opciones de regulación para mecanismos
descentralizados de inversión
en transmisión eléctrica

UdeSA

Manuel Angel Abdala
Expectativa Consultores Económicos

☎ (051) 68-4735/69-7751
✉ Ituzaingó 1291, Córdoba (5000), Argentina
e-mail: expenet@starnet.net.ar

Andrés Chamboleyron
IERAL - Fundación Mediterránea
Universidad Nacional de Córdoba

☎ (051) 726525 / 6325
✉ Juan del Campillo 394, Córdoba (5001), Argentina
e-mail: ieeracba@satlink.com

JEL L94

Universidad de
San Andrés

I. Desafíos para la descentralización en transmisión

Los países que optaron por la introducción de la competencia y la separación vertical en los servicios eléctricos muy pronto entendieron que la organización descentralizada del sistema de transmisión es una tarea compleja. En aquellos lugares donde la reforma eléctrica se impulsó en forma profunda, las políticas en transmisión se instrumentaron para garantizar acceso abierto; para promover precios de peaje justos y eficientes; para proteger derechos de propiedad sobre los activos en transmisión (tanto de los propietarios ya existentes como de los nuevos entrantes al mercado) y para establecer protocolos de uso y elementos de coordinación de la red que aseguren determinadas condiciones de confiabilidad y calidad.

Para las decisiones de inversión en transmisión, la coordinación entre los interesados y el establecimiento de alguna forma de derecho de propiedad son dos elementos cruciales para evitar problemas de *free riding* y de decisiones no óptimas.

Algunos países han confiado la responsabilidad de la inversión en transmisión en los operadores existentes. En Argentina, las ampliaciones pueden ser construidas, operadas y mantenidas por nuevos actores. La idea subyacente de esta política fue la de someter al segmento de la transmisión a mayor competencia. Las empresas de transmisión existentes argumentan en general que no es posible coordinar la operación de una red entre varias firmas. No hay elementos teóricos ni evidencia empírica que sustenten dicho argumento, que parece estar naturalmente dirigido a crear barreras de entrada al sector.

El tema de regulación en transmisión que más desafíos presenta en la actualidad es la coordinación entre los agentes interesados en invertir. ¿Cómo hacer para que en forma descentralizada las decisiones de los privados sean óptimas con respecto a la dimensión (escala), ubicación geográfica y tiempo? Y ¿cómo hacer, a su vez, para que dichas decisiones conlleven a satisfacer los requerimientos de calidad y confiabilidad de la red que tanto el regulador como los usuarios de la red demandan? Si bien no se tienen todas las respuestas para estos interrogantes, se reconoce que en el sector eléctrico argentino, tanto de parte de las instituciones públicas como de las empresas privadas, existe un deseo de encontrar formas de regulación y organización alternativas para las inversiones en transmisión.

En este trabajo se discutirán algunas de estas alternativas que apuntan hacia una mayor descentralización de las decisiones de inversión, y que pueden ser adecuadas para la red radial de alta tensión en Argentina y se presentará una opción basada en un mecanismo descentralizado de selección competitiva de proyectos, diseñado para redes con características malladas, como las de las empresas regionales de transmisión. Previamente, y a modo de recordatorio para el lector no especializado, se sintetizan las reglas actuales de la regulación en transmisión.

II. Cómo está regulada la transmisión en Argentina

II.1 Normativa actual

El sistema principal de alto voltaje es operado bajo concesión por una empresa privada regulada (Transener SA). Otras seis empresas de transporte eléctrico tienen derechos de concesión para operar y mantener activos de transmisión en áreas regionales. La regulación en este segmento está basada en cinco premisas principales:

- a. Derechos exclusivos para la operación de los activos de transmisión existentes.
- b. Prohibición de comprar o vender energía.
- c. Principio de acceso abierto.
- d. Competencia periódica por los derechos de la concesión.
- e. Regulación por incentivos sobre los precios y la calidad.

En el mercado eléctrico mayorista, Argentina puso en funcionamiento un sistema de precios nodales que en forma correcta envía señales de precio de la energía hacia compradores y vendedores.

Para las empresas de transmisión, por su parte, estos precios nodales no tienen relevancia práctica, al menos durante la duración de cada período tarifario (cinco años) ya que el sistema de precios que enfrenta el transportista es un híbrido que tiene elementos de *price cap*, *revenue caps* y cláusulas de incentivos en calidad. El componente principal de ingresos proviene de una suma anual fija cuyo cálculo está basado en el valor esperado de las pérdidas de energía (estimación realizada por Cammesa y sujeta a aprobación del ENRE en cada revisión tarifaria). Desde el punto de vista de la empresa esta suma fija funciona como un *revenue cap* o ingreso tope por el lapso de cinco años. Otros ingresos adicionales provienen de los cargos por conexión (que en forma individual están sujetos a un *price cap*), otros cargos complementarios y eventualmente premios por la alta disponibilidad de las líneas (determinados en forma administrativa). Por el lado de los costos, hay penalidades por indisponibilidad y otros elementos de calidad que hacen al *metier* o riesgo específico de la actividad del transporte.

Los precios nodales varían cuando hay restricciones parciales o totales en la capacidad de transporte. Aparecen entonces los denominados costos o rentas de congestión, calculados como el diferencial en los costos marginales de generación entre las áreas afectadas por las restricciones. Estas rentas de congestión son administradas por la Secretaría de Energía en las denominadas cuentas SALEX. Las empresas transportistas no reciben las rentas de congestión. Consecuentemente, las mismas no están obligadas a realizar ampliaciones con el producido de sus ingresos regulares.

Un mecanismo especial fue diseñado para las inversiones en transmisión. En las normas actuales se observan dos formas básicas para financiar la construcción de nuevas líneas:

- a. Contratos entre partes, celebrados por acuerdos voluntarios entre partes.
- b. Contratos COM (construir, operar y mantener) que están sujetos a aprobación y competencia en un procedimiento de audiencia pública.

En ambos casos existe la necesidad de requerir autorización previa al ENRE, quien evalúa el proyecto de acuerdo a criterios de eficiencia económica.

El mecanismo de contrato entre partes es directo y sencillo, ya que las partes interesadas financian la construcción de una nueva línea y luego la operan y mantienen bajo el mismo sistema de precios e incentivos que las existentes. Este es el mecanismo más práctico para las líneas que conectan usuarios individuales a un nodo particular o para pequeñas coaliciones de usuarios donde las condiciones técnicas y económicas del proyecto hacen que el acuerdo entre partes sea relativamente simple de lograr.

Para inversiones nuevas de mayor envergadura y/o complejidad que involucra el uso de instalaciones comunes entre varios usuarios, el segundo mecanismo aparece como el más apropiado. El mecanismo de contrato COM consiste en lo siguiente:

- a. Un grupo de interesados (generadores, distribuidores, grandes usuarios, o a partir de la Resolución SE 208/98 los mismos transportistas) presenta una iniciativa al ENRE. La iniciativa contiene los detalles del contrato COM con la descripción del proyecto, las evaluaciones de impacto, el canon anual que se necesita para financiarlo y el período de amortización.
- b. El ENRE evalúa el proyecto, el cual debe pasar el requerimiento de que el valor presente neto del costo total de inversión, operación y mantenimiento del sistema con el proyecto sea inferior al valor presente neto de los costos de operación y mantenimiento de los costos del sistema sin proyecto.
- c. A través de un proceso que denominamos "centralizado", el ENRE (con el auxilio de Cammesa) identifica los beneficiarios del proyecto sobre la base del método de áreas de influencia: Un usuario es beneficiario si estando ubicado en un nodo tiene cambios positivos en los flujos eléctricos, atribuibles al nuevo proyecto. Los beneficiarios así identificados serán responsables del pago de un canon anual en concepto de amortización de la inversión. Existe asimismo la posibilidad de vetar el proyecto en audiencia pública (la cual es obligatoria en este mecanismo) si se reúne al menos el apoyo del 30% de los beneficiarios.
- d. Si no se ejerce el derecho de veto, el ENRE llama a competencia abierta para la adjudicación del contrato COM (las ofertas compiten por el canon anual). Se otorga el contrato al menor precio (canon).

