



ARTÍCULOS

## El ABC de los Proyectos de Transmisión

Luis E. Gutierrez Santos

Revista de Economía y Estadística, Cuarta Época, Vol. 26, No 2 (1985): Diciembre, pp. 9-48.

<http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/article/view/3755>



La Revista de Economía y Estadística, se edita desde el año 1939. Es una publicación semestral del Instituto de Economía y Finanzas (IEF), Facultad de Ciencias Económicas, Universidad Nacional de Córdoba, Av. Valparaíso s/n, Ciudad Universitaria. X5000HRV, Córdoba, Argentina.

Teléfono: 00 - 54 - 351 - 4437300 interno 253.

Contacto: [rev\\_eco\\_estad@eco.unc.edu.ar](mailto:rev_eco_estad@eco.unc.edu.ar)

Dirección web <http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/index>

### Cómo citar este documento:

Gutierrez Santos, L. (1985). El ABC de los Proyectos de Transmisión. *Revista de Economía y Estadística*, Cuarta Época, Vol. 26, No 2 (1985): Diciembre, pp. 9-48.

Disponible en: <http://revistas.unc.edu.ar/index.php/REyE/article/view/3755>

El Portal de Revistas de la Universidad Nacional de Córdoba es un espacio destinado a la difusión de las investigaciones realizadas por los miembros de la Universidad y a los contenidos académicos y culturales desarrollados en las revistas electrónicas de la Universidad Nacional de Córdoba. Considerando que la Ciencia es un recurso público, es que la Universidad ofrece a toda la comunidad, el acceso libre de su producción científica, académica y cultural.

<http://revistas.unc.edu.ar/index.php/index>



REVISTAS  
de la Universidad  
Nacional de Córdoba



Universidad  
Nacional  
de Córdoba



FCE  
Facultad de Ciencias  
Económicas



1613 - 2013  
400  
AÑOS

## EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION\*

Luis E. Gutiérrez Santos  
Banco Interamericano de Desarrollo  
Washington, D.C. enero de 1988.

### I. INTRODUCCION

El análisis de beneficio costo (ABC) es necesario en el proceso de selección de proyectos para ayudar a escoger los mejores para la economía. Esto se logra mediante respuestas sucesivas a una serie de interrogantes, tales como: ¿Porqué se necesita el proyecto?, ¿Es la alternativa de menor costo?, ¿Son sus beneficios superiores al costo de los recursos comprometidos?, ¿Quiénes van a ser los beneficiados por el proyecto?, etc. Una respuesta dirige el análisis para contestar el siguiente planteamiento, y así progresivamente hasta lograr definir el perfil económico global del proyecto.

\* Los puntos de vista expresados en este trabajo son de la exclusiva responsabilidad del autor, y no reflejan necesariamente las posiciones o políticas oficiales del Banco Interamericano de Desarrollo.

En el campo eléctrico, el análisis de los medios de generación, transmisión y distribución combina objetivos múltiples, algunos de los cuales aparentemente en conflicto. Así, los criterios de ingeniería buscan operar y expandir el sistema manteniendo estándares emanados de la experiencia. La administración de la empresa persigue la rentabilidad financiera considerando los costos del servicio y las restricciones presupuestales. A su vez, los usuarios demandan la energía en el momento y lugar de su selección con una seguridad dada en el suministro. De tal manera, la planificación de los proyectos eléctricos se torna compleja, con más de un objetivo a satisfacer. Este aparente conflicto ha determinado en gran medida que el empleo de la técnica del análisis de beneficio costo en el sector de suministro eléctrico no este más difundido.

Este trabajo tiene como propósito comprobar que la aplicación del ABC si es posible en el examen de las inversiones en transmisión y subtransmisión. Esto no se hará mediante una apología del ABC, sino presentando los problemas concretos en su empleo y la manera de resolverlos. La técnica del ABC es superior al enfoque tradicionalmente empleado por las empresas eléctricas. El análisis tradicional se basa en estudios eléctricos y en criterios técnicos, seleccionándose proyectos desde el punto de vista empresarial, con base en una simple minimización de costos, sin integrar los efectos en otros objetivos en un indicador que permita apreciar la bondad del proyecto para la economía como un todo. El análisis tradicional no interioriza las exterioridades emanadas del proyecto, ni considera el costos de oportunidad de los recursos, ni los probables beneficios para la economía del país.

La ventaja del ABC sobre el análisis tradicional es obvia: permite una mayor eficiencia en la asignación de recursos. El cálculo, no solo de los costos (donde termina el análisis tradicional), sino también de los beneficios, permite una mejor jerarquización, no solo entre los mismos proyectos de transmisión, sino también entre los de generación, transmisión y distribución, los cuales compiten por los fondos del limitado presupuesto de inversiones. De tal manera, el ABC contribuye al mejor uso de los fondos de inversión, sobre todo en períodos de crisis financiera. El ABC no pretende sustituir la técnica de minimización de costos, sino tan solo complementarla. La primera optimiza por le lado de la oferta; supone un nivel fijo de deman-

da, y por ende beneficios idénticos para todas las alternativas, y toma en cuenta solo los costos de los proyectos examinados y sus impactos en los costos del sistema. Mientras que la segunda pretende optimizar simultáneamente la oferta y la demanda; esto es, se considera la relación entre los costos del proyecto, las variaciones de costos en el sistema, los precios y la demanda.

El énfasis del trabajo corresponde al análisis de proyectos de transmisión entre sistemas establecidos, ya sea con propósito de interconexión, de aumentar la capacidad de transmisión o de evitar el deterioro de (o de mejorar) la calidad del servicio. No se examinan proyectos de transmisión a una zona nueva (sin sistema previo), por considerarse proyectos de electrificación en los cuales la transmisión y la distribución deben evaluarse de manera conjunta. A su vez, no se examinan líneas de transmisión para evacuar la energía de centrales bajo ejecución, puesto que deben evaluarse como parte del proyecto de generación.

## II. Análisis de Demanda y de Alternativas de Oferta

El análisis tradicional (el empleado en las empresas eléctricas) no considera el mercado específico del proyecto, en lo que toca a su extensión y al consumo pronosticado. Esto se debe a que los estudios eléctricos se hacen para el sistema interconectado como un todo, considerando el mercado a nivel global, para así identificar las partes del sistema que requieren reforzarse y expandirse. El examen de demanda a nivel del proyecto es fundamental para apreciar la factibilidad del proyecto, determinar su escala y su oportunidad.

El estudio de demanda a nivel del proyecto pretende determinar:

- la extensión del mercado;
- las variables que afectan su crecimiento, y
- los pronósticos de energía y de potencia.

En la definición del área de influencia del proyecto, se determinan los modos posibles de alimentación y de consumo del proyecto. ¿Qué poblados, industrias, comercios, etcétera va a servir la línea de

transmisión? Un problema que frecuentemente se presenta es cómo definir el mercado para un proyecto cuyos efectos se extienden no solo a los puntos de entrega, sino a otros centros de consumo por razones técnicas, tales como de estabilidad, etcétera. En estos casos, se extiende el mercado hasta que la mayoría de los nodos afectados por el proyecto están incorporados en su área de influencia.

El segundo paso corresponde a estudiar la evolución del consumo y de sus variables explicativas. ¿Cómo ha venido evolucionando el consumo?, ¿Por qué ha evolucionado de esa manera y no de otra?, ¿De qué manera se satisfacía antes?, ¿Se ha venido satisfaciendo el consumo en su totalidad?, En caso negativo, por qué, etcétera. Como es natural, las observaciones del consumo no corresponden exactamente a la demanda, puesto que pudo haber demanda insatisfecha al precio vigente por restricciones de oferta.

