

*Enrique A. Bour - Carlos Carman*



*Cables Sueltos*

*Una Comedia sobre la Transmisión eléctrica en la Provincia de  
Buenos Aires (A.A.E.P., 2003)*

(Extraído de [http://ebour.com.ar/pdfs/AAEP\\_Transba.pdf](http://ebour.com.ar/pdfs/AAEP_Transba.pdf))

## ***PERSONAJES***



***MINISTRO ..... MINISTRO DE INFRAESTRUCTURA  
DE LA NACION***

***SECRETARIO DE ENERGIA .....SECRETARIO DE ENERGIA DE  
LA NACION***

***ASESOR ..... ASESOR DE GABINETE DEL SECRETARIO  
DE ENERGIA***

***CECILIA .....SECRETARIA PRIVADA  
DEL MINISTRO***

***La acción se desarrolla en el despacho del Ministro, oficina  
amplia con un mueble imponente al centro, a saber el  
escritorio del Ministro. A la derecha, sillones rodeando una  
mesita baja.***

**ESCENA PRIMERA**  
**El Ministro y Cecilia**

*El Ministro está sentado frente a su escritorio, sobre el que se encuentran dispersos ejemplares de varios diarios de la capital. En la portada de uno de ellos puede leerse "RIESGO DEL SISTEMA ELECTRICO – PODRIAN ENFRENTARSE NUEVOS CORTES EN LOS PROXIMOS MESES ANTE EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA". En otro diario aparece, en primera plana, la fotografía de grupos de vecinos en la ciudad de Mar del Plata, gesticulando en forma ofuscada por los cortes de energía eléctrica sufridos durante la última semana. El Ministro aparece deprimido. Se pone de pie y empieza a caminar por su oficina, como tratando de encontrar una pista para resolver el problema que enfrenta. Se dirige hacia un mapa que cuelga al costado de su escritorio, sobre una pared revestida de madera de color oscuro. El mapa corresponde a la provincia de Buenos Aires. En él aparecen señaladas las ciudades principales de la Provincia y, con trazo grueso, las líneas de alta tensión que conforman la red de transporte de electricidad en el ámbito de esa Provincia. El Ministro observa con detenimiento la zona que rodea a la ciudad de Mar del Plata. Luego retorna a su escritorio, donde relee algunos informes recientes sobre la situación.*

*MINISTRO.- No entiendo. La semana pasada teníamos todo controlado y ahora resulta que el sistema está colapsando. ¡Cecilia!*

*CECILIA (entrando por la puerta lateral a la izquierda de su despacho).- Sí, señor ¿qué desea?*

*MINISTRO.- Llame urgente al Secretario de Energía, que venga a mi despacho.*

*CECILIA.- Enseguida, señor. (Sale)*

*MINISTRO (buscando entre la montaña de papeles que hay sobre su escritorio, encuentra finalmente un documento encuadernado, en cuyo frente se lee TRANSBA).- ¡Ah, aquí lo tengo! Veamos... (lee en voz alta) "Marco Regulatorio... segmentación vertical... Mercado Eléctrico Mayorista. A él concurren libremente los generadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios de energía. La Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, o CAMMESA, es responsable de la programación y la operación del despacho de cargas... El nuevo sistema ha facilitado un crecimiento considerable del número de agentes y operadores del mercado, así como también la incorporación de modernas tecnologías, una mejora significativa en la calidad del servicio, en la eficiencia del sector y el desarrollo de una rica ingeniería contractual que complementó las operaciones cursadas en el mercado spot o de contado." ¡Irónico! Me gustaría saber qué escribirían hoy al leer las noticias de ayer. A ver... ¿dónde está el párrafo sobre la privatización? Aquí está: "A efectos de privatizar ESEBA, prestataria del servicio eléctrico, la provincia de Buenos Aires procedió también a la elaboración de un Marco Regulatorio similar al Nacional y a la separación de las actividades de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica. A partir de 1997, TRANSBA S.A. se convirtió en concesionaria del transporte de electricidad en la provincia, asumiendo la responsabilidad de la operación y el mantenimiento de la red de 132 kV, algunas instalaciones de 66 y 220 kV, exceptuando las redes de la zona próxima a la ciudad de Buenos Aires que ya estaban concesionadas a EDENOR S.A., EDESUR S.A. y EDELAP S.A. TRANSBA es propietaria de 76 estaciones transformadoras con una capacidad de transformación de 4473 MVA, así como también de 5900 km de líneas de transmisión (220 KV, 132 KV y 66 KV) y de 473 puntos de conexión. Estas líneas abastecen una demanda de 9800 GWh/año con una potencia estimada de 1600 MW. Los principales equipos generadores conectados directamente al*

*sistema de transmisión son las centrales termoeléctricas Luis Piedrabuena, Necochea, Mar del Plata, San Nicolás, Villa Gesell y Mar de Ajó, que totalizan unos 1000 MW. Otros importantes generadores térmicos y nucleares de la Provincia están directamente conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)." Ajá, aquí están los datos sobre la concesión: "95 años... primer período de gestión de 15 años y subsiguientes de 10 para actuar dentro de la Región Eléctrica Buenos Aires... El transporte es un servicio público que involucra el mantenimiento y la operación de las instalaciones existentes al momento de la concesión, así como también de las ampliaciones incorporadas con posterioridad... Por la prestación de sus servicios percibe cargos regulados integrados por un ingreso por conexión, que percibe por operar y mantener todo el equipamiento de conexión, dedicado a vincular a sus usuarios con el sistema de transporte; otro ingreso por operar y mantener el equipamiento dedicado a vincular entre sí los nodos del sistema de transporte; y un ingreso por las pérdidas de transporte (igual a la diferencia entre el valor de la energía recibida en el nodo receptor y el de la suministrada en el nodo emisor)... Nivel de calidad contractualmente establecido... si no se logra, TRANSBA es penalizada a favor de los usuarios afectados... La concesión de TRANSBA fue ganada por TRANSENER en la correspondiente licitación." ¿No es TRANSENER la misma que era concesionaria del SIN?*