Las inversiones realizadas a través del mecanismo de contrato COM pueden a su vez contar con una fuente complementaria de financiamiento: las rentas de congestión históricas acumuladas en la cuenta SALEX. Los proyectos financiados por contratos entre partes no pueden utilizar lo acumulado en las cuentas SALEX,

II.2 Experiencia a la fecha

Los contratos privados han sido utilizados para inversiones pequeñas, mientras que para los procedimientos vía audiencia pública sólo hay dos casos en donde se ha requerido coordinación relevante (en términos económicos) entre varios beneficiarios. La primera se refiere a la solicitud de ampliación de capacitores en la región Comahue (febrero de 1995). Esta iniciativa fue rápidamente aprobada ya que se financió con el producido de la cuenta SALEX, por lo que los problemas de coordinación entre agentes desaparecieron ya que los beneficiarios no tuvieron que determinar cómo costear en forma directa el canon.

La segunda experiencia es la única relevante y se trata de la solicitud de la cuarta línea del Comahue (febrero de 1995). Los principales beneficiarios eran un grupo de siete generadores de la región Comahue que enfrentaban precios locales debido a las restricciones en horas pico. Lo acumulado en la cuenta SALEX sólo alcanzaba para financiar una parte de la ampliación. La primera iniciativa fue presentada por un grupo de cinco generadores. La audiencia pública terminó en un veto por parte de beneficiarios que no estaban de acuerdo con la distribución de costos y que tenían más del 30% de los votos. Con posterioridad a este rechazo se realizaron largas negociaciones dentro del grupo principal de generadores, quienes finalmente presentaron una nueva iniciativa conjunta

(septiembre de 1996). En la nueva audiencia pública, persistieron voces en contra de la distribución de costos calculada por Cammesa con la metodología de áreas de influencia, pero quienes se oponían no contaban con el porcentaje necesario para el veto. El proyecto se aprobó y la consecuente licitación para la adjudicación final del contrato COM fue un éxito en cuanto a la competitividad del precio ofertado para el canon anual.

¿Qué lecciones se pueden recoger de estas experiencias?

- a. El procedimiento de contrato por acuerdo entre partes no otorga ningún tipo de derecho propietario por lo que está latente la amenaza de *free riding*, lo cual frena inversiones. Además este mecanismo tiene un sesgo negativo ante su par de contrato COM, ya que no se pueden utilizar los fondos acumulados en las cuentas SALEX
- b. El mecanismo de contrato COM descansa en una regla administrativa en el elemento institucional más sensible: determina (utilizando una regla errónea basada en flujos eléctricos) la distribución de los costos de inversión entre los supuestos beneficiarios. El resguardo del veto previsto en el mecanismo es insuficiente para evitar resultados injustos o ineficientes.
- c. En el contrato COM, el *free riding* está parcialmente evitado ya que la distribución de costos de capital puede variar a través del tiempo de acuerdo al uso real determinado por los flujos eléctricos en el área de influencia del proyecto. Sin embargo, como este método de flujos no captura todos los efectos precio, cantidad y calidad del mercado, no se puede descartar que pueda ocurrir algún caso de *free riding*.
- d. Tanto la mala asignación de los costos de capital en el procedimiento de contrato COM, como la no entrega de derechos propietarios en la mecánica del acuerdo entre partes, conllevan a decisiones de inversión no óptimas.
- e. Las rentas de congestión son manejadas mediante una regla administrativa, no por decisiones de mercado en donde serían capturadas por los titulares de los derechos propietarios de la línea. Estas reglas son claras, simples y conceptualmente correctas. Lo importante es evitar movimientos discrecionales y oportunistas por parte del gobierno o de los particulares en la aplicación de las mismas.

III. Derechos de transporte como alternativa de regulación en sistemas descentralizados

Dadas las limitaciones de la regulación actual, se presentan algunas de las alternativas bajo estudio en el sector. Primero centramos la atención en tres alternativas que tienen como denominador común la entrega de derechos de transmisión, aunque de diferente naturaleza y alcance. Estas tres alternativas son: derechos negociables de capacidad de transporte -DNCT- basados en la capacidad incremental de la región (Abdala, Arrufat y Torres); derechos negociables de transmisión -DNT- basados en los flujos bilaterales de energía (Bastos); y derechos financieros o contratos de congestión de transmisión -CCT- basados en las rentas de congestión recaudados con posterioridad a la inversión (NERA). Las tres alternativas tienen en común la idea de otorgar una forma de derecho de propiedad para proteger a los inversores.

Cabe señalar que, aunque resulte anti-intuitivo, la existencia de un sistema de derechos de propiedad que proteja a los inversores no necesariamente choca con el principio de acceso abierto. El acceso abierto y despacho eficiente son compatibles con la

existencia de derechos de transporte que, sin otorgar la propiedad física de los activos, sirvan como elemento para la recuperación de las inversiones.

¿Es discriminatorio que un usuario, para acceder a la red, tenga que pagarle al titular de los derechos de una ampliación? No, en absoluto, de la misma manera que no es discriminatorio pagar el cargo por conexión o el cargo fijo por uso de la red existente. Acceso abierto no es sinónimo de acceso gratuito y todo sistema eléctrico que basa su operación y crecimiento en la participación predominante del sector privado, debe proveer reglas de juego que garanticen eficiencia y equidad ante las decisiones de riesgo en el sector. Los derechos de propiedad constituyen una forma válida, aunque no la única, de ejercitar el derecho de exclusión sobre las inversiones en transmisión. Un usuario de la red no podría invocar que el pago del cargo por conexión atenta contra el principio de acceso abierto. De hecho, si se negase a pagarlo, dicho usuario sería penalizado y eventualmente excluido del uso de las instalaciones de transporte. La amortización de las inversiones en ampliaciones (sea a través del pago de un cargo fijo en la tarifa de peaje, un canon, o el ejercicio de un derecho de transporte) tiene tratamiento similar. El no pago conlleva finalmente a la exclusión del sistema. Y con ello no se está violando el principio de acceso abierto.

III.1 Derechos Negociables de Capacidad de Transporte (Abdala, Arrufat, Torres)

En el mecanismo de DNCT, los interesados en la expansión pueden comprar un instrumento financiero, el DNCT, en una subasta pública. Cada DNCT está asociado a un KW de capacidad incremental en la región de la ampliación, en diferentes bandas horarias. Este instrumento le confiere a su titular una forma de derecho propietario que la puede ejercer en forma directa a través de su participación en el despacho sobre la capacidad incremental, o en forma indirecta, a través de la percepción de un alquiler por parte de quien resulte despachado y utilice dicha capacidad.