Acto seguido, se elaboran los pronósticos del consumo. Esta es una de las partes en donde más frecuentemente se cometen errores de optimismo. Ninguna del gran número de metodologías para pronosticar es absolutamente la mejor, la mas adecuada depende del propósito del pronóstico, la disponibilidad de información y los recursos para el análisis. Se recomienda, no obstante, empezar con un método sencillo, terminando con uno de índole analítico explicativo, para así poder simular escenarios alternativos. El primero sirve para formarse una idea de las magnitudes, el segundo para ajustar los pronósticos y verificar que tan robustos son ante las incertidumbres que pueden afectar las principales variables de la demanda<sup>1</sup>.

El cuarto paso corresponde a analizar la oferta existente y futura sin proyecto. En esta etapa se determina de manera general las alternativas requeridas para evitar parte o todas las consecuencias desfavorables que resultan del análisis conjunto de la demanda pronosticada y la oferta existente. Esto es, se relaciona la demanda futura con la capacidad sin (y con) los proyectos considerados en esta etapa, determinándose en el proceso la existencia o no de los siguientes efectos:

1 Véase del Autor: "Electricity Demand Forecasting: A Review of Current Methodologies" para un ejemplo práctico, G. Westley, "Forecasting Electricity Demand; A General Approach and Case Study in Dominican Republic".

## EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

- a) la energía y la potencia que no se suministraría si no se ejecuta el proyecto; esto es, su aportación neta;
- b) el cambio neto en el nivel cualitativo del servicio en cuanto a la electricidad que se interrumpiría debido a hechos aleatorios, los cuales podrían reducirse gracias al proyecto;
- c) los ahorros en los costos variables de operación (incluyendo combustibles) de las plantas térmicas existentes que no operarían (u operarían menos) si la línea propuesta estuviera en operación, y/o la reducción en la reserva rodante gracias al proyecto, y
- d) la reducción en el nivel de pérdidas de transmisión, al aumentar el proyecto la capacidad de transporte, reduciendo, en consecuencia las pérdidas asociadas a una misma carga para una menor escala<sup>2</sup>.

La oferta y la demanda se relacionan para el período histórico y el pronosticado, determinándose en el proceso los requisitos de generación y de transmisión, los niveles de déficit (balances de potencia y de energía), las pérdidas, y las fallas probables en el suministro. Estos efectos no se producirían (o disminuirían en magnitud) si se hace el proyecto. El propósito de partir desde el pasado es para evitar errores de juicio. Frecuentemente se tiende a sobrestimar dichos beneficios, lo cual puede, en algunos casos, evitarse si se compara lo sucedido con lo que es probable que suceda en ambas situaciones: si se hace el proyecto, y si no se hace. Esto permite determinar por qué es necesario hacer el proyecto. En otras palabras, qué es lo que va a suceder si no se ejecuta; o puesto de otra manera, qué es lo que se evita si entra en operación.

2 La Relación entre pérdidas de potencia (MW) - producto de los estudios de flujos de carga - y las de energía (GWh) es una relación empírica, que depende del factor de carga de la línea, su voltaje, la distancia, la temperatura, etc. Una relación comúnmente empleada en Brasil en estudios de planeación es la siguiente:

$$P(\text{GWh}) - P(\text{MW}) \times 8760 \times \text{FP}$$

$$\text{y, } \text{FP} - .2 \times \text{FC} - .8 \times \text{FC}^2$$

donde: P son las pérdidas, 8760 el número de horas del año, FP el factor de pérdidas, y FC el factor de carga de la línea.

La forma en que una restricción de oferta de potencia se traduce en un déficit de energía depende, en parte, de la forma de la curva típica de demanda, y, sobre todo, de la manera en que esta restricción se transferiría a los consumidores: aumentando los precios, modificando la estructura tarifaria con precios diferenciales para potencia y energía, racionando mediante cortes el consumo y/o impidiendo nuevas conexiones. Más adelante se explica esto con mayor detalle.

Aparte del proyecto bajo consideración existen otras alternativas, las cuales requieren analizarse para verificar si éste es la solución más económica al problema planteado. Cabe destacar que entre mayor número de alternativas consideradas mayor es la probabilidad de encontrar la solución óptima. En efecto, el proyecto es tan bueno como las alternativas consideradas.

El procedimiento básico corresponde al examen de todas las alternativas probables, suponiendo beneficios constantes y normalizando<sup>3</sup> sus diferencias para lograr conclusiones válidas. A fin de simplificar las comparaciones, todo lo que es común a las alternativas se excluye del análisis, considerando solo sus diferencias.

En la práctica actual es usual encontrar que las alternativas contempladas han sido seleccionadas de antemano, sin que cubran el rango de lo probable. El problema de la selección del proyecto y de su escala se tratan como si fueran cuestiones exclusivamente técnicas sin considerar los aspectos económicos. En varios análisis de prefactibilidad se determina con base en criterios eléctricos que la línea debe tener una capacidad dada; ser de circuito sencillo o de circuito doble; tener un voltaje determinado, un tamaño del conductor dado, etcétera. En varios casos examinados, la solución técnica se preestablece desde el inicio, empleándose el análisis económico para justificar una decisión ya adoptada. Empero, cuando los aspectos económicos no han sido considerados en las fases de diseño y de prefactibilidad del proyecto, es muy probable que su tecnología, su oportunidad y su escala no maximicen el va-

3 Normalización es el proceso mediante el cual se corrigen las diferencias entre dos opciones de inversión para de tal manera compararlas sobre la misma base.

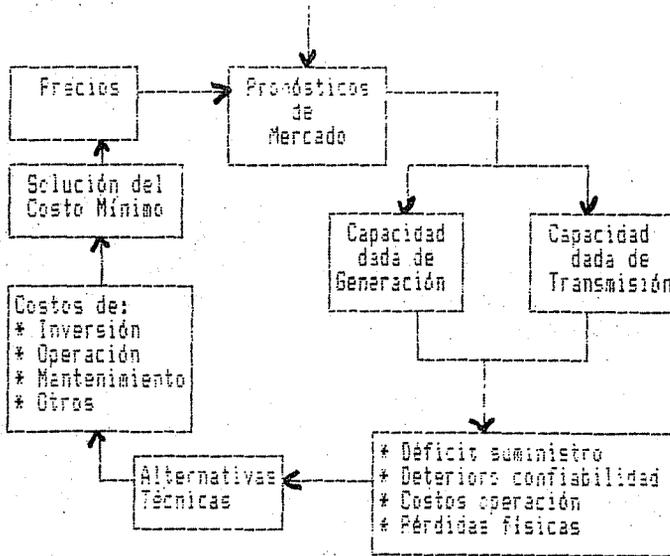
lor presente neto.

Así, se comparan, por ejemplo, el tendido de una línea de un solo circuito con una capacidad dada, contra otra de doble circuito de menor capacidad nominal, pero ambas satisfaciendo la misma demanda; siendo que otras comparaciones pueden ser prácticas y factibles, tal como una línea de menor capacidad complementada con generación local. Empero, como las diferencias entre las diferentes opciones requieren hacerse equivalentes, y como dicho proceso parece complicado, solo se comparan alternativas parecidas. El problema de la ausencia de comparaciones pertinentes se debe en buena medida al desconocimiento de los mecanismos de normalización<sup>4</sup>. En la mayoría de los departamentos de planeación en las empresas eléctricas prevalece la tradición "ingenieril", emanada de la experiencia en la operación y la planificación de los sistemas eléctricos. Afortunadamente, dicha situación empieza a dar muestras de cambio.

La metodología adecuada parte del mercado probable y de la capacidad existente, determinándose los problemas en la satisfacción del consumo con el sistema instalado y proponiéndose diferentes proyectos para evitarlos. El proyecto más económico es el que constituye la solución del costo mínimo. El diagrama a continuación ilustra el procedimiento descrito.

4 En varios casos las razones son de índole política, estratégica, etc. "Hay que desarrollar cierta región por ser frontera con un país con relaciones tirantes." "Hay que apoyar a un estado por tener fuerza política", etc. En estos casos, la diferencia entre los costos de la solución óptima y la escogida mide, en teoría, el valor del objetivo no económico, diferencia que en principio debería ser pagada por el gobierno y no por la empresa de electricidad, evitando así deteriorar su eficiencia.