*CECILIA (por el intercomunicador).- Señor, ha llegado el Secretario. ¿Lo hago pasar?*

*MINISTRO (contestando por el intercomunicador).- Sí, que venga.*

**ESCENA SEGUNDA**  
**El Ministro y el Secretario de Energía**

*SECRETARIO DE ENERGIA (entrando al despacho).- Buenos días, ¿cómo te va?*

*MINISTRO.- ¿Qué querés que te diga? Mal, che. ¿Cómo es posible que con todo el trabajo fino que se ha realizado en el sistema eléctrico tengamos ahora una catástrofe de estas dimensiones? ¿Qué se hizo mal?*

*SECRETARIO DE ENERGIA.- Justamente estaba pensando en los problemas que hay en la Provincia, fijáte que el tema de la transmisión eléctrica es uno de los más complejos de un sistema eléctrico. Recibí ayer un libro que acaba de salir en Estados Unidos sobre la complejidad técnica que plantea y que todavía no está totalmente resuelta. En el fondo, el problema es que no ha existido suficiente inversión en el segmento de la transmisión; como el sistema de transmisión tiene economías de escala parece que los proyectos de inversión pueden tener rentabilidad y sin embargo no encontrar eco en el sector privado. Te comento que la gente de la Provincia ya está tomando cartas en el asunto, porque las distribuidoras y cooperativas han conformado hacia fines de 1999 un organismo regional, el FREBA (por Foro Regional Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires), que funciona como una organización sin fines de lucro. Parece que está abierta a todos los distribuidores, cooperativas y grandes usuarios industriales de la provincia.*

*MINISTRO.- A ver si entiendo. Vos decís que se armó un club de agentes del mercado eléctrico y que eso va a traer beneficios al sistema, ¿no?*

*SECRETARIO DE ENERGIA.- Así es, para participar como miembro se requiere una contribución obligatoria a un fondo fiduciario utilizado para financiar proyectos de inversión en transmisión (el FITBA), a cargo de las compañías distribuidoras. Cada año, el monto de las contribuciones es determinado como el monto mínimo de fondos necesarios para iniciar una lista de proyectos de transmisión seleccionados de una cartera de iniciativas presentadas por los miembros del Foro. Este nivel luego es prorrateado entre las compañías distribuidoras en proporción a su demanda individual de energía. Las contribuciones son acreditadas en cuentas individuales y dan lugar a derechos de votación*

cuando se elige a los directores y miembros de un Comité Técnico. También usan para el fondo un componente tarifario que cobran a los usuarios finales de la energía, que denominan "fondos de pass-through".

MINISTRO.- Qué interesante, che. El único detalle que no llego a captar es la necesidad de que armen ese club. Al fin y al cabo, los productores de soja no se tienen que poner de acuerdo entre ellos. Ah, y te recuerdo que el padre de la economía Adam Smith solía decir que los arreglos entre productores siempre terminan mal para los consumidores. No sé, esto es cada vez más complicado para mí. Tal vez debería haber aceptado el cargo de secretario de agricultura que me habían ofrecido inicialmente...