El mecanismo tiene el atractivo de la auto-revelación de preferencias a través de la subasta. Además se eliminan los incentivos al *free riding* ya que a cada usuario del transporte se le requiere mostrar titularidad (o alquiler) de los DNCT por la porción de la capacidad incremental efectivamente utilizada. El principio de acceso abierto no se vulnera, ya que la posesión de DNCT no altera las decisiones del despacho. Quien no posee DNCT y es llamado a utilizar la capacidad incremental, no se le restringe el despacho, se le solicita el abono de un alquiler por utilizar una inversión que no financió, de una forma similar a lo que se le hubiese requerido en concepto de pago de canon bajo la regulación actual. Para evitar ejercicio monopólico de los titulares de DNCT, el alquiler está ligado al precio del título determinado en la subasta¹.

El mayor inconveniente de este mecanismo se da en redes malladas donde el concepto de capacidad se vuelve más difuso. En una red radial los flujos son prácticamente unidireccionales y es relativamente fácil medir el grado de utilización de la capacidad incremental de cada usuario. En una red mallada donde los flujos siguen direcciones opuestas es difícil determinar en forma precisa la capacidad efectivamente utilizada por cada agente debido a la presencia de fuertes externalidades de red.

III.2 Derechos Negociables de Transporte (Bastos)

¹ Para mayores detalles ver Abdala, Arrufat y Torres (1997).

El segundo mecanismo -DCT- consiste en derechos que se emiten sobre los flujos bilaterales de energía de cada línea de transmisión. Esta es una variante del enfoque anterior, en donde la diferencia radica en que los derechos se emiten sobre los flujos de energía, en lugar de la capacidad incremental. Las mismas limitaciones que el mecanismo de los DNCT están presentes, básicamente, la existencia de externalidades por el fenómeno del *loop-flow* puede impedir el ejercicio de los derechos a sus titulares, consecuentemente afectando el precio de cada derecho y los incentivos para la realización de las inversiones.

Esta propuesta además propone algunos cambios en la legislación vigente. Entre otros propone eliminar el requerimiento de que el proyecto pase la *golden rule* del ENRE, si el proyecto es viable y técnicamente favorable, se realiza. En resumen, esta propuesta es una variante de la de DNCT y presenta sus mismos inconvenientes, a saber: dificultad en definir el grado de utilización de las líneas fundamentalmente cuando hay inversiones destinadas a mejorar la confiabilidad de una línea que presenta un grado de utilización bajo y cuando se está en presencia de redes malladas con flujos a contracorriente.

III.3 Derechos de Congestión (NERA)

Más recientemente, el informe de la consultora NERA (1998) sugirió la emisión de derechos de congestión -CCT- a los propietarios de las líneas, como medio para evitar el *free riding* y para inducir inversiones en capacidad de transporte optimizadas desde el punto de vista social. Un concepto similar, pero a través de la emisión de acciones en vez de derechos, fue pensado para Chile por Corbo, V., Díaz, C.A. y Sánchez, J.M. (1995).

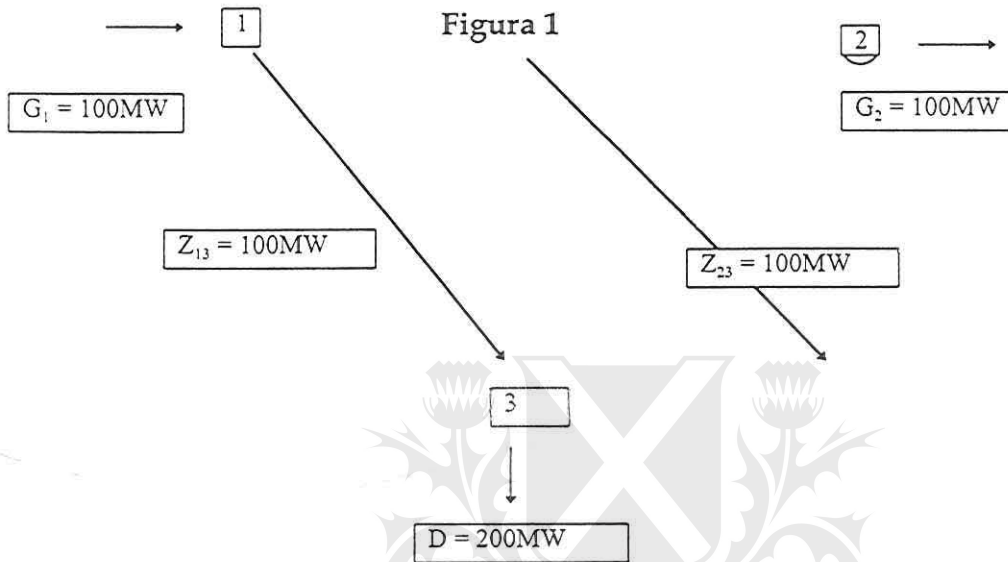
Un CCT del nodo A al nodo B le otorga al usuario del transporte el derecho de recaudar las rentas de congestión asociadas a la transmisión de energía desde A hacia B. En un sistema de precios nodales como el argentino, estas rentas de congestión están expresadas en MWh y son equivalentes al diferencial de precios entre el nodo receptor y el nodo emisor (ignorando las pérdidas óhmicas). Obviamente, este diferencial incluye las rentas de congestión causadas por futuros usuarios de la línea con lo cual se alivia el problema de *free riding*. Aquellos que causan congestión y que no han financiado la línea, generarán rentas de congestión que en lugar de acumularse en las cuentas SALEX irán a los bolsillos de los titulares de CCT, a modo de compensación y como forma de protección de sus inversiones.

Este mecanismo también adolece de los mismos problemas de definición de capacidad y uso asociados a redes malladas. A su vez, con los CCT hay una complicación adicional ya que para ciertos tipos de restricciones de transporte, la distribución de las rentas de congestión entre diferentes caminos eléctricos (*paths*) en una misma área eléctrica puede resultar bastante complicada de realizar.

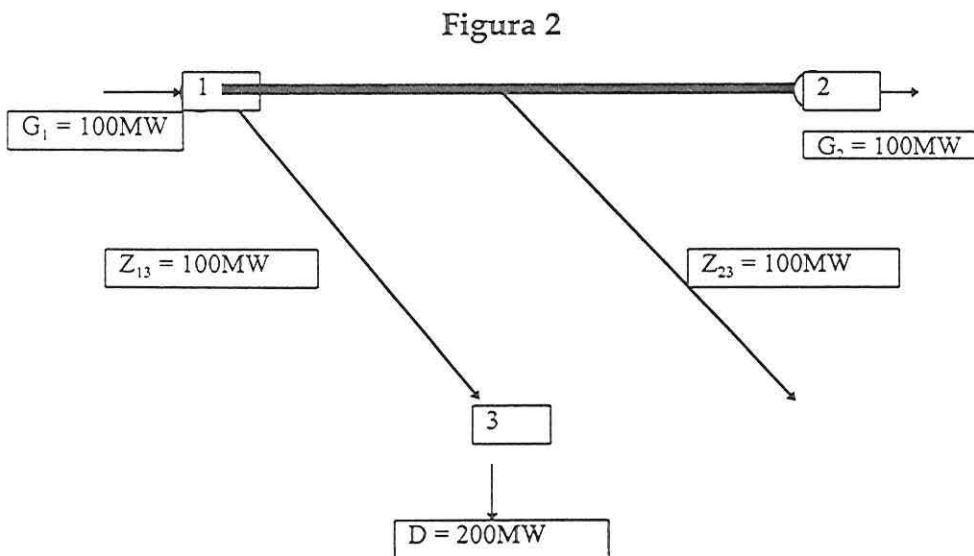
Finalmente, pero aún más importante, lo recaudado en concepto del ejercicio de los derechos de CCT depende del precio *spot* de la electricidad, por lo que su monto está expuesto a los *shocks* externos de este mercado (ej., *shock* de demanda o de oferta, cambio tecnológico, etc.) poniendo un riesgo adicional a las virtudes del CCT como mecanismo de protección de las inversiones del capital privado. Por ejemplo, el arribo de generación barata en regiones diferentes a donde se produce la ampliación, provocaría una caída del precio *spot* que haría que los propietarios de CCT reciban menores rentas de congestión que las anticipadas.