Diagrama 1



Como puede observarse, este proceso de optimización en principio es iterativo. En efecto, para un nivel de tarifas (el cual se supone refleja los costos del sistema) se tiene un nivel de demanda, conforme cambian los costos y -por ende- los niveles tarifarios, se modifica la cantidad demandada. Empero, por un lapso, los cambios en los costos no se incorporan inmediatamente en las tarifas y, por el otro, en general, los cambios en los costos unitarios en un sistema establecido debido al proyecto de transmisión no son apreciables en términos relativos a los costos de generación. Por ello, en esta etapa se supone que la demanda no va a ser afectada por el proyecto. Solamente en aquellos casos en que el proyecto tiene un impacto sustancial en los costos unitarios del sistema, debe encontrarse la solución del costo mínimo de manera iterativa.

Para llevar a cabo comparaciones legítimas es necesario normalizar las diferencias entre el proyecto y sus opciones de inversión. Como ya se mencionó, se entiende por normalización el proceso mediante el cual se hacen equivalentes dos alternativas, reduciendo

sus diferencias al mismo numerario para así poder compararlas adecuadamente. En este trabajo, el análisis se hace con referencia al objetivo de eficiencia económica; esto es, en base al ingreso nacional<sup>5</sup>. Los principales aspectos que requieren hacerse equivalentes son:

- 1.- Capacidades. Se restringen las alternativas solo a aquellas que satisfacen los requisitos de mercado.
- 2.- Vidas Económicas. La normalización de las vidas económicas de las diferentes alternativas es procedente cuando éstas difieren en sus períodos de operación, lo cual no sucede a menudo con estos proyectos. Cuando se presentan estas diferencias, se recomienda adoptar el supuesto de reposiciones infinitas (cada proyecto se sigue reemplazando por otro igual al término de su vida útil), o -si sus vidas no son muy diferentes- calcular sus valores terminales.
- 3.- Pérdidas. Como es natural, diferentes configuraciones técnicas implican diferentes niveles de pérdidas, las cuales deben valorarse adecuadamente. Se debe utilizar el costo marginal de operación a largo plazo correspondiente al período de la comparación.
- 4.- Confiabilidad. La normalización de la confiabilidad entre alternativas es necesaria cuando la calidad del servicio no es equivalente. Se distingue la cantidad de energía que no se suministraría, por período de tiempo (de acuerdo con la curva de carga), valorándose dicha energía no servida con base en el costo de falla (COFA), el cual se explica más adelante.

Los proyectos de interconexión entre sistemas independientes dan lugar a una serie de consecuencias que se traducen, ya sea en menores requisitos de inversión, o en ahorros en los costos de operación.

5 Esto descansa en el objetivo de maximizar el consumo, suponiéndose que los mercados de capital funcionan competitivamente, esto es, la tasa de interés corresponde al precio de equilibrio entre la demanda y la oferta de fondos de inversión. Aun cuando este supuesto no es aplicable a la mayoría de los países en vías de desarrollo, no es fundamental en cuanto a la selección de los mejores proyectos. En otro tipo de proyectos, como los de electrificación rural, conviene emplear otro tipo de numerario que reconozca la diferencia entre el valor del consumo y la inversión. A.C. Harberger, *Project Evaluation*; I.M.D. Little and J.A. Mirrlees, *Project Appraisal and Planning for Developing Countries*; L. Squire and H.G. van der Tak, *Economic Analysis of Projects*, y UNIDO, *Guidelines for Project Evaluation and Guide to Practical Project Appraisal: Social-Cost Benefit Analysis in Developing Countries*.

Estos efectos se consideran contra la mejor alternativa de no hacerse la interconexión en la fase del análisis de alternativas, puesto que es en esta fase donde se encuentra la forma más económica para cumplir con el objetivo propuesto. Estos efectos son, a saber:

- a) menor capacidad de generación que la suma de las capacidades de los sistemas aislados y, por ende, necesidades de inversión inferiores;
- b) margen de reserva inferior que las reservas totales de los sistemas aislados, en consecuencia, menores requisitos de inversión;
- c) optimización del despacho de carga al aumentar el número y la diversidad de centrales de generación y, por ende, menores costos de operación a corto plazo que los de los sistemas aislados, y
- d) menores de operación a largo plazo al permitir la consideración de mayores y más eficientes centrales de generación para la expansión del sistema interconectado.

Quando se consideran los ahorros de costos sobre la alternativa de mantener los sistemas aislados como los beneficios del proyecto, lo que simplemente se está haciendo es repetir el análisis de mínimo costo. Lo que se requiere, una vez que se ha determinado cual es la solución mas económica del lado de la oferta, es verificar si se justifican los recursos comprometidos por el proyecto.

### III. Beneficios

El propósito del análisis de beneficio costo (ABC) es comprobar que los beneficios del proyecto son mayores o por lo menos iguales a los beneficios sacrificados en otras partes de la economía al comprometer los recursos en el proyecto. El ABC integra el lado de la oferta con el lado de la demanda. El principio del ABC consiste, por lo tanto, en comparar las situaciones con y sin el proyecto (y sin obras sustitutas del mismo). Si se lleva a cabo la solución más barata, que es lo que pasa. La diferencia entre ambas situaciones corresponde al perfil económico del proyecto.

El cálculo de los beneficios del proyecto parte de la consideración de la alternativa mas económica, simulándose las situaciones con

y sin el proyecto, para cada año del horizonte de planeamiento. Los flujos de beneficios y costos considerados son en este sentido incrementales; esto es, a los beneficios (y costos) para la situación "con" proyecto se le sustraen los beneficios (y costos) para situación "sin" (y sin obras sustitutivas del mismo).

Un proyecto de transmisión puede evitar - durante parte (no necesariamente todo el tiempo) de su existencia - alguno o todos los efectos siguientes: a) déficit en el suministro; b) deterioro en la confiabilidad; c) aumento en los costos de operación, y d) mayor nivel de pérdidas físicas. En otras palabras, si no se hace el proyecto se pueden esperar dichos efectos. En los casos más comunes, una línea contribuye de manera variable a los efectos anteriores. En un principio puede sustituir energía, luego mejorar la confiabilidad del servicio, para más tarde evitar que se presente algún déficit de energía. Generalmente, el beneficio por reducción de pérdidas se presenta a lo largo de la vida del proyecto, mientras que los otros beneficios se presentan solo en parte del horizonte de planeamiento. Claro, lo anterior es una generalidad y cada proyecto, una excepción.

#### A. Déficit Evitado y Disposición a Pagar<sup>6</sup>

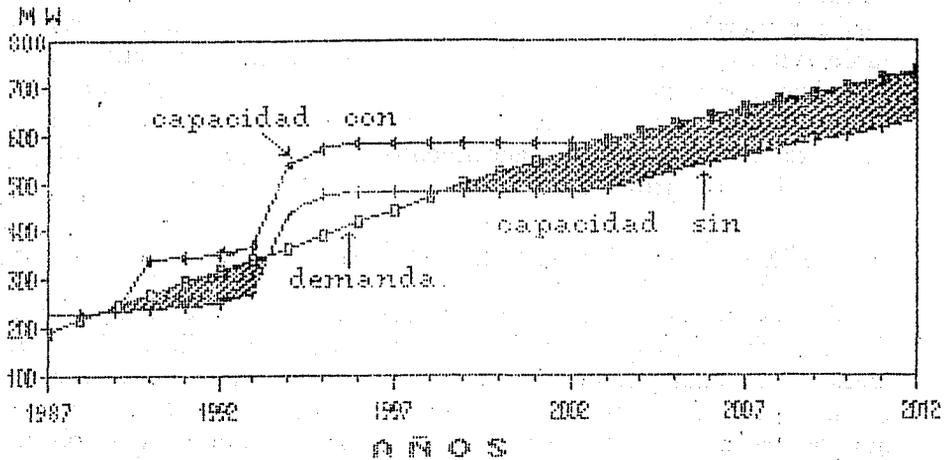
El gráfico a continuación presenta la demanda pronosticada de potencia y la capacidad con y sin de un proyecto ilustrativo. Las áreas sombreadas por debajo de la curva de demanda y por encima de la capacidad sin proyecto corresponden a los déficits de energía que se presentarían de no hacerse el proyecto. Como puede observarse en este ejemplo, el proyecto entraría en operación en 1990 evitando un déficit de energía de 1991 hasta 1995, cuando entra otro equipamiento en el sistema con suficiente capacidad para cubrir los requisitos adicionales. Hasta 2000 el proyecto vuelve a evitar que se presenten nuevos déficits en el sistema. A partir de ese año, se supone que los mismos equipamientos requeridos para evitar faltas en la situación con proyecto, entrarían sin el proyecto. De tal manera, la contribución del proyecto nunca podrá ser mayor a su capacidad. Para valorar estos déficits, la pregunta pertinente es: ¿Cuan-