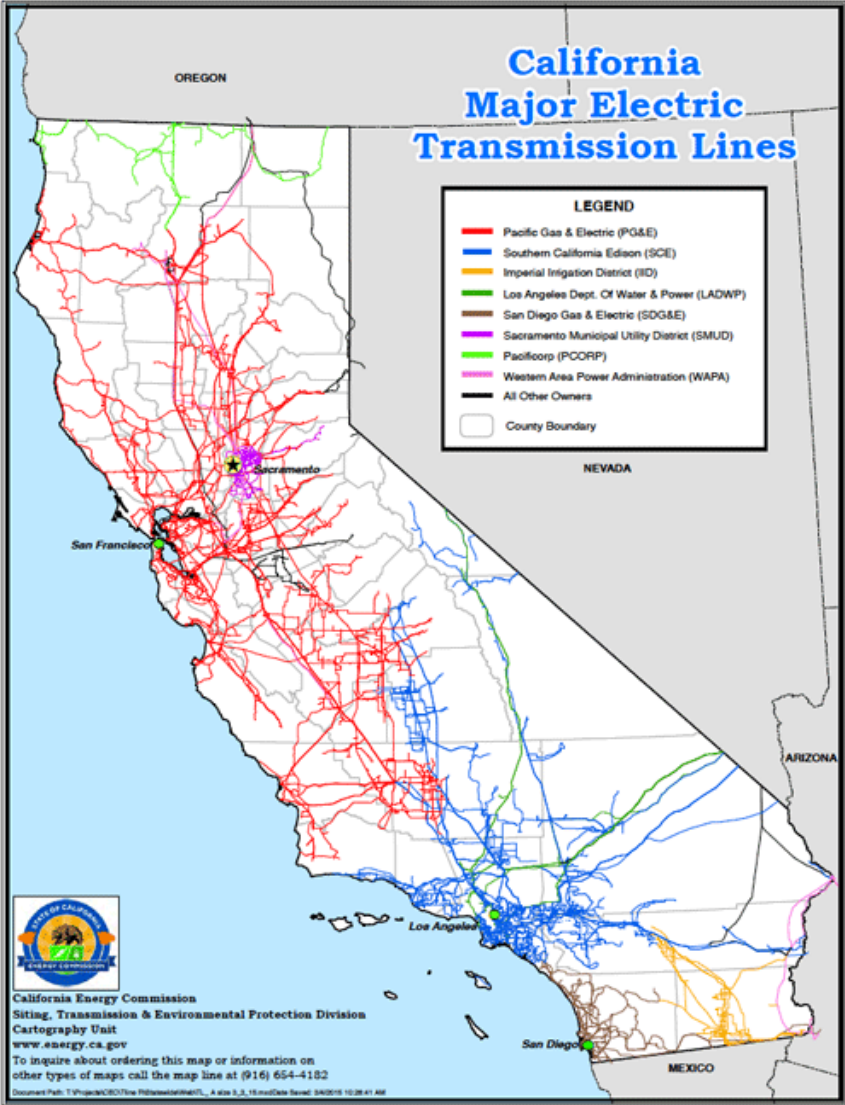
SECRETARIO DE ENERGIA.- Lo que vos no estás teniendo en cuenta es que el mercado eléctrico no tiene nada que ver con los mercados comunes. Para empezar, no hay mercados que permitan precios para todas las contingencias futuras. Es decir, son **incompletos**. Además, los eléctricos son mercados **no competitivos en general**, aunque con la privatización realizada en 1992 la generación ha mejorado muchísimo en cuanto a su capacidad competitiva. **Hay que tener en cuenta que la potencia no puede ser monitoreada en forma perfecta y que es muy costoso almacenar energía potencial. La transmisión, que es la madre del borrego, está limitada por factores operativos y ambientales.** Hay que tener en consideración que **la demanda de energía es variable y que en general no responde demasiado a los precios spot** (excepto para algunos grandes usuarios industriales). El **control y medición** en forma continua del consumo va a ser posible recién dentro de algún tiempo. Además, **las economías de escala, las barreras** a la entrada y la propiedad **oligopólica** llevan a que en el largo plazo la **competencia dentro del sistema sea imperfecta**. En el mediano plazo, tenemos una producción **capital-intensiva y tiempos de puesta** en marcha de nuevos emprendimientos que suelen requerir bastante tiempo. Ni qué hablar del **corto plazo**, cuando a los factores mencionados tenés que agregar las **limitaciones técnicas** de la oferta y las bajas elasticidades de la demanda. **Por si esto fuera poco, las transferencias de potencia se complican porque en un sistema de transmisión de corriente alternada los flujos no pueden ser dirigidos.** Tal vez vos no tenés demasiado frescos tus conocimientos de física, pero recordá que **los flujos se producen siempre, entre los puntos de inyección y extracción, en proporción inversa a la impedancia**. En consecuencia hay **flujos en loop** que están más allá de las posibilidades de control del operador y ocasionan problemas importantes en la administración de una red de transmisión. Debido al comportamiento de la energía eléctrica, que es explicado por **las leyes de Kirchoff**, la

operación de la red es muy compleja y vulnerable a la inestabilidad. La salida de una línea o de un generador puede precipitar una crisis que se desarrolla mucho más rápidamente de lo que los restantes generadores pueden compensar; otros problemas, como las deficiencias de tensión también requieren de un monitoreo continuo y de acciones suplementarias para ser corregidas. En general, se dispone de sólo unos pocos minutos para que los automatismos y los controles de los generadores compensen los desequilibrios del sistema. **La consecuencia económica más gravosa de estas externalidades y de los continuos requerimientos para balancear al sistema hace que no sea factible basarse solamente en los mercados spot para obtener los precios de equilibrio. Esto se debe en parte al carácter imperfecto de la competencia, cuando el operador requiere de tipos especiales de recursos en forma inmediata y en ciertas localizaciones, pero fundamentalmente por la necesidad de una mayor y más rápida coordinación que la que el mercado puede proveer.**

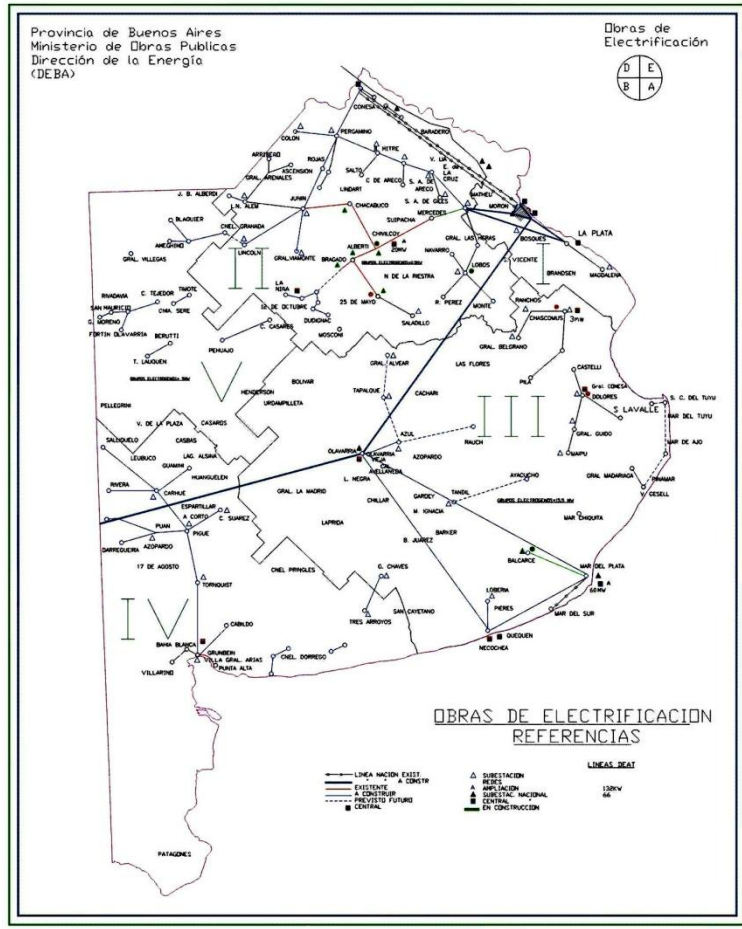
*MINISTRO.- Ya veo que es bastante complejo. Ahora ¿por qué el problema se presenta en la provincia de Buenos Aires y no se da en otros lados? Al menos, no he oído todavía que TRANSENER haya enfrentado una situación parecida en otras partes.*