III.4. Limitaciones para la emisión de derechos en redes malladas

En toda red mallada como la que presentan las empresas de transporte eléctrico regional se pueden producir cambios en la dirección del flujo eléctrico que alteran la potencia efectivamente utilizada por los usuarios. Es por esta razón que las propuestas conocidas basadas en emisión de derechos nominales de capacidad se hacen poco prácticas, un ejemplo aclarará el problema



La Figura 1 ilustra 3 nodos (1, 2 y 3) unidos por 2 líneas (1 - 3) y (2 - 3) ambas de igual impedancia. La demanda final D (nodo 3) es de 200 MW que es abastecida por los generadores G_1 (nodo 1) y G_2 (nodo 2) cada uno con 100 MW de potencia. Los flujos de energía por las líneas son $Z_{13} = 100\text{ MW}$ y $Z_{23} = 100\text{ MW}$. Supóngase que para incrementar la confiabilidad del sistema se construye una línea (1 - 2) de igual impedancia a las anteriores que une los generadores G_1 y G_2 . La nueva estructura de la red se ilustra en la figura 2.



Debido a la Ley de Kirchoff los flujos eléctricos se alterarán de la siguiente manera para seguir abasteciendo a la demanda final de 200MW.

$$(1) \quad Z_{12} = 1 / 3 G_1 - 1 / 3 G_2 = 1 / 3 100 \text{ MW} - 1 / 3 100 \text{ MW} = 0 \text{ MW}$$

$$(2) \quad Z_{13} = 2 / 3 G_1 + 1 / 3 G_2 = 2 / 3 100 \text{ MW} + 1 / 3 100 \text{ MW} = 100 \text{ MW}$$

$$(3) \quad Z_{23} = 2 / 3 G_2 + 1 / 3 G_1 = 2 / 3 100 \text{ MW} + 1 / 3 100 \text{ MW} = 100 \text{ MW}$$

Abstrayéndonos por el momento de costos y precios se ve claramente que los flujos eléctricos se restablecen con las magnitudes anteriores a la expansión, G_1 sigue generando 100MW, G_2 sigue generando 100 MW y D sigue consumiendo 200 MW. La gran diferencia es que luego de la instalación de la línea (1 - 2) por esta circula una potencia nominal de cero MW. La pregunta que surge es ¿quién financia la expansión? Y si se emiten derechos de uso de la capacidad incremental ¿a quién se les exige esos derechos y en que cantidad? Si a los potenciales beneficiados se les exige derechos en función de la potencia efectivamente usada por la línea (1 - 2) que es la expansión, se ve claramente que existen problemas prácticos ya que la utilización efectiva de la potencia en la línea (1 - 2), medida por flujo eléctrico, es cero.

IV. Foros regionales: selección descentralizada y competitiva de proyectos

IV.1 Características generales

Con el objetivo de superar las dificultades asociadas con la administración de derechos de transmisión en redes malladas se presenta a continuación una opción de regulación alternativas para coordinar inversiones privadas en transmisión. La idea principal es la de incentivar la coordinación y la protección de las inversiones a través de foros regionales descentralizados que posean ciertos poderes delegados por las autoridades nacionales de regulación (ENRE). Se crean foros regionales (compuesto por los agentes del MEM y miembros afiliados de cada región) en los cuales existen reglas de juego para coordinar las inversiones, y a los cuales se les ha delegado poder efectivo de regulación para su cumplimiento. Las inversiones en estos casos tendrían *status* legal similar al de las ampliaciones por contratos entre partes. El ENRE le delegaría al foro regional las facultades para realizar la evaluación de la "golden rule", aunque se preservaría el mecanismo de audiencia pública (modificado) para dirimir posibles controversias en proyectos, que si bien estén dentro del ámbito regional, puedan tener efectos técnicos y económicos de alcance nacional.

El foro regional debiera poder realizar lo siguiente (sin ser una lista exhaustiva de sus tareas):

1. Actuar como nexo entre sus miembros, entre los cuales seguramente existen fuertes asimetrías de información con respecto a las necesidades, características y potencialidades de los distintos proyectos de ampliaciones. El foro y sus reglas específicas para las inversiones deben propender a la coordinación de las iniciativas presentadas por cualquiera de sus miembros, incluida la transportista regional.

2. Establecer un comité técnico propio capaz de evaluar el impacto técnico, económico y ambientalista de cada proyecto.
3. Conciliar los intereses y promover coaliciones de usuarios para la distribución de los costos de capital de las ampliaciones. Si no se llegase a acuerdos voluntarios, es posible instaurar un mecanismo de selección de proyectos basado en la competencia por la rentabilidad de los mismos, en un proceso de votación económica de los miembros del foro.
4. Establecer procedimientos inteligentes para solicitudes de compensaciones económicas en los casos que un nuevo proyecto impone externalidades negativas a una ampliación existente.
5. Poseer poder para hacer cumplir todas las reglas y normas de regulación emanadas por el consenso entre sus miembros y aquellas delegadas por los organismos de regulación nacional.

El status legal de un proyecto de transmisión iniciado a través de los foros regionales sería idéntico al de un contrato entre partes, con la diferencia de que el foro tiene facultades para coordinar las cuestiones referentes a la financiación del proyecto, y a la autorización eventual de compensaciones económicas entre sus miembros. Otra diferencia con el mecanismo actual de contrato entre partes es que las rentas de congestión de las cuentas SALEX no deberían ser negadas en este ámbito. Por el contrario, el foro debería poder utilizarla una vez presentados y aprobados los proyectos que se generen bajo su órbita.

Cuando un proyecto regional tenga impacto técnico y/o económico sobre otra región entonces se requerirá coordinación inter-regional, la cual puede darse en forma directa entre foros, y de ser necesario, el ENRE puede actuar como mediador de última instancia.

IV.2 Funcionamiento del mecanismo

A continuación desarrollamos una idea práctica de cómo podrían diseñarse un conjunto de reglas (mínimas) para ayudar a coordinar las decisiones de inversión en transmisión regional. En la elaboración de esta idea se partió de dos premisas fundamentales:

- a. Los elevados costos de transacción y la posibilidad de *free riding* en las opciones de regulación actual impiden la coordinación descentralizada entre interesados en la inversión.
- b. Los fondos disponibles para realizar inversiones, en un período determinado (por ej. un año) son escasos para financiar la totalidad de la cartera de proyectos de inversión.