<sup>6</sup> Consúltese del autor y de Glenn Westley, "Economic Analysis of Electricity Supply Projects".

to estarían dispuestos a pagar los usuarios para evitarlos?. Los analistas tradicionales, aun cuando conscientes de este concepto, lo pasan por alto por considerarlo de difícil medición, o irrelevante debido a la carencia de información sólida. Sin embargo esta posición es errónea. Actualmente la medición no es difícil, y es preferible una estimación aproximada con criterios correctos, que un cálculo exacto pero con principios equivocados.

Gráfico 1

Demanda, Oferta con y sin el Proyecto



La demanda de energía eléctrica (D) es función de las necesidades finales de los usuarios, de sus requisitos de iluminación, de calor, de esparcimiento, etcétera. Claro, las variables explicativas varían dependiendo del tipo de usuarios de que se trate (residencial, industrial, comercial, etcétera).

Considérense, con el propósito de ilustrar, la demanda residencial (DR). Esta depende del precio de la electricidad (P), del ingreso

so (Y) y de otras variables (U). De tal manera, la función demanda residencial por electricidad (en un solo período) puede formularse como

$$DR = fn(P, Y, U).$$

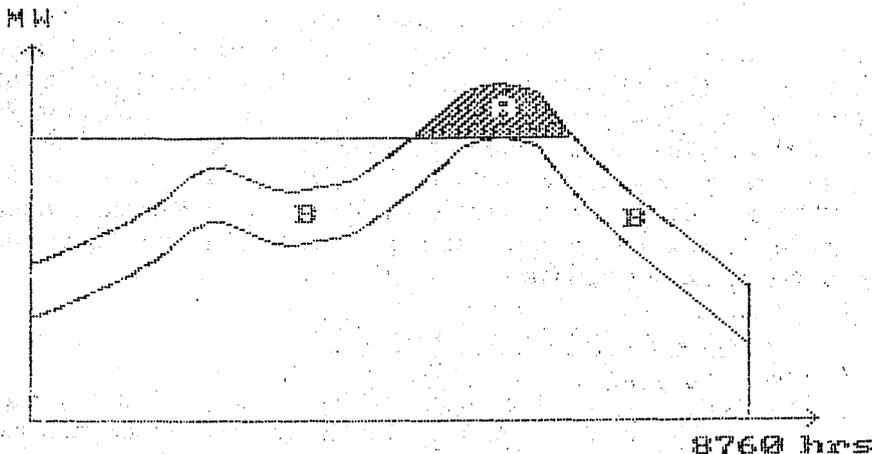
De acuerdo a ejercicios econométricos se puede identificar la elasticidad de DR a cambios en sus variables explicativas. La elasticidad precio ( $\epsilon$ ) es la relevante en el cálculo del beneficio por la DAP (disposición a pagar). Con base en varios trabajos para algunos países, dicha elasticidad se estima dentro del rango -0.2 al -0.6. La " $\epsilon$ " a corto plazo es generalmente inferior a la de largo plazo. En efecto, el stock de electrodomésticos es fijo en el corto plazo, variando sólo su tasa de uso. En cambio, en el largo plazo dicho stock y su tasa de uso son variables.

### 1. La Demanda, el Precio y el Proyecto

Con base en los balances de energía y de potencia con y sin el proyecto (y sin obras sustitutivas del mismo), se conoce cual va a ser su contribución neta de energía para cada año del horizonte de planeamiento. El cálculo del déficit de energía depende de la estructura tarifaria. En efecto, un déficit de potencia durante un período largo (digamos más de cuatro años) no solamente puede implicar no satisfacer el aumento de la demanda de los usuarios existentes al momento de la ocurrencia de la máxima demanda en el sistema (área A en el gráfico 2), sino también la de impedir la entrada de nuevos usuarios. En este último caso, la cantidad de energía no suministrada no se limitaría a la energía faltante en las horas de punta, sino a toda la energía que demandarían los usuarios no conectados (área total entre las dos curvas). Este caso frecuentemente corresponde a la instalación de nuevas industrias. A su vez, si la tarifa media se aumenta para restringir la demanda de modo que iguale a la oferta disponible, no solamente afectaría la demanda en la punta sino también fuera de ésta. Solo en el caso en que se tenga una estructura de tarifas con precios diferentes para potencia y energía, el déficit será equivalente al de las horas de punta

equivalente al de las horas de punta<sup>7</sup>.

Gráfico 2  
Curvas Anuales de Demanda Horaria con y sin el Proyecto



Una vez determinada la restricción de energía, se requiere estimar la DAP asociada. Considerando solo un período, si el proyecto no se lleva a cabo se presentaría un déficit en el cubrimiento de la demanda igual a  $Q_d$ . A su vez, se sabe cual es el precio de suministro con el proyecto ( $P_c$ ). ¿Cuánto es lo que pierden los consumidores si no se lleva a cabo el proyecto?. La respuesta es lo que éstos estarían dispuestos a pagar para evitar la restricción de energía. Esto se puede ilustrar con base en el gráfico 3.

La contribución del proyecto  $Q_d$  es igual a  $D_c - D_s$ . La canti-

<sup>7</sup> Cuando existe tarifa para las horas de máxima demanda, el cálculo del déficit de energía (DE) corresponde al déficit de potencia (DP) por la duración del pico diario (hrs) por los días del año en que se presenta el pico. Como dicha tarificación es más la excepción que la regla, la estimación generalmente corresponde a:  $DE \text{ (kWh)} = FC \times 8760 \text{ hrs} \times DP \text{ (kW)}$ , donde FC es el factor de carga. En esta estimación, DE equivale a las áreas A - B en el gráfico 2.



El excedente del consumidor corresponde a:

$$E = 1/2 (P_s - P_c) (D_c - D_s)$$

$$E = 1/2 (P_s - P_c) \cdot Q_d$$

y la disposición a pagar es, por lo tanto:

$$DAP = V + E$$

$$= 1/2 (P_s + P_c) Q_d.$$

Si el proyecto no se hace, el usuario pierde  $E$ , y la empresa eléctrica,  $V$ . La economía en su conjunto, por lo tanto, sacrifica  $V + E$  (el área bajo la curva de demanda entre  $D_s$  y  $D_c$ ). Esto puede examinarse en el cuadro a continuación. Si el proyecto se ejecuta, los usuarios ganan  $T + E + V$ , y su variación neta es positiva por la cantidad  $T + E$ <sup>8</sup>. La empresa recibe por la venta adicional de electricidad  $V$  y deja potencialmente de percibir  $T$  (la cantidad extra de dinero que tendría que ser pagada en caso de no hacerse el proyecto), de tal manera su variación neta es  $V - T$ ; la variación neta para la economía es, por lo tanto,  $V + E$ , cancelándose la transferencia  $T$ <sup>9</sup>.

8 Esto supone que la demanda es independiente del ingreso. De tal manera, la variación compensadora en el ingreso (la cantidad que habría que quitarles a los usuarios para que quedaran tan bien como estaban antes de la baja del precio) es igual a la variación equivalente (la suma que habría que otorgarse a los consumidores para que estuviesen tan bien como estarían con la disminución del precio).