*SECRETARIO DE ENERGIA.- Tal vez venga bien que diferenciamos dos situaciones muy distintas. Cuando la demanda de energía a transportar verificada en una parte de la red es imputable a un subconjunto identificable de clientes, lo que permite cargar sin ambigüedad los costos marginales de operación y expansión del servicio de transporte, se está en presencia de una estructura de tipo **radial**. **Un ejemplo de tal estructura es el diseño de la red de las principales líneas de transmisión de California, bajo control del Independent Operator of California (CAISO)**, en la cual, para dos localidades dadas de la misma red, hay exactamente un solo camino que el flujo de electrones puede recorrer. Esta es también la situación del transporte en muy alta tensión en Argentina y del transporte interprovincial en otras regiones del país.*





En cambio, en una estructura no radial o **mallada**, no existe la posibilidad de excluir del beneficio de un flujo de electrones a subconjuntos identificables de usuarios, y el servicio de transporte pasa a ser un servicio colectivo con elementos de bien público. Esta es la situación que se presenta, precisamente, en la red de transporte de la provincia de Buenos Aires. Fijáte en el mapa ése que está en la pared.



Una demanda adicional de energía eléctrica en la localidad de González Chaves da lugar a cargas adicionales en los nodos de Bahía Blanca, Tornquist, Pigué, Coronel Suárez, Henderson, Olavarría, Laprida, Coronel Pringles, Tres Arroyos, Coronel Dorrego y Punta Alta, para no mencionar sino a los puntos geográficos conectados al subsistema próximo a Bahía Blanca. Esto es explicado por las leyes debidas a Kirchhoff. Una estructura no radial obliga a una solución en forma **simultánea** de toda la transmisión y la distribución para alcanzar la optimalidad del sistema, aspecto que, curiosamente, vendría a requerir la reposición del grado de centralización de las decisiones que existía en la etapa pre-privatización (espero que no tengamos micrófonos ocultos en tu despacho, ¿no?).

Pero ahora que me acuerdo, hace poco ha venido un especialista que hemos contratado como asesor en temas de economía de la electricidad. Esperáme que ya lo hago llamar.

### Nota técnica

**Tensión** es la medida de la diferencia de energía potencial de un material entre dos lugares. **Resistencia** es la medida de oposición a la corriente eléctrica. Un **cortocircuito** es un circuito eléctrico que no ofrece resistencia al flujo de electrones. Un **circuito abierto** es un circuito en que la continuidad ha sido interrumpida. Por oposición, un **circuito cerrado** tiene continuidad. Un **switch** es un procedimiento para abrir o cerrar un circuito bajo condiciones controladas. **Potencia** es la medida de cuánto trabajo puede ser hecho por unidad de tiempo, y es medida usualmente en "**caballos de fuerza**". **La potencia eléctrica** se mide en watts, calculados mediante la fórmula  $\text{potencia} = \text{tensión} * \text{corriente}$ . Un caballo de fuerza equivale a 745.7 watts. **La ley de Joule** establece que la potencia es igual al producto del cuadrado de la tensión por la resistencia. Una **carga** es un aparato que realiza alguna tarea útil mediante el uso de potencia eléctrica. La **polaridad** de la tensión a través de un componente resistivo está determinada por la dirección del flujo de electrones que pasa a través del componente: **negativa si entra, positiva si sale**.

La **conductancia** de un material es la recíproca de la resistencia, y medida usualmente en mhos o siemens. Los **circuitos en serie** dividen la oferta total de tensión según las resistencias. **La ley de tensión de Kirchhoff** establece que **la suma algebraica de las tensiones de un circuito debe ser cero**. Los **circuitos en paralelo** dividen la corriente del circuito entre las ramas individuales, siendo la relación inversamente proporcional a la resistencia. **La ley de corrientes de Kirchhoff** establece que **la suma algebraica de toda la corriente que entra y sale de un nodo debe ser igual a cero**.