El mecanismo propuesto se basa en una selección competitiva de proyectos de inversión que son financiados por un Fondo fiduciario para Inversiones en Transmisión Regional (FITREG). Este fondo regional contará con aportes de contribuyentes (usuarios del MEM -Mercado Eléctrico Mayorista- de la región) quienes aportarán una cuota parte en función de su tamaño relativo (demanda y oferta de energía) dentro de la región y con

aportes voluntarios de quienes quieran invertir en el Fondo como alternativa de inversión financiera.

Por un acuerdo global entre todos los usuarios del MEM de la región, el universo de mejoras y ampliaciones a realizarse en la provincia (incluida las ampliaciones menores) se canalizarán a través del FITREG. Una vez seleccionados los proyectos provinciales que contarán con financiación del FITREG, se presentarán los mismos al ENRE como solicitud de ampliación dentro de la modalidad de contrato entre partes, con financiación e identificación de beneficiarios ya solucionados a través del mecanismo del FITREG.

¿Cuáles serían los pasos a seguir para la presentación de iniciativas? Las iniciativas con proyectos de mejoras o ampliaciones se presentarán a una Comisión Técnica del FITREG (formada por los mismos involucrados) y luego de un proceso corto de evaluación previa, los proyectos serán rankeados en asamblea de contribuyentes sobre la base de los "votos económicos" de todos los contribuyentes que son presuntos beneficiarios de las mejoras o ampliaciones, en función de su aporte a la rentabilidad del fondo. Los más rentables serán los primeros en realizarse y así sucesivamente. Ningún proyecto cuya rentabilidad esté por debajo de la rentabilidad mínima esperada del fondo (dada por rentabilidad promedio esperada del mercado) podrá ser aprobado y se realizarán tantos proyectos como dinero haya disponible en el fondo al momento de la selección.

En asamblea de contribuyentes (distribuidoras provinciales y municipales - cooperativas-) los miembros del FITREG emiten su "voto económico", es decir, cuánto estarán dispuestos a pagar, en forma de canon anual, para que el proyecto que lo ha señalado como potencial afectado (presuntamente beneficiario) se realice. Cada contribuyente tiene la oportunidad de coordinar acciones con otros contribuyentes que hayan sido señalados como afectados para un mismo proyecto y conoce que su voto económico, además de ser una emisión de un compromiso de pago, influye en el orden de mérito de rentabilidad.

El mecanismo propuesto requiere de un acuerdo explícito del universo de usuarios de la región. A los efectos de coordinar la preparación de iniciativas y de canalizar todas las inversiones en transmisión, incluyendo aquellas tipificadas como ampliaciones menores en la regulación nacional, se requiere de la participación de la transportista regional en lo referente a todas las cuestiones técnicas de coordinación de proyectos (obligación de suministrar la Guía de Referencia), en su rol como ejecutor de proyectos de ampliaciones menores (sobre los cuales tiene prerrogativa como explotador) y opcionalmente como iniciador de proyectos de ampliaciones mayores.

A los ojos de la regulación nacional, este acuerdo explícito entre los usuarios de la red regional, debe ser interpretado como un paso previo colectivo para la realización de una ampliación bajo la modalidad de contrato entre partes. Esto es así ya que son las partes interesadas quienes motivadas por un interés común se ponen de acuerdo (a través del mecanismo del FITREG) y están dispuestas a realizar la inversión y financiarla a través de un contrato COM con quien se adjudique el proyecto de ampliación.

IV.3 Aportes al FITREG

Como su nombre lo indica el FITREG será un fondo cuyo destino exclusivo será el de financiar inversiones en ampliaciones de la capacidad de transporte eléctrico regional. El administrador del FITREG estará autorizado a invertir los fondos remanentes (aquellos que no se han usado para inversiones en transporte) en instrumentos financieros de

liquidez suficiente que generen una rentabilidad esperada igual o superior a la mínima establecida por las partes integrantes del FITREG.

Los contribuyentes podrían realizar tres clases de aportes al FITREG, a saber:

- a) Cuotas obligatorias
- b) Aportes esporádicos voluntarios
- c) Canon por las ofertas realizadas en la selección competitiva de proyectos

Las *cuotas obligatorias* se decidirán por simple mayoría de votos entre la totalidad de los contribuyentes del fondo. La decisión sobre el monto global a aportar será función de la disponibilidad y capacidad de ahorro de los usuarios y de la información básica sobre las necesidades de inversión, dato que normalmente proviene de la Guía de Referencia del Transporte de las transportistas regionales, sumado a la información propia que pueden suministrar los usuarios de la red regional. Una vez definido el monto global, se propone que los aportes obligatorios sean proporcional al tamaño relativo (MWh demandados y ofertados en la región) dentro de las transacciones totales eléctricas de la provincia. Este porcentaje a su vez definirá la tenencia inicial de cuotas parte en el FITREG. La frecuencia de los aportes se decidirá en función de la magnitud y la cantidad de proyectos de inversión presentados. En principio se propone que estos aportes tengan una periodicidad anual.

Los *aportes voluntarios* provendrían de aquellos contribuyentes con excedentes financieros que vean al FITREG como una buena alternativa de inversión que satisfaga sus expectativas de riesgo y rendimiento. Estos aportes podrían realizarse en cualquier momento e incrementarán la cuota parte del contribuyente que los realiza en el FITREG.

El *canon* es la tercera clase de aportes al FITREG y proviene de las cuotas del repago de la inversión por parte de los beneficiarios de la misma. Esta cuota tendría dos componentes: el costo de la inversión que va a recuperar el monto original del fondo y el beneficio o rentabilidad por encima del costo del proyecto que el beneficiario aporta al fondo para lograr que su proyecto salga seleccionado en la votación. Nótese que este aporte de rentabilidad contribuye a la rentabilidad global del FITREG y además retorna parcialmente al contribuyente en forma de intereses devengados por el mismo. El pago del canon no modifica la tenencia de cuotas parte de ningún miembro de FITREG porque su objetivo es recuperar el capital invertido en proyectos.

IV.4 Selección de proyectos

Cualquier agente del mercado eléctrico regional puede presentar un proyecto de inversión sea contribuyente o no al FITREG. El costo de preparación y evaluación técnica del proyecto corren a cargo del iniciador. Este deberá identificar a los potenciales beneficiarios del proyecto e invitarlos a participar en el proceso de selección. Una vez determinado el monto global disponible en el FITREG para financiar expansiones (producto de los aportes obligatorios y voluntarios) se llama a una asamblea de contribuyentes del FITREG para proceder a seleccionar los proyectos a realizarse en el corriente año. De cada proyecto se informará, con 60 días de antelación a la fecha de la asamblea, las siguientes características:

- a) *Especificación técnica*
- b) *Costo aproximado de construcción*

- c) *Cantidad e identificación de los usuarios afectados por el proyecto, naturaleza y magnitud del cambio.*
- d) *Impacto ambiental*
- e) *Demás requisitos establecidos en el Art. 9, Título II del Anexo 16 de los Procedimientos.*

Con respecto a la naturaleza y magnitud del cambio a experimentar por cada distribuidora involucrada se deberá indicar, como mínimo:

- a) *variación de la capacidad*
- b) *variación de la tensión*
- c) *variación de la potencia reactiva*
- d) *variación en la confiabilidad*
- e) *variación en los factores de nodo y*
- f) *variación en los factores de adaptación*

Los procesos a seguir para la aprobación de un proyecto están diagramados en la figura 1. Si hay objeciones a un proyecto, el Comité Técnico evalúa la razonabilidad de las mismas y produce un dictamen sobre la necesidad o no de establecer algún tipo de compensación, y eventualmente, de su magnitud.