9 Una transferencia no constituye un uso real de recursos, sino tan solo el traspaso de su derecho de uso de una persona a otra. En esta categoría están los impuestos, los subsidios y los gastos financieros locales. Sin embargo, lo anterior supone que la utilidad marginal del dinero es la misma independiente de la persona; esto es, que un peso en manos de un pobre vale socialmente lo mismo que un peso de un rico, lo cual es incorrecto. Si se consideraran ponderaciones redistributivas de acuerdo al origen y destino de los beneficios y costos, las transferencias no necesariamente se anularían. En este ensayo se sigue el criterio de Hicks-Kaldor; un proyecto es bueno siempre y cuando los ganadores pudieran compensar a los perdedores y todavía estar en una posición mejor que antes del proyecto. Para una defensa del uso de este criterio en el análisis de costos beneficios vease a A.C. Harberger, "Three basic postulates for applied welfare economics".

## EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

Cuadro 1  
Variaciones Netas Si Se Hace El Proyecto

Afectados	Ganan +	Pierden -	Variación Neta
Consumidores	$T + E + V$	$V$	$T + E$
Empresa	$V$	$T$	$V - T$
Economía			$V + E$

### 2. Estimaciones de la Elasticidad<sup>10</sup>

Existen tres maneras de calcular la elasticidad de la demanda industrial. La primera y más simple corresponde a una estimación educada o de juicio. Con base en estudios para otros países, la "E" industrial varía de acuerdo al tipo de industria (intensivas o no en el uso de la electricidad) y al tipo de país. El cuadro a continuación presenta una guía empleada en los estudios del autor en América Latina.

Cuadro 2  
Elasticidades Precio de la Demanda Industrial

Empresas con Intensidad	Países de Ingresos		
	Altos	Medios	Bajos
Alta	-0.65	-0.60	-0.55
Mediana	-0.55	-0.50	-0.45
Baja	-0.45	-0.40	-0.35

<sup>10</sup> Esta sección se nutre considerablemente de las pertinentes observaciones y sugerencias de Glenn Westley.

La segunda estimación corresponde a una simple regresión de series anuales y globales para la industria en su totalidad entre la variable explicada del consumo, y las explicativas de: (a) consumo rezagado, (b) índice de composición industrial (peso de las industrias intensivas en el total), y las cifras reales de (c) valor agregado industrial, (d) precio medio industrial, y (e) precios de los sustitutos<sup>11</sup>.

La tercera estimación es más complicada y solamente recomendable utilizar cuando se dispone de tiempo y recursos para realizar una encuesta. El procedimiento corresponde a una regresión cruzada entre empresas por ramas industriales. Los datos son de corte transversal, y de ser posible, para más de un período. Los precios medios para cada empresa se definen como el cociente entre el valor de las compras y su volumen. Posteriormente, el consumo se relaciona con los datos de ingreso (valor agregado) y precio. Las elasticidades se ponderan por los consumos relativos de las ramas industriales, obteniéndose la elasticidad industrial global.

Existen también tres enfoques para estimar la demanda residencial y la de los otros: de juicio, regresión global de tiempo y regresión intrausuarios. A continuación se presentan las elasticidades recomendadas por el autor para el primer enfoque. Una de las ra-

Cuadro 3  
Elasticidades Precio de la Demanda Residencial

Usuarios de Ingresos	Países de Ingresos		
	Altos	Medios	Bajos
Altos	-0.55	-0.50	-0.45
Medios	-0.50	-0.45	-0.40
Bajos	-0.45	-0.40	-0.35

11 Para mayor profundidad, véanse los siguientes artículos y sus referencias bibliográficas: Lester D. Taylor, "The demand for Electricity: A Survey", *Bell Journal of Economics*, and John Nordin, "A Proposed Modification of Taylor's Demand Analysis: Comment", *Bell Journal of Economics*.

zones por las cuales se presume mas elástica la demanda de los países de mayores ingresos es debido a la mayor disponibilidad de sustitutos que en los países de menores ingresos (por ejemplo refrigeradores y estufas eléctricas y de gas, etcétera).

### 3. Cálculo de los Coeficientes de la Ecuación Precio-Demanda

Una vez estimada la elasticidad se supone una ecuación ceteris paribus de precio-demanda; esto es, se presume que todas las demás variables permanecen constantes, cambiando solamente el precio. Considérese una ecuación lineal como la del gráfico 3. La estimación de la pendiente de la curva  $P = a - bD$  parte del valor de la elasticidad ( $\epsilon$ ), el cual está dado por

$$\epsilon = (db/dP) (P/D),$$

La pendiente  $b$  está dada por el cambio en el precio "P" para una variación en la cantidad demandada "D", esto es

$$b = dP/dD$$

por lo tanto,

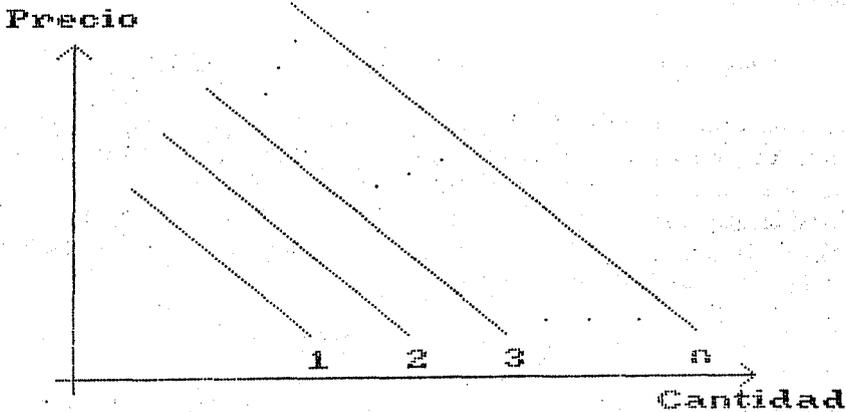
$$\epsilon = (1/b) (P/D)$$

y,

$$b = (1/\epsilon) (P/D).$$

Se requiere estimar el precio sin el proyecto ( $P_s$ ). Para esto, es necesario calcular el valor de la ordenada al origen ( $a$ ) y el de la pendiente ( $b$ ). Supóngase una función lineal precio-demanda que se desplaza año manteniendo la misma pendiente (véase el gráfico 4).

Gráfico 4 (a)  
Curvas de demanda de Pendiente Constante



Para el año 1, se estima el valor de intersección por sustitución  
Se tiene:

$$P_{c,1} = a_1 - bD_{c,1}$$

donde  $P_{c,1}$ ;  $b$  y  $D_{c,1}$  son datos conocidos, por lo tanto

$$a_1 = P_{c,1} + bD_{c,1}$$

El precio sin el proyecto para el año 1 ( $P_{s,1}$ ), se estima introduciendo en la ecuación el dato adicional ya conocido de la demanda sin el proyecto ( $D_{s,1}$ ):

$$P_{s,1} = a_1 - bD_{s,1}$$

Este cálculo se hace para cada año del horizonte de planeamiento. De tal manera, la disposición a pagar por la energía adicional del proyecto varía entre los usuarios y para cada período del horizon-

## EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

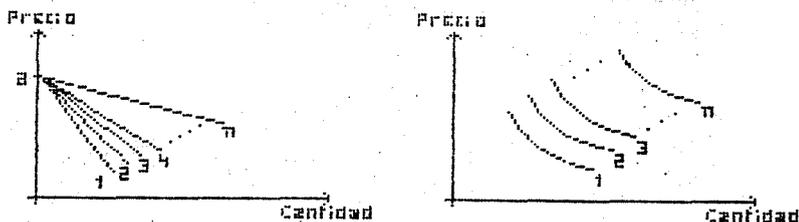
te del estudio. Con base en las fórmulas descritas para una función lineal de demanda de pendiente constante, se estima la DAP para el año 1,

$$DAP1 = 1/2 (Ps,1 \quad Pc,1) Qd1$$

y así sucesivamente para el año 2, . . . . , t.