*(Dirigiéndose al intercomunicador). Por favor, dígame al licenciado Chávez que venga. (Al Ministro). Vas a ver que este muchacho nos va a aclarar todos los puntos necesarios.*

*MINISTRO.- ¿De dónde lo sacaste a Chávez? ¿No vino de Estados Unidos?*

*SECRETARIO DE ENERGIA.- Sí, estuvo en el MIT.*

*MINISTRO.- Pero, ¿No fue en California que se armó ese lío tan grande con la electricidad? Me acuerdo que justamente después de que se produjo la estampida de las tarifas eléctricas (allá por el 2000) había gente que reclamaba que se terminara con el programa de desregulación, que había desembocado en un fracaso con precios mayoristas eléctricos con incrementos de más del 280% (en el año 2000) y del 180% (en 2001). ¡Y vos le venís a ofrecer un puesto de asesor!*

*SECRETARIO DE ENERGIA.- Tranquilo, che. Este es un técnico de primera clase, vas a ver. Además, tené en cuenta que en Estados Unidos hubo otras experiencias positivas en temas eléctricos. Acordate que el regulador apadrinó un esquema de desregulación estado por estado, del tipo "**que florezcan miles de flores**" y que en algunos estados, como en Nueva York y en Pennsylvania, Nueva Jersey y Maryland (el área referida usualmente como PJM) la cosa anduvo muy bien.*

*MINISTRO.- Bueno, lo único que nos falta es que introduzcamos más problemas en este lío.*

*CECILIA (por el intercomunicador) Señor, aquí está el licenciado Chávez.*

*MINISTRO.- Bueno, que pase.*

**ESCENA TERCERA**  
**El Ministro, el Secretario y el Asesor [extractos]**

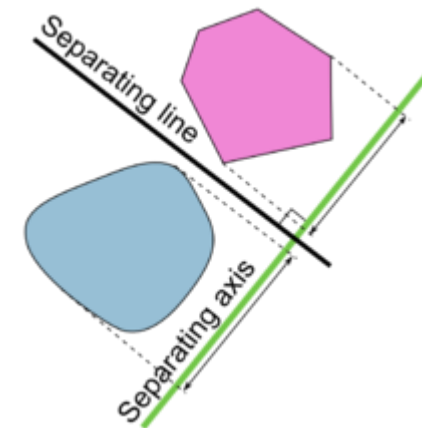
*ASESOR.- Buenos días.*

*SECRETARIO DE ENERGIA.- Qué tal, Chávez, hace tiempo que no lo veo.*

*ASESOR.- Estuve por Washington la semana pasada, en un seminario que organizó el American Conference Institute destinado a analizar los problemas de implementación de lo que ellos llaman "locational marginal pricing", una técnica de fijación de los precios que tiene un gran potencial para las redes pero que todavía tiene desafíos bastante importantes de implementación.*

*SECRETARIO DE ENERGIA.- Sabe que lo estamos molestando para discutir un poco sobre un tema conexo, justamente. El problema que tenemos es que el sistema eléctrico en la provincia de Buenos Aires está caminando por la cornisa. Yo le estuve explicando al señor Ministro que la situación debe ubicarse a nivel de la transmisión, pero nos vendría bien alguna ampliación de su parte. (Se sientan en los sillones, alrededor de la mesita)*

*ASESOR.- Así es, pero hay también otros fenómenos que debemos identificar. Un problema típico que plantean estas tecnologías es analizado por los economistas en términos de indivisibilidades. La existencia de tecnologías no convexas impone restricciones a la fijación de precios. Esto ha sido estudiado, en particular, por Herbert Scarf y O'Neill y otros. Ustedes sabrán que en lo que los economistas denominan "contextos no convexos" no es posible asegurar la existencia de precios (lineales) que permitirían el equilibrio del mercado. Tales precios lineales surgen, naturalmente, del teorema del hiperplano de separación.*



MINISTRO.- (irónico, dirigiéndose al Secretario de Energía) ¡Pero claro, cómo no lo tuvimos en cuenta!

ASESOR.- Disculpen mi precipitación. Aclaro: **este resultado proviene de una propiedad geométrica básica de los mercados competitivos, y asegura la posibilidad de "separar", por así decir, el problema de cada uno de los agentes del mercado, de tal manera que cada uno debe concentrarse en resolver lo mejor que pueda su propio problema, sin que tenga que preocuparse por lo que están haciendo los otros. [Recuérdese lo hablado sobre los procesos de Kornai-Lipták y de Dantzig-Wolfe]** Cuando la tecnología que manejan es no convexa, ya no se puede estar seguro de esta propiedad.

Sin embargo, la presencia de este tipo de contextos en la economía moderna es inevitable, como en el caso del mercado de potencia eléctrica. Al ser elaborados los precios de corto plazo (aplicables al día o la semana siguiente) surgen **costos fijos como los de puesta en marcha (start-up) y apagado (shut-down) que plantean requerimientos mínimos de producción y que pueden constituir una fracción importante de los costos de generación.** En esas circunstancias, no existen precios de la potencia que "sostengan" un equilibrio. El desajuste subsiguiente entre oferta y demanda plantea dificultades para todo intento de promover la eficiencia de los mercados.

O'Neill y otros propusieron un método para la obtención de estos precios en ausencia de convexidad, basado en los métodos de solución de **programas lineales mixtos.** En esta aproximación, se obtiene la solución óptima de un programa y, a continuación, **las restricciones enteras son reemplazadas por los valores de la solución entera como restricciones de igualdad (o cortes) en el programa lineal.** Este programa es resuelto al efecto de hallar las variables duales asociadas a las condiciones de equilibrio de mercado y a las nuevas restricciones de igualdad. **Estos precios sombra son utilizados como precios que sostienen el equilibrio.** Los autores sostienen que este método podría ser utilizado, por ejemplo, por el administrador de un mercado de subastas, tomando como un caso posible el "operador independiente del mercado" que procesa subastas y calcula precios en mercados eléctricos de corto plazo en los Estados Unidos, ya que estos operadores suelen considerar subastas generadas en contextos no convexos. Un procedimiento basado en subastas de recursos compartidos es apto (bajo ciertas restricciones) para localizar un óptimo en una economía con conjuntos no convexos. Hogan y Ring han analizado la aplicación de estos mecanismos en el sector

eléctrico. Dicen que los mercados eléctricos en tiempo real presentan básicamente unas fallas de convexidad relevante, no mucha pero críticas, siendo el punto fundamental el **problema del día siguiente** en que las máquinas deben ser comprometidas o mantenidas ociosas, para ser luego despachadas según la configuración de las unidades. Voy a aprovechar el pizarrón ése para aclararles estos conceptos (se aproxima al pizarrón y comienza a escribir).