La justificación de las compensaciones por presuntos perjuicios reside en que es probable que inversiones que se realicen en el futuro puedan afectar negativamente a proyectos hechos en el pasado. Dada la imposibilidad de prever la naturaleza de los proyectos a realizarse en el futuro se produce un problema de *inconsistencia temporal*. Sin embargo, y para desalentar comportamientos de tipo oportunista, la especificación técnica de la naturaleza y magnitud del daño quedará a cargo del interesado quien además deberá abonar una tasa de solicitud de compensación equivalente al 15% del monto compensatorio solicitado. Esta tasa *será no reintegrable*, es decir se abonará se acepte o no la solicitud de compensación. Finalmente, de darse curso a la solicitud, el monto compensatorio se basará *en el daño potencial* evaluado *ex-ante* y no en el daño real *ex-post* y se abonará al damnificado a través del concepto del canon.

Por último, cualquier contribuyente al fondo previendo contingencias adversas a la selección de su proyecto podrá aumentar su cuota parte en el fondo para aumentar la probabilidad de que su proyecto salga seleccionado en la votación (al aumentar la cantidad disponible de fondos). Nótese que este aporte extra alterará los porcentajes de participación de todos los contribuyentes al FITREG y que además esta modificación se deberá hacer antes de la votación para la selección de proyectos. La modificación de cuotas parte mediante aportes voluntarios sólo podrá realizarse con anterioridad a la fecha de presentación de iniciativas. En ningún caso podrán realizarse con posterioridad a la finalización de la votación.

¿Cómo es el mecanismo de votación en la asamblea de contribuyentes? Aquí se visualizan al menos dos opciones. En la opción 1, la votación es individual, es decir, aquellos contribuyentes del FITREG directamente afectados en cada uno de los proyectos ofrecen el canon a pagar por cada proyecto. En esta opción, cada contribuyente posee un "voto económico" por proyecto, y vota en aquellos proyectos en los que está afectado y decide voluntariamente participar. Se recomienda no obstante que los beneficiarios de un proyecto coordinen (y eventualmente se pongan de acuerdo) antes de la votación en el monto del canon a ofrecer. En esta opción, para cada proyecto habrá que sumar los votos

individuales de cada potencial beneficiario que decidió participar en la votación, a los fines de establecer el orden de mérito de los proyectos.

En la opción 2, las decisiones de votación son "colegiadas". Esta forma colegiada de votación podría a su vez materializarse a través de dos variantes. En la primera variante se agrupan todos los potenciales beneficiarios por proyecto. En vez de emitir un voto económico individual, los beneficiarios se ponen de acuerdo con anterioridad a la asamblea y ofrecen un voto económico colectivo, como grupo de beneficiarios. De esta forma habría tantos votos como proyectos y no es necesario sumar votos individuales, ya que los beneficiarios individuales se pusieron de acuerdo con antelación. Este esquema tiene la ventaja que la votación en asamblea y la confección del orden de mérito es más sencilla y directa, aunque posee la desventaja de restringir la libertad individual sobre el voto económico, sobre todo en aquellos casos donde resulta difícil ponerse de acuerdo en forma colectiva.

Las ofertas de canon se realizarán para un período de repago normalizado para todos los proyectos en 10 años. La votación se hará a sobre cerrado y sin segunda vuelta. Únicamente en caso de un empate entre dos proyectos (rentabilidades unitarias que difieran en menos de un 5% entre sí) y con disponibilidad de fondos para uno sólo de ellos, se autorizará un repechaje. Esta segunda vuelta de desempate, no obstante, se realizará para todos los proyectos, no solamente para los dos empatados, ya que como producto del desempate se puede alterar el orden de mérito de otros proyectos.

En todos los casos se requerirá de una garantía de cumplimiento de las ofertas de hasta un 5% del valor del canon. Adicionalmente, aquellos contribuyentes que no cumplieren con el pago del canon a lo largo de los 10 años serán susceptibles de penalidades a establecerse, posiblemente dentro y fuera del ámbito del FITREG. Esta es una condición necesaria para garantizar la seriedad del funcionamiento de este mecanismo de financiación.

Una vez finalizada la votación se hace un listado de los proyectos en orden decreciente de rentabilidad unitaria (rendimiento del canon por cada peso estimado de inversión) y se seleccionan los proyectos más rentables hasta que el capital acumulado en el FITREG se agote. Todo proyecto con una rentabilidad superior a la mínima y siempre y cuando el capital acumulado en el FITREG lo permita, se realiza. La rentabilidad unitaria de cada proyecto se calculará de la siguiente manera, sobre la base de las ofertas de canon:

$$(1) \quad RU_i = 100 * [(I_i + B_i) - I_i] / I_i = 100 * (B_i / I_i)$$

Donde: RU_i = rentabilidad unitaria del proyecto i en %
 I_i = costo estimado de construcción del proyecto
 B_i = beneficio o rentabilidad ofertada por el proyecto

Si el proyecto de inversión se amortiza en 10 años, (2) ilustra el monto anual del canon a pagar, afectado a un factor de descuento (δ) estándar para todos los proyectos:

$$(2) \quad C_i = (I_i + B_i) / 10 * \delta$$

Obsérvese el incentivo que ofrece el mecanismo para identificar a los beneficiarios directos de la expansión y para que éstos revelen sus beneficios a través del pago del canon. En primer lugar, el iniciador del proyecto tiene el incentivo a identificar a todos los

beneficiarios y a convencerlos que contribuyan a pagar el canon, de lo contrario el proyecto corre el riesgo de no realizarse porque cae en el orden de prioridad al caer su rentabilidad relativa. Además existe un incentivo a ofrecer un canon coherente con la disposición a pagar del beneficiario del proyecto para asegurarse de que el mismo se realice lo antes posible ya que de lo contrario, o no se realiza, o se pospone hasta que el FITREG recupere su capacidad de financiamiento.

IV.5 Selección de contratos COM

Una vez determinada la lista con los proyectos que fueron aprobados en la votación, se llamará a una licitación competitiva para la adjudicación del contrato COM con la misma modalidad de los procedimientos actuales a nivel nacional con la excepción de que al haber un monto máximo a gastar dado por el capital acumulado en el FITREG hay un tope a lo que se puede gastar en cada proyecto. La excepción de llamado a licitación competitiva para adjudicación del contrato COM vendría dada por las ampliaciones menores, donde la transportista regional tendría la prerrogativa de adjudicación directa de dicho contrato.

Si el costo de construcción de la mejor oferta competitiva de contrato COM resulta menor al valor de la inversión de referencia sobre la cual basaron sus ofertas de canon los beneficiarios, el ahorro en el componente de costos de inversión (no así la del componente rentabilidad) vuelve al FITREG liberando recursos para realizar proyectos que quedaron postergados. Este mecanismo obliga a los beneficiarios a hacer un cálculo preciso del valor real de los beneficios y del canon. Si por el contrario el costo de construcción de la mejor oferta de contrato COM resulta mayor al valor estimado de la inversión (por un error de estimación acerca del costo del proyecto) se invitará a los beneficiarios para decidir si están dispuestos a aportar las diferencias en el costo de capital. En caso positivo, éstos deberán financiar en forma directa la diferencia en el costo de inversión, mientras que el componente de rentabilidad al FITREG permanece inalterado a los valores ofertados en la asamblea. En caso negativo, el proyecto no se realiza y los fondos comprometidos al mismo se reintegran al FITREG.