Sin embargo, como es obvio, la DAP varía de acuerdo con la curva de demanda adoptada y la manera en como esta se desplaza en el tiempo. Las fórmulas anteriores corresponden a una curva lineal que se desplaza de período a período manteniendo su pendiente constante (fig. 4 "a"), existiendo otros tipos de curvas y formas de desplazamiento, como las ilustradas a continuación.

Gráficos 4 (b) y 4 (c)  
Curvas Anuales de Intercepto y de Elasticidad Constantes



La selección, por un lado, del tipo de curva y la forma en como se desplaza durante el horizonte del proyecto son fundamentales para el cálculo de estos beneficios. Por el otro, no se sabe con certidumbre: (a) cuál es la forma de la demanda (una primera idea nos la da el ejercicio econométrico), (b) cómo se va a desplazar en el tiempo (puede ser que cambie la curva). Por lo tanto, cuando la aportación del proyecto es importante relativo al mercado sin proyecto (el caso de nuevos usuarios y de líneas de penetración a nuevas

zonas), es recomendable utilizar la curva de intercepto constante, puesto que en efecto se esta estimando toda la curva de la demanda (no una pequeña parte de esta, como es el caso de líneas en sistemas establecidos) y la probabilidad de errar aumenta, aparte los estimativos del excedente se disparan con las curvas de pendiente constante. En general, dados los errores implícitos en el calculo de la demanda, se considera preferible adoptar aquella curva que arroje las estimaciones del excedente del consumidor más conservadoras<sup>12</sup>.

De los dos componentes del DAP, ventas y excedente, sólo el último varía con las diferentes curvas de demanda. Las ventas, como cabe esperar, son independientes del tipo de curva.

## B. Confiabilidad

En lo que toca al deterioro en la calidad del suministro que se evitaría si se lleva a cabo el proyecto, el planteamiento pertinente para estimar dicho beneficio corresponde a valorar lo que sacrificaría la economía de no hacerse el proyecto. ¿Cuál es el valor de lo que pierden los usuarios industriales, los comerciales, los residenciales, y otros por motivo de fallas inesperadas en el suministro eléctrico?.

Los usuarios están dispuestos a pagar una cantidad determinada (área  $V + E$ , en el gráfico 3) para evitar que no se les suministre un cierto volumen de energía con una confiabilidad dada ( $Q_d$ ). ¿Si los costos del proyecto son superiores a los beneficios por la DAP, puede concluirse que el proyecto no vale la pena? Por supuesto que no. Si el proyecto se ejecuta también pueden producirse otros beneficios asociados a la energía que de todas maneras se suministraría con y sin el proyecto ( $D_s$ ): una mejora en la calidad del servicio existente y un ahorro de recursos para generar y transportar  $D_s$ . Este aumento en la confiabilidad es un beneficio real que de-

12 Dependiendo de la contribución del proyecto a evitar el déficit, los indicadores de proyecto son más o menos sensibles a la estimación del excedente del consumidor y, por ende, al tipo de curva seleccionada. En un proyecto de transmisión en Brasil (ELECTROSUR) con un déficit del 10% de la demanda, la tasa interna de rendimiento (TIR) del proyecto pasaba del 12,4% con la curva de pendiente constante, al 9,7% con la de intercepto constante y al 8,2% con la de elasticidad constante. BID, "ELECTROBRAS, Programa de expansión del sistema de transmisión eléctrica".

## EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

be incorporarse en el análisis económico. Los ahorros en recursos se tratan en una sección posterior.

¿Cómo se determinan los valores del déficit evitado y la energía interrumpida por las fallas? Con base en los estudios de flujos de carga para la demanda pronosticada se determina la cantidad de energía "Qd,t" que se dejaría de suministrar para cada año t si no entra en operación el proyecto. De tal manera, se calcula - como ya se indicó previamente - la demanda restringida "Ds,t" como

$$D_{s,t} = D_{c,t} - Q_{c,t}.$$

Se vuelven a desarrollar los estudios de flujos de carga para la demanda restringida con y sin el proyecto, determinándose la potencia anual que no se suministraría por fallas en el sistema para ambas situaciones. La diferencia entre las dos series corresponde a las fallas evitadas por el proyecto.

¿Cómo se valora esta mejora en la confiabilidad? La estimación parte de la respuesta a la siguiente interrogante: ¿Cuál es la reducción en el costo para los usuarios de ese mejoramiento en la calidad del suministro?. Para un nivel de demanda D se tiene un nivel de costos del lado del sistema (oferta) sin proyecto de "COs" y con proyecto de "COc"; a su vez, se tienen costos para los usuarios de la energía interrumpida de "COFAs" y de "COFAC", respectivamente. De tal manera, un proyecto cuyo propósito exclusivo es mejorar la confiabilidad, se justificaría siempre y cuando el aumento en los costos de oferta sea menor al incremento en los beneficios (reducción en los costos de falla para los usuarios); si dichos aumentos fueran de la misma magnitud, uno sería indiferente entre emprender o no el proyecto. De tal manera, el proyecto de mejoramiento en la calidad de suministro se justifica si

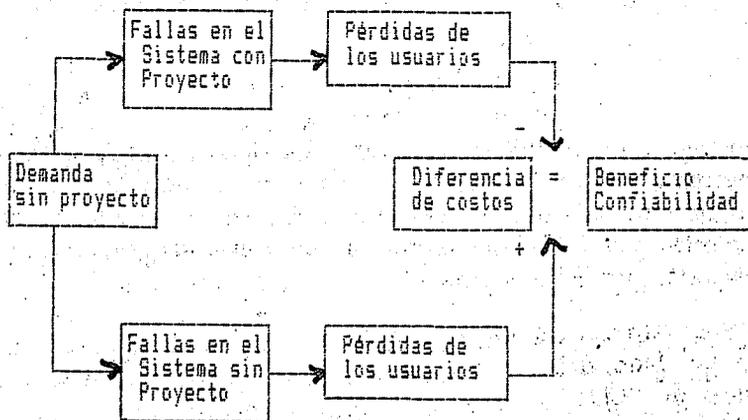
$$(COc - COs) \leq (COFAs - COFAC).$$

Si el propósito del proyecto es, por un lado, evitar un déficit y, por el otro, mejorar la confiabilidad, la regla de decisión es

$$(COc - COs) \leq (DAP + COFAt,s - COFAt,c).$$

El diagrama a continuación ilustra las etapas en la estimación del beneficio por confiabilidad.

Diagrama 2



Un abastecimiento confiable se caracteriza por su seguridad y calidad uniforme. El costo de falla (COFA) es el costo para la economía de una interrupción aleatoria en el sistema de suministro. Dicho costo se mide en términos de los usuarios que sufren el corte de corriente inesperado. Como es natural, el COFA no es un valor único, sino varía de acuerdo a la etapa de la oferta (generación, transmisión, distribución), a la región (área rural, urbana, etcétera), a los usuarios y la tiempo. Cuando los usuarios están informados de que va a haber una interrupción, hacen los preparativos necesarios, minimizando de tal manera los efectos desfavorables. En otras palabras, el costo para los usuarios de una falla inesperada es mayor que el de una anticipada.

La interrogante que surge es: ¿Cómo medir el costo a los usuarios de estas fallas inesperadas?. Una posible solución sería entrevistar

a los usuarios para determinar:

- a) Las pérdidas motivadas por las interrupciones;
- b) Las maneras en que se protegen para minimizar los efectos desfavorables de las fallas, y
- c) Su disposición a pagar para evitar dichas interrupciones.

De tal manera, se puede pensar en una primera división de consumidores de acuerdo a la estructura tarifaria: industriales, residenciales, comerciales, etcétera. Al interior de cada categoría de usuarios, se pueden identificar otros grupos, tales como para los industriales, la industria metalúrgica, la de bebidas, la de construcción, la de vidrio, la textil, etcétera; para los residenciales, los urbanos de los rurales, o de acuerdo a su nivel de ingresos. Explicaremos el COFA de cada uno de estos grupos a continuación.