Supongan que se dispone de ofertas subastadas de demanda y producción, con  $B_{it}(d_{it})$  -una **función de beneficios cóncava de la demanda** del cliente  $i$  en el próximo período  $t$ -,  $C_{jt}(g_{jt})$  como **función de costos convexa** en términos de la generación del generador  $j$  en el período  $t$ ,  $S_j$  como **costo de arranque** del generador  $j$  y  $m_j, M_j$  como los niveles de generación mínimo y máximo del generador  $j$  una vez comprometido. **Todos estos indicadores son obtenidos a partir de una subasta competitiva.** Adicionalmente, indiquemos con  $z_j$  a la **variable entera** (0, 1) que modela la decisión de comprometer al generador  $j$ ,  $y_j$  al **vector de carga neta** en cada localización, tal que  $y_\phi = \sum d_{it} - \sum g_{jt}$  para la localización  $\phi$  ( $i, j \in \phi$ ),  $L_t(y_t)$  a las **pérdidas en el período  $t$  para una demanda neta  $y_t$** ,  $K_t(y_t)$  a las **restricciones de transmisión correspondientes a una carga neta  $y_t$  en el período  $t$** , y finalmente como  $R_{jt}(g_{jt}, g_{jt-1})$  a las **restricciones de ramping [aumento o disminución de la tensión eléctrica]** y otros límites dinámicos para el generador  $j$ . El problema de despacho es entonces el siguiente (escribe):

$$\text{Max}_{d_{it}, g_{jt}, y_t, z_j} \sum_{t=1}^T \left( \sum_i B_{it}(d_{it}) - \sum_j C_{jt}(g_{jt}) \right) - \sum_j S_j z_j$$

Sujeto a  $L_t(y_t) + l_t y_t = 0$ , donde  $l_t = (1 \ 1 \ \dots \ 1)$  (o sea, un vector de « unos »)

$y_t = d_t - g_t$ , para todo  $t$ ,

$g_{jt} \geq z_j m_j$ , para todo  $jt$ ,

$g_{jt} \leq z_j M_j$ , para todo  $jt$ ,

$R_{jt}(g_{jt}, g_{jt-1}) \leq 0$  para todo  $jt$ ,

$K_t(y_t) \leq 0$ , para todo  $t$ ,

$z_j = 0$  o  $1$ , para todo  $j$ .

En este problema la falla de convexidad radica en las variables enteras. Suponiendo que la **demanda es fija**, que hay **una única localización, un único período y sin restricciones de transmisión**, este problema se reduce al siguiente problema de compromiso de mínimo costo y despacho:

$$\begin{aligned} & \text{Min } \sum_{j} C_{jt}(g_{jt}) + \sum_j S_j z_j \\ & \text{Sujeto a } \sum_j g_j = d \\ & \quad g_j \geq z_j m_j, \text{ para todo } j, \\ & \quad g_j \leq z_j M_j, \text{ para todo } j, \\ & \quad z_j = 0 \text{ o } 1, \text{ para todo } j. \end{aligned}$$

Al efecto de resolver el problema planteado por la falla de la convexidad, la solución de O'Neill y otros consiste en **expandir el espacio de los "bienes" desde  $g$  hasta  $(g, z)$** . Consideren entonces la siguiente **aproximación continua** al problema anterior:

$$\begin{aligned} & \text{Min } \sum_{j} C_{jt}(g_{jt}) + \sum_j S_j z_j \\ & \text{Sujeto a } \sum_j g_j = d \\ & \quad g_j \geq z_j m_j, \text{ para todo } j, \\ & \quad g_j \leq z_j M_j, \text{ para todo } j, \\ & \quad z_j = z_j^*, \text{ para todo } j. \end{aligned}$$



Esta última formulación supone conocida la solución del problema "primal" en términos de las variables enteras, y nos permite obtener los precios sombra del problema "dual" de la siguiente manera. Si escribimos al costo marginal correspondiente al generador  $j$  como  $C'_j(g_j)$ , y a los parámetros de Lagrange de este problema como  $\lambda$  y  $\theta$ , entonces

$$\begin{aligned} p &= C'_j(g_j) - \lambda_j + \theta_j \\ \pi_j &= S_j + \lambda_j m_j - \theta_j M_j \\ \lambda_j &\geq 0, \theta_j \geq 0 \end{aligned}$$

De esta manera, el precio del bien energía ( $p$ ) es un vector igual al costo marginal de producción más la renta sobre la capacidad de generación ( $=\theta_j - \lambda_j$ ). El precio de un "ticket de compromiso"  $\pi_j$  es igual al costo de arranque menos la renta marginal sobre la capacidad correspondiente al estado de capacidad plena. Luego el problema descentralizado de optimización de cada generador es:

$$\begin{aligned} & \text{Max}_{g_j, z_j} p g_j + \pi_j z_j - C_j(g_j) - S_j z_j \\ \text{Sujeto a} \quad & g_j \geq z_j m_j, \\ & g_j \leq z_j M_j, \\ & z_j = 0 \text{ o } 1. \end{aligned}$$

y el trabajo de O'Neill y otros nos permite concluir que, con funciones de costos lineales a trozos para los generadores, la solución  $(g^*_j, z^*_j)$  es la solución óptima de este problema descentralizado. Hogan y Ring han demostrado que el enfoque habitualmente seguido en varios mercados eléctricos, como el de New York, tiene características similares.