En todos los casos el FITREG desembolsará los fondos al titular del contrato COM una vez finalizada la construcción.

Se sugiere asimismo que los eventuales fondos acumulados en las cuentas SALEX que sean atribuibles a congestiones ocurridas en la región, puedan ser asignadas a complementar la financiación de las ampliaciones realizadas por el mecanismo del FITREG. Actualmente, la autorización de asignación rige solamente para las ampliaciones bajo la modalidad del concurso público. Dado que de lograrse el acuerdo global entre todos los agentes eléctricos de la región todas las ampliaciones y mejoras se canalizarían dentro del mecanismo del FITREG, la asignación de la SALEX debería integrarse al FITREG, el cual los podría recibir bajo dos modalidades alternativas:

- a) Como "aporte voluntario no nominado" pasando a integrar la masa de fondos disponibles de inversión, sin alterar las cuotas partes de los contribuyentes.
- b) Como "aporte parcial de canon" para el o los proyectos específicos que demuestren la eliminación de las restricciones que causan precios locales. En este caso, esto provocaría un alivio financiero para los directamente afectados a

este proyecto (lo cual es justo ya que sufrieron las consecuencias de los precios locales) ya que disminuye la oferta de canon que los beneficiarios deben votar.

De las dos alternativas se sugiere la instrumentación de la segunda debido a que responde con mayor precisión a los requerimientos de la Secretaría de Energía para la asignación de estos fondos y a su vez porque es más equitativa.



Universidad de
San Andrés



Universidad de
San Andrés

UNIVERSIDAD DE SAN ANDRES
BIBLIOTECA

IV.6 Ejemplo hipotético

En el siguiente ejemplo hipotético (caso de la Provincia de Buenos Aires) se ilustra un caso de selección de tres proyectos sobre un universo de cuatro proyectos presentados a la asamblea de contribuyentes al FITREG. La modalidad del ejemplo se encuadra dentro de la opción dos de los mecanismos de votación (voto colegiado por grupo de beneficiarios).

Los beneficiarios son tres distribuidoras provinciales (EDEA, EDEN y EDES) y dos grupos de distribuidoras municipales (cooperativas) COOP1 y COOP2. El FITREG posee acumulado 10 millones de pesos que han sido recaudados a través de las cuotas parte de los contribuyentes obligatorios (columna 2) en base a la participación de cada uno en la demanda global (columna 1). La columna (3) muestra el costo de los proyectos presentados totalizando un monto de \$11.200.000. El valor presente neto del canon ofertado por los "auto-identificados" como beneficiarios (columna 4) suma un total de \$13.160.000. El canon ofrecido por cada beneficiario (ya ajustado por factor de descuento) se ilustra en la columna (5) y la rentabilidad unitaria de cada proyecto, el componente del canon que es devolución de principal y el pago de intereses se ilustran en las columnas (6), (7) y (8).

Puede verse que si se toma una tasa de rentabilidad de corte del 12%, el proyecto presentado por EDEN no se realiza pero el aporte que hizo la empresa al fondo (\$4.500.000) permanece en el FITREG y sigue generando intereses. Los otros tres proyectos se realizan a un costo estimado de \$6.700.000 (\$11.200.000 - \$4.500.000). Al finalizar el primer año cada contribuyente va a experimentar un flujo neto de fondos que está dado por la columna (11). Éste tiene 3 componentes, el primero es el canon que el contribuyente se comprometió a pagar si su obra era seleccionada (columna 5), además recibe un pago de intereses generados por los beneficios de todos los proyectos (el monto B por encima del necesario I para reponer los fondos originales del FITREG luego de pagar las obras al contado) y por último recibe otro monto igual al interés generado por el costo del proyecto no seleccionado (EDEN) que permaneció en el FITREG y produjo 12% de intereses sobre el monto original (\$4.500.000). Nótese que los intereses se reparten en proporción a las cuotas parte. El saldo neto de estos tres componentes está en la columna (11). Se ve que algunos reciben dinero (EDEN y los dos grupos de distribuidoras municipales (cooperativas)) ya que el primero no realizó la obra pero puso dinero que está recuperando con intereses y los otros porque el monto de los proyectos era bajo (\$600.000 y \$100.000 respectivamente) y se están beneficiando con la rentabilidad de los demás proyectos. Al año siguiente se repite el mecanismo hasta que se hagan nuevos aportes o se decida construir otro proyecto.

Figura 2: Ejemplo del mecanismo de selección competitiva de proyectos a través del FITREG

Beneficiarios: 3 distribuidoras provinciales y 2 grupos de distribuidoras municipales (cooperativas)

Capital FITREG: \$10.000.000

Período de amortización (años): 10

Situación inicial al momento de la votación

Beneficiarios	Cuota parte (% demanda) (1)	Aporte (2)=(1)*10 mill (\$)	Costo de proyectos (3) (\$)	Costo + beneficios (4) (\$)	Oferta de pago de canon (5)=(4)/10 (\$)	Rentabilidad unitaria (6)=(4)-(3)/3 (%)	Devolución principal (7)=(3)/10 (\$)	Pago de intereses (8)=(4)-(3)/10 (\$)
EDEA	24%	(2.430.000)	5.000.000	6.000.000	(600.000)	20%	(500.000)	(100.000)
EDEN	36%	(3.570.000)	4.500.000	4.700.000	(470.000)	4%	(no se hace)	(no se hace)
EDES	9%	(850.000)	1.000.000	1.500.000	(150.000)	50%	(100.000)	(50.000)
COOP1	11%	(1.100.000)	600.000	800.000	(80.000)	33%	(60.000)	(20.000)
COOP2	20%	(2.000.000)	100.000	160.000	(16.000)	60%	(10.000)	(6.000)
TOTAL	100%	(10.000.000)	11.200.000	13.160.000	(1.316.000)		(670.000)	(176.000)

Resultados a fin del año 1

Beneficiarios	Cuota parte (1)	Aporte (2) (\$)	Pago de canon (5) (\$)	Interés por beneficios (9)=total=(8)*(1) (\$)	Interés por proyecto (10)=4,5m*0,12*(1) (\$)	Flujo neto (11)=(10)+(9)+(5) (\$)
EDEA	24%	(2.430.000)	(600.000)	42.768,00	131.220	(426.012)
EDEN	36%	(3.570.000)	-	62.832,00	192.780	255.612
EDES	9%	(850.000)	(150.000)	14.960,00	45.900	(89.140)
COOP1	11%	(1.100.000)	(80.000)	19.360,00	59.400	(1.240)
COOP2	20%	(2.000.000)	(16.000)	35.200,00	108.000	127.200
TOTAL	100%	(10.000.000)	(846.000)	175.120	537.300	(133.580)

Resultados a fin del año 2

EDEA	24%	-	(600.000)	42.768,00	131.220	(426.012)
EDEN	36%	-	-	62.832,00	192.780	255.612
EDES	9%	-	(150.000)	14.960,00	45.900	(89.140)
COOP1	11%	-	(80.000)	19.360,00	59.400	(1.240)
COOP2	20%	-	(16.000)	35.200,00	108.000	127.200
TOTAL	100%	-	(846.000)	175.120	537.300	(133.580)