#### 1. COFA Industrial

Los efectos de un corte de corriente en la actividad industrial varían de acuerdo al papel que desempeña la electricidad en la producción de cada industria. De acuerdo con la tecnología empleada y al tipo de producción, las industrias son más o menos intensivas en el uso de la electricidad, utilizan un proceso de transformación térmico, químico o mecánico o alguna combinación. De tal manera, se puede pensar en funciones de producción específicas a cada industria, en la que uno de los insumos es la electricidad. La forma de la función y sus parámetros representan su tecnología y la relevancia relativa de los diferentes insumos en la formación del producto.

Cada industria - por ende - tiene su propia función de producción. De tal manera, la primera clasificación que puede hacerse es en función de su producto; esto es, distinguen las diferentes ramas industriales que implican un producto y una tecnología relativamente similares. La clasificación industrial por ramas es una división apropiada para medir las consecuencias de las interrupciones.

El monto de la pérdida anual motivada por las fallas en una industria dada depende de los siguientes elementos:

- la frecuencia de las interrupciones;
- la duración de las mismas;
- la importancia de la electricidad en la producción;
- el volumen y valor del producto;
- la existencia o no de capacidad ociosa, y
- la existencia o no de equipo de autogeneración.

Cada uno de estos elementos se explica más adelante.

No todas las interrupciones producen las mismas consecuencias. Existe una duración crítica para cada industria debajo de la cual las pérdidas por Kwh interrumpido son nulas o relativamente menores, y arriba de la cual las pérdidas son significativas. Una interrupción de duración

Di puede producir los siguientes efectos:

- producción pérdida;
- materiales dañados.

El valor de la producción pérdida corresponde al que hubiera sido agregado en condiciones normales; estos es, neto del valor de los materiales. Si solo se tomará el valor bruto de la producción habría sobrevalorización, puesto que no necesariamente todos los materiales son dañados y los recursos pueden en algunas actividades tener ocupaciones alternativas; por ejemplo, el personal desarrolla labores de mantenimiento, de organización de inventarios, etcétera durante la interrupción.

### 1. Producción Perdida

La producción pérdida por una interrupción de duración Di puede ir del 0 al 100% de lo que se produciría normalmente durante ese lapso de tiempo. En algunas industrias no se pierde nada debido a que se sustituyen otros factores productivos por la electricidad, o se desempeñan otras actividades de igual valor durante

el lapso  $D_i$  del corte de corriente. Para la misma duración de la interrupción, la producción sacrificada en otras industrias puede ser significativa; esto es, se reduce el ritmo productivo o se para totalmente. En otras actividades productivas, las pérdidas de producción durante el corte de corriente de tiempo  $D_i$  pueden ser mayores que lo que se produciría durante ese mismo lapso, debido al tiempo necesario - después de la interrupción - para reiniciar las actividades. Este es el caso, por ejemplo, en que se tienen que limpiar los hornos del material que se ha enfriado antes de poder volver a funcionar normalmente. El tiempo de reinicio puede ir de cero (para algunas industrias) a varias horas (para otras).

Un segundo elemento a considerarse en el cálculo de la producción perdida es la existencia o no de capacidad ociosa. En efecto, la industria puede resarcirse parcial o totalmente de las pérdidas de producción ocasionadas por una interrupción de duración  $D_i$ , si es que dispone de capacidad ociosa, ya sea aumentando la productividad mediante: a) una utilización más intensiva de los factores productivos; b) contratación adicional de personal, y c) trabajando horas extras. En estos casos el costo de falla se refiere a los gastos adicionales, tales como los beneficios sacrificados al comprometer los recursos necesarios para resarcirse de la pérdida de producto.

Un tercer elemento a tomarse en cuenta es la existencia de equipos de autogeneración, los cuales reducirían el porcentaje de la producción perdida. Dicho equipo es función del tipo de industria y de la calidad del suministro eléctrico en ese sistema. Algunas explotaciones con necesidades de vapor industrial (por ejemplo, las metalúrgicas), o de eliminación de colas de producción (el bagazo en los ingenios azucareros) generan su propia electricidad. Otras tratan de minimizar el riesgo de las interrupciones protegiéndose con su equipo de generación. En el primer caso, si la industria tiene suficiente capacidad para alcanzar su nivel normal de producción, el costo de la falla corresponde al costo adicional de autogeneración, esto es, la diferencia entre los gastos de operación de su equipo y lo que le costaría la electricidad durante el mismo período de tiempo de no producirse el corte. En el segundo caso, como el equipo es función de la calidad del servicio, el costo de falla corresponde al costo anualizado de adquisición de los equipos, a los gastos de manteni-

miento, y al costo de operación durante la interrupción (claro, suponiendo en ambos casos respuesta inmediata de la autogeneración al corte de corriente).

La ocurrencia (hora, día de la semana y mes del año) de las interrupciones también es relevante para la determinación del COFA. Las industrias tienen curvas de producción que pueden ser variables en el tiempo, de tal manera un corte de corriente tiene efectos diferentes dependiendo de la hora y la fecha en que se produce. Una industria puede trabajar de manera continua, a un mismo nivel de producción en los tres turnos del día, de tal manera, la ocurrencia de una interrupción de una duración  $D_i$  le ocasionaría las mismas pérdidas en cualquier turno. Sin embargo, las industrias trabajan en diferentes turnos, algunas con diferente grado de intensidad en cada turno y por lo tanto, la ocurrencia de una interrupción en un turno vis a vis otro turno, tendrá una repercusión diferente en la producción y los gastos de la industria. Lo mismo es aplicable a los días de la semana y los meses del año.

Recapitulando, si hay una interrupción de 10 minutos no necesariamente se pierde el total de lo que se produciría en ese lapso. Existe una gama de diferentes posibilidades:

- a) No se pierde nada porque durante la interrupción se puede sustituir la electricidad por otros factores productivos, o se pueden desarrollar otras actividades; estos es, no todo el proceso productivo depende de la electricidad;
- b) Se pierde el 100 % de lo que produciría en el lapso que dura el corte de corriente;
- c) Se pierde más del 100% , debido al tiempo necesario para reiniciar las actividades y alcanzar el nivel de producción previo a la interrupción;
- d) Se pierde menos del 100% , porque se puede recuperar parte o toda la producción perdida usando más intensivamente la capacidad productiva de la empresa; este es el caso en que se trabajan más horas extras o se contrata personal adicional, y

- e) Se pierde menos o nada de la producción debido a la existencia de equipo propio de generación; aquí el costo adicional serían los gastos asociados al equipo de generación y a su operación.

## 2. Pérdida de Materiales

También aquí se presenta una gama de posibilidades que van de cero a la pérdida del total de los materiales. Dependiendo de la industria, existe una relación entre duración de la interrupción y el porcentaje de materiales estropeados. Se requiere averiguar el tiempo crítico de la falla por debajo del cual no se pierde nada relevante de materiales, y por arriba del cual se pierde progresivamente más conforme se incrementa la duración de la interrupción. Lo que puede suceder es lo siguiente:

- no se pierde nada, y
- se pierde el 100% de los materiales.

Este último caso corresponde al de aquellas fábricas en donde los materiales se perjudican al faltar la electricidad, ejemplo algunas fundiciones de vidrio, procesos de electrólisis, etcétera. Lo que generalmente sucede es que no se pierde nada, o algo situado entre los dos extremos anteriores.