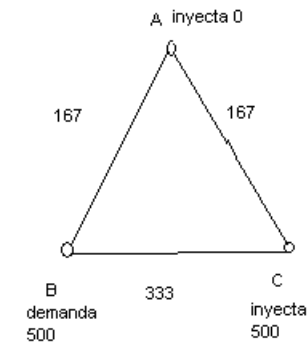
MINISTRO.- Mi matemática no está tan fresca como para seguirlo, pero si alcanzo a comprender bien, su famoso "contexto no convexo" no es tan problemático como parecía ser. Pero me da la sensación de que nos hemos alejado bastante de nuestro tema inicial. ¿Podemos volver a la transmisión?

ASESOR.- Desde ya, señor Ministro. Ahora es donde tenemos que visualizar el esquema institucional que ha sido aplicado en cada región para organizar el negocio de la transmisión. ¿Qué distorsiones pueden presentarse ante una descentralización errónea de la capacidad de transmisión? Déjeme mencionar algunos ejemplos.

Una primera distorsión está vinculada con un fenómeno asociado, conocido como **paradoja de Braess**. Esta paradoja **se presenta usualmente en las redes viales**. Si en una red de transporte interconectada los usuarios eligen sus rutas al efecto de optimizar su costo privado, es posible que la red implique una suboptimización a nivel del conjunto. Por ejemplo, es perfectamente posible que la adición de un arco a la red existente dé lugar a un aumento del costo total de transporte o, inversamente, que una supresión de un arco existente sea una mejora paretiana del sistema. La implicancia de esta paradoja para un sistema de transporte eléctrico es inmediata. Una política de inversiones que parte de un sistema que operativamente no está optimizado puede, así, tener un valor negativo para los usuarios de la red.

Adicionalmente, la no direccionalidad del electrón (o, como es denominada en la literatura, el **loop flow**) da lugar a **externalidades en la red de transmisión** como situación corriente. Esto hace complicado determinar a los beneficiarios de una ampliación o uso de la red, por lo cual se ha criticado el criterio de uso en forma general, excepto que las redes sean radiales.

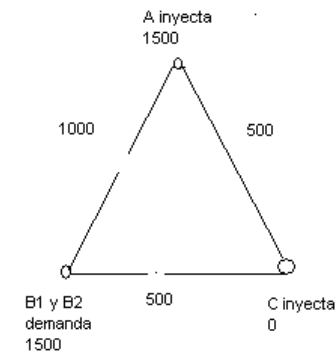
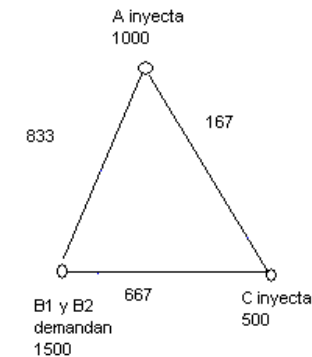
Por ejemplo, veamos en el pizarrón un caso simplificado correspondiente a una red con dos nodos de generación produciendo energía a costos marginales diferenciados. Voy a suponer para simplificar que no hay pérdidas de transmisión. El nodo A tiene una capacidad máxima de 1500 MW y un costo de \$10/MW y el nodo C tiene una capacidad máxima de 500 MW con un costo de \$7.5/MW. La demanda está ubicada en el nodo B. En primer lugar suponemos que la demanda corresponde a un cliente  $B_1$  con un requerimiento de 500 MW. Las líneas de transmisión son, por hipótesis, idénticas (en



términos de longitud). La ruta seguida para la carga de la red en este caso consiste en transportar los 500 MW desde el generador de mínimo costo (C) usando el camino directo (CB) para transportar 333 MW y el camino indirecto (CA, AB) para otros 167 MW. El costo marginal para B es \$7.5.

Ahora veamos el Segundo caso, en que tenemos una demanda adicional en el nodo B, con un nuevo cliente B2 que tiene un requerimiento de 1000 MW. La nueva configuración requiere ahora que se inyecte energía también en el nodo A (1000 MW) aparte de 500 MW en C. La transmisión transfiere 833 MW a través del circuito directo (AB), 500 MW a través del circuito directo (CB), y otros 167 MW a través del camino indirecto (AC, CB). Esto lleva a transportar un total de 667 MW vía (C, B). El costo de la energía para B1 sigue siendo \$7.5, pero el costo para B2 se elevó a \$10. La mayor demanda no ha ocasionado, en este caso, un mayor costo para B1. Pero observen que si hubiera alguna pérdida por transmisión, su costo se elevaría por la mayor carga de la línea (CB) inducida por la demanda de B2.

Vamos ahora al último caso, en el cual hemos supuesto que la línea (CB) tiene sólo una capacidad máxima de 500 MW. **En este caso, las leyes de la física obligan a producir solamente en el generador A los 1500 MW demandados**, usando la línea directa (AB) para transportar 1000 MW y el circuito indirecto (AC, CB) para los restantes 500 MW. El costo marginal de la energía es ahora de \$10/MW para ambos clientes y el nodo generador C queda "fuera del orden de mérito" en el despacho. Esta externalidad se "corrige" mediante la "apertura" de la línea CA, que en la práctica significa sacarla del despacho, que es lo que hace CAMMESA.



[...]