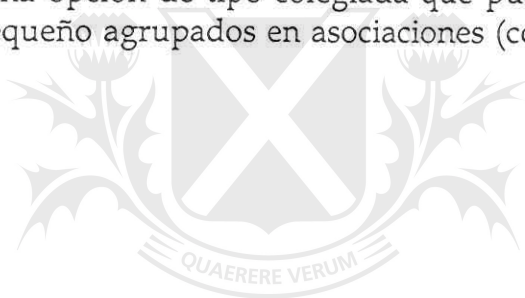
V. Ventajas de la propuesta de foros regionales descentralizados

A modo de conclusión se resaltan las 10 principales ventajas del mecanismo propuesto:

1. Se soluciona el problema de la identificación de los beneficiarios porque los mismos deben expresar preferencias a través de su "voto económico". Aquel proyecto que no consiga una cantidad suficiente de inversores (beneficiarios) no se hace, lo que motiva que sean los mismos beneficiarios los que tienen el incentivo a revelar sus beneficios para que el proyecto se realice.
2. Las inversiones están protegidas contra proyectos futuros que puedan ir en desmedro de la capacidad o calidad de un proyecto aprobado por el FITREG. Esta protección se materializa mediante la facultad de solicitud de compensaciones con anterioridad a la instancia de votación en la asamblea, para el caso de conflictos entre pares (contribuyentes), evitando así *free riding* intertemporal.
3. El mecanismo es equitativo ya que asegura que todo contribuyente al fondo, aún cuando ningún proyecto lo afecte en forma directa, va a recibir una rentabilidad que como mínimo será igual a la rentabilidad del mercado y como máximo la que resulte del retorno de los mejores proyectos provinciales de inversión de transmisión que hayan sido seleccionados.
4. El carácter de fondo fiduciario asegura transparencia a todos los contribuyentes, asegurando que el dinero depositado en el fondo sólo puede ser utilizado para el objetivo para el cual fue creado.
5. La modalidad de los distintos aportes al FITREG permite a todos sus contribuyentes realizar una adecuada contabilización de los mismos como partidas de inversión (ya sea de tipo financiera como de activos fijos ligados a la actividad principal).
6. La competencia por la selección de proyectos genera incentivos a revelar fehacientemente la disponibilidad a pagar por parte de los beneficiados: mientras más urgente sea la realización del proyecto, más dinero ofrecerán los interesados, mayor será la rentabilidad del proyecto y mayor la probabilidad de hacerlo.
7. Se genera el incentivo a que el iniciador del proyecto identifique a los potenciales beneficiarios y los convoque a participar de la inversión. De esta forma se descentraliza la identificación, a diferencia del procedimiento actual de ampliaciones por concurso público.
8. No es necesario identificar flujos de corriente o potencia efectivamente utilizada, ni hacer simulaciones de flujos para distintos escenarios de consumo ni

proyecciones de demanda que determinen obligaciones de pago a los potenciales beneficiarios, con el abultado margen de error que puede existir en estos casos. Esta información además de ser muy engorrosa de obtener es irrelevante para el mecanismo propuesto. Son los beneficiarios directos los que pagan por la inversión y el uso que le den estará internalizado en el precio que ofrezcan pagar por la inversión.

9. El método es completamente descentralizado, no hay ningún ente que calcule áreas de influencia, pérdidas resistivas, que emita derechos o que verifique utilización de la expansión *ex-post*, no hay accionistas ni rentas por congestión para repartir ni *golden rule* que pasar, todo es absolutamente transparente y todas las diferencias se dirimen en una votación pública y abierta sin fórmulas *ad-hoc* de ningún tipo.
10. Se promueve la información para la toma de decisiones ya que el mecanismo de votación en la asamblea facilita e incentiva la coordinación entre agentes. Se proporciona además una opción de tipo colegiada que puede ser útil para los usuarios de tamaño pequeño agrupados en asociaciones (cooperativas, grandes usuarios, etc.).



Universidad de
San Andrés

VI. Referencias bibliográficas

- Abdala, M. A., Arrufat, J.L. y Torres, C. "Subasta de Derechos Negociables de Capacidad: Un Mecanismo de Mercado para Asignar Derechos Propietarios en Inversiones de Transmisión Eléctrica". *Estudios* 80. Marzo 1997.
- Abdala, M.A., Arrufat, J.L. y Neder, E. "Los Precios Locales en el Mercado Eléctrico Mayorista". *XXXI Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política*. Salta: Noviembre 1996.
- Bastos, C.M. "Clave de la Transmisión" Presentación realizada en el seminario de Expectativa sobre "Transmisión y Mercado Eléctrico: Cómo Armonizar Regulación y Competencia". Córdoba, Abril 1998.
- Bastos, C.M. y Abdala, M.A. "La Transformación del Sector Eléctrico Argentino." Editorial Antártica. Santiago: 1993.
- Bushnell, J. y Stoft S. "Improving private incentives for electric grid investment." *Resource and energy economics*. Vol 19, 1997.
- Contreras J., Klush M. y Shehory O. "Coalition formation in a power transmission planning environment". Mimeo, 1997.
- Contreras J. "A cooperative theory game approach to transmission planning in power system". *Doctoral dissertation*. University of California, Berkeley. 1997
- Corbo, V., Díaz, C.A. y Sánchez, J.M. "Análisis crítico al proyecto de reglamento de la Comisión Nacional de Energía referente a la Ley General de Servicios Eléctricos". Santiago de Chile: Junio 1995.
- Chao, H. y Peck, S. "A market mechanism for electric power transmission". *Journal of Regulatory Economics*, Volume 10, n° 1, July 1996.
- Charun R., Morande L., "Transmisión - Generación eléctrica: la experiencia internacional y el caso chileno". *Programa de postgrado en economía*. Ilades / Georgetown University. Agosto 1996
- Hogan W. "A market power model with strategic interaction in electricity networks". *The Energy Journal*. Vol. 18, 1997.

- NERA, "Analysis of the Reform of the Argentine Power Sector: Final Report"
Reporte final a la Secretaría de Energía. Enero de 1998.
- Oren, S. "Passive Transmission Rights Will Not Do the Job" *The Electricity Journal*. Junio 1997.
- Oren, S. "Preemption of TCCs and deadweight loss in centrally dispatched electricity system with competitive generation". Mimeo, 1996.
- Oren, S., Spiller P., Varaiya P. y Wu F. "Nodal Prices and transmission rights: a critical appraisal". Mimeo, December 1994.
- Pérez Arriaga, J., Rudnick H. y Stadlind W. "International power system transmission open access experience". *Transactions on power systems IEEE*. Vol 10, February 1995.
- Stoft, S. "How financial transmission rights curb market power". Mimeo, 1997
- Tabors R. "Market-Based capacity reservation & pricing: developing a primary auction and secondary market for transmission rights". Mimeo, September, 1996.
- Torres, C. "Regulatory schemes and investment behavior in transmission of electricity: the case of Argentina". *Revista de análisis económico*. Vol 10, November, 1995.
- Wu F., Varaiya P., Spiller P. y Oren S. "Folk theorems on transmission access: proofs and counterexamples". Mimeo, October, 1994.