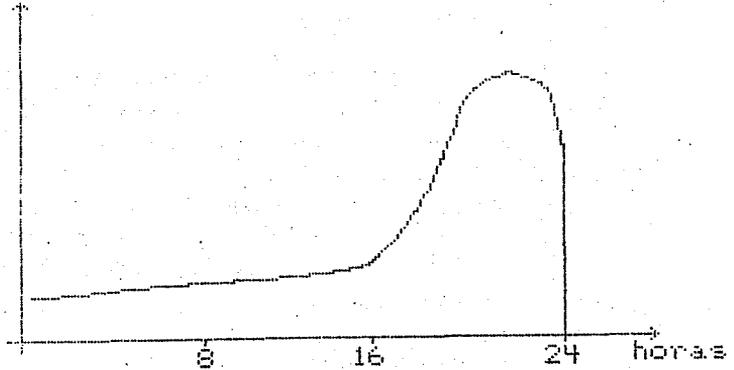
## 2. COFA Residencial y de Otros Usuarios

Se pretende calcular lo que la unidad residencial estaría dispuesta a pagar para evitar esas interrupciones. Esto implica averiguar lo que representa ese valor en términos del ingreso familiar y si ese varía de acuerdo al tiempo en que ocurre la interrupción. En efecto, la importancia para el usuario de una falla en el servicio varía de acuerdo con la hora y el día en que ocurre. Tratando de ilustrar este último concepto gráficamente, se tiene un esquema del siguiente tipo:

Gráfico 5

Importancia de las Fallas Según la Hora: Usuario Residencial

Costo de  
Oportunidad  
de la Falla



En general, la importancia de la electricidad en el uso residencial varía de acuerdo al período del día. En las horas de la madrugada (0 a 8 hrs.) la relevancia es baja debido a que típicamente son horas de descanso. De las 8 a las 16 hrs. la importancia de un suministro confiable aumenta, pero aun no es significativo, pues la interrupción afecta usos de trabajo en el hogar fácilmente ejecutables en otras horas. Sin embargo, de las 18 hrs. a las 25 hrs. los usos de la electricidad tienen como finalidad el esparcimiento y pueden tener suficiente relevancia para que los miembros de la unidad residencial estén dispuestos a pagar más de lo que les cuesta la electricidad. El problema principal es la medición de su DAP. Los usuarios subvaloran cuando se les pregunta cuánto estarían dispuestos a pagar para evitar los cortes de corriente. De tal manera se recomienda en la encuesta preguntarle a los usuarios la indemnización que consideran deberían de recibir para compensarlos por los perjuicios sufridos por las interrupciones<sup>13</sup>.

13 En el primer caso, el usuario no revela sus preferencias o las subestima por temor a que se le vaya a cobrar más. En el segundo caso se puede presentar el problema opuesto de sobrevalorización. Se estima que el sesgo en la estimación es menor en este último caso.

El cálculo del costo de falla de los otros usuarios no requiere en principio de una encuesta. El consumo de electricidad en el comercio, los servicios, etc. generalmente está relacionado a la demanda de los usuarios residenciales por dichos servicios. En efecto, los miembros de la unidad residencial son quienes salen a comprar, van a un espectáculo, a un restaurante, etcétera y, por lo tanto, valoran dicha actividad más o por lo menos igual al tiempo de esparcimiento en el hogar, de lo contrario no saldrían. Se adopta el supuesto de que en las horas de esparcimiento fuera de la casa, los usuarios residenciales son los que sufren los perjuicios ocasionados por las interrupciones. Por ello, el valor del costo de falla de los otros usuarios se estima a partir de lo que los miembros de la unidad familiar estarían dispuestos a pagar para evitar el perjuicio de la interrupción. Esta forma de cálculo constituye una simplificación, estimándose que arroja el límite inferior del verdadero valor.

El sector comercial puede ser afectado en mayor medida que lo que dicho corte produciría en el sector residencial. Por ejemplo, el corte puede suceder entre las 8 y las 16 hrs. afectando las ventas de algunos establecimientos y manteniendo al personal ocioso, mientras que dicha interrupción tendría un costo equivalente menor en las residencias. El alumbrado público, a su vez, tiene asociado un cierto nivel de seguridad. Un corte por arriba de un lapso determinado (el cual varía de país a país) puede provocar desmanes y atentados en contra de la seguridad personal y la propiedad pública y privada. No obstante lo anterior, se considera que la equivalencia de la valorización residencial a las fallas en otros sectores, constituye un límite inferior. Aparte, el error de estimación no es muy importante cuando la participación en el consumo total de este segmento sea reducida. En los casos en que el mercado del proyecto tenga una participación sustancial del consumo comercial o de alguna otra categoría en el total, se recomienda su estimación directa mediante encuestas.

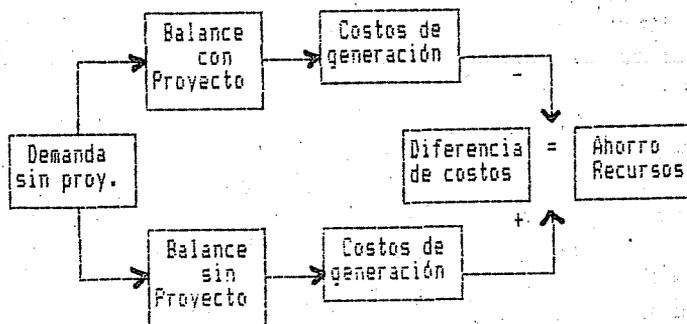
### C. Ahorros de Recursos

Finalmente, el cambio en los costos de operación y mantenimiento (incluyendo, por supuesto, combustibles) se estima simulando la operación del sistema tal como funcionaría con el proyecto, pero para el nivel de "demanda sin" proyecto (nivel de "deman-

da con" menos el déficit esperado). Aun cuando esto suena confuso no lo es. El proyecto evita un déficit, el cual se valora de acuerdo con lo que estarían dispuestos a pagar los consumidores. Sin embargo, la cantidad de energía que de todas maneras se ofrecería si no se ejecuta el proyecto, puede ser que con éste su producción resulte mas barata. Este ahorro de recursos es consecuencia del proyecto. Por ejemplo, la línea de transmisión puede: substituir generación térmica más cara por hidroeléctrica más económica; reducir los requisitos de reserva rodante (ó caliente), y disminuir las pérdidas de transmisión/transformación. Este beneficio esta asociado al excedente del productor.

La idea básica corresponde a comparar los niveles de costos totales con y sin el proyecto para un mismo nivel de demanda, las diferencias siendo los beneficios y/o costos atribuibles al proyecto. El diagrama a continuación muestra los pasos en el cálculo del beneficio por sustitución de recursos.

Diagrama 3



En algunos casos el proyecto, al ampliar la capacidad entre dos regiones, da lugar a la sustitución de generación térmica por otra térmica más eficiente o hidroeléctrica más económica. Los ahorros de combustibles, por lo tanto, deben incorporarse como un beneficio para el proyecto.

Generalmente, cuando se amplía la capacidad de transmisión

## EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

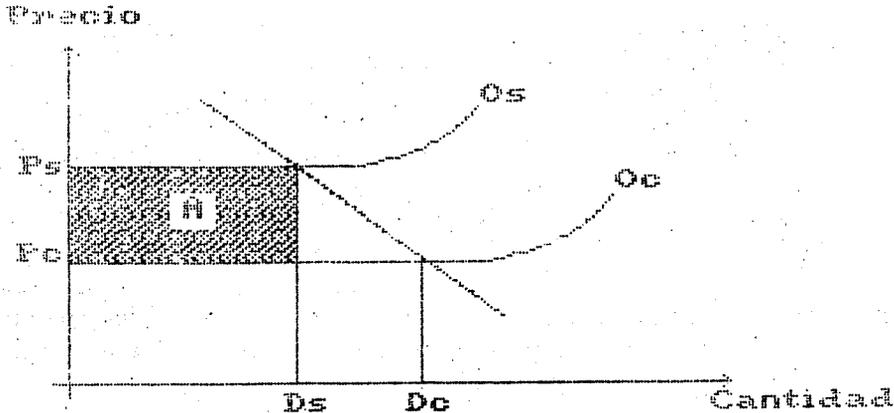
se presenta una reducción de pérdidas para el nivel de demanda sin proyecto. Esta reducción se valora, al igual que en el análisis de alternativas, con el costo marginal de generación.