*MINISTRO.- Esta reunión se ha extendido más de lo que yo pensaba, pero creo que hemos llegado a algunas conclusiones valiosas. Por de pronto, me queda claro que éste es un sector en el que siempre voy a estar medio asustado y que, tal vez, los problemas de escala, coordinación entre los distintos operadores o la conducta egoísta de algunos de ellos requieran una actitud activa, no contemplativa, de mi parte. Y segundo, creo que esta discusión de free-riders, Estado y tutti quanti podemos dejarla para otro momento. (Se dirige al Secretario.) ¿Por qué no tocás el tema en el curso de regulación? En una de éstas los alumnos te ayudan a encontrar una solución.*

*SECRETARIO DE ENERGIA.- Voy a tratar de motivarlos. Ellos ni se imaginan que hayan actuado, en el fondo, como mis asesores secretos en los años que llevo en el cargo.*

*ASESOR.- Señor Ministro, comparto lo que usted acaba de decir. Déjeme agregar, para concluir, que sus sucesores serán algo más afortunados. El cambio tecnológico probablemente afectará este panorama en los próximos años. La impedancia de las líneas de transmisión – o sea, la oposición total a la corriente alternada – depende no sólo de la resistencia de la línea (como en el caso de los flujos DC) como también de la interacción entre las líneas y el equipamiento eléctrico. Los transformadores y los motores almacenan energía en campos magnéticos, creando una impedancia inductiva que hace que las ondas de corriente se retrasen con respecto a las ondas de tensión. Los capacitores y las líneas de transmisión largas almacenan energía en campos eléctricos, creando impedancias capacitivas que hacen que las ondas de corriente se anticipen a las de tensión. La impedancia de una línea de transmisión es fija y no puede ser fácilmente alterada en plazos cortos. Sin embargo, la impedancia puede ser modificada en las líneas de transmisión insertando capacitores o reactores en serie.*

*En una red de transmisión amplia, la potencia es transferida de un punto a otro según la impedancia del sistema interviniente, la tensión en los extremos emisor y receptor y el cambio de ángulo de fase entre la emisión/recepción de voltaje final. A medida que se transfiere más potencia, aumenta esta diferencia de tensión (=caída de tensión). Normalmente se establecen márgenes de seguridad para evitar fluctuaciones amplias de la tensión. Uno de los aspectos*

que está siendo actualmente desarrollado permitirá facilitar el control de la impedancia y el ángulo de fase, antes mencionados. En particular, está el caso del flujo de potencia desde una fuente a una carga en condiciones en que hay varias líneas que las conectan; usualmente, las líneas con menor impedancia transmitirán más potencia, lo que implica que ciertas líneas resultarán sobrecargadas mientras que otras tendrán capacidad ociosa. El dilema del loop flow resulta así de la dificultad inherente de controlar la corriente alternada y del uso creciente de sistemas altamente interconectados para la transmisión.

El efecto final sobre los usuarios puede ser un corte de energía o un problema de nivel de tensión suficientemente severo como para interferir con equipamiento electrónico sensible. La protección de líneas, transformadores y otros equipos, está habitualmente a cargo de interruptores de circuito en las subestaciones, que desconectan la potencia del sistema cuando se detectan variaciones potencialmente peligrosas. Estos interruptores a menudo deben ser cerrados manualmente, causando cortes extensos en los sistemas de distribución. Las compañías americanas están considerando en forma creciente alternativas que van desde la instalación de fuentes de potencia interrumpibles (UPS), que permiten suficiente energía como para enfrentar cortes breves, hasta la puesta en marcha de nuevas instalaciones que ofrecen un backup de potencia completo para cada planta.

Uno de los productos más apreciados de la segunda revolución del silicón es el de los **tristores** – switches de alta potencia que juegan un rol similar a los transistores de baja potencia y los circuitos integrados de la primera revolución del silicón. Su uso involucra desde el incremento de los flujos de potencia reduciendo la impedancia total, a la regulación de tensión en una línea sobrecargada. Las TCSC o líneas controladas por trisistores ofrecen la perspectiva de mejorar el flujo de potencia protegiendo el sistema de transmisión contra la inestabilidad de cambios repentinos de la impedancia a fluctuaciones de la potencia.

Otro cambio importante estará asociado al desarrollo de sistemas de transmisión de corriente flexible alternada (sigla FACTS en inglés). Estos sistemas implican el uso de microelectrónica de alta potencia para mejorar la controlabilidad y la capacidad de los sistemas de transmisión de las empresas de servicios públicos de distribución, permitiendo la carga sin riesgos de los conductores hasta su límite térmico, reduciendo el margen de generación necesaria por incremento de la

capacidad utilizable y evitando cortes en cadena al limitar los efectos de fallas de los equipos. Estos mecanismos de control de potencia influirán sobre las redes de transmisión y distribución en los próximos años.

MINISTRO.- Mis sucesores tal vez sean más afortunados, como usted dice, pero no podrán tener la excitación de haber vivido, como yo, un momento de inflexión importante. (TELON)

### **Material adicional de consulta**

Michael Pollitt, [Electricity reform in Argentina: Lessons for developing countries](#), *Energy Economics*, 2008.

William W. Hogan, [California Market Design Breakthrough](#), 2002.

Fernando Navajas, [Infraestructura y Energía en la Argentina: Diagnósticos, Desafíos y Opciones](#), FIEL, 2010.

Jeffrey K. MacKie-Mason, [A Spatial \Smart Market" for Electric Power and Transmission](#), 1995.

Richard P. O'Neill, Paul M. Sotkiewicz, and Michael H. Rothkopf, [Equilibrium Prices in Power Exchanges with Non-convex Bids](#), 2007.

Herbert Scarf, [The Allocation of Resources in the Presence of Indivisibilities](#), 1994.

Robert Wilson, [Market Architecture](#), 1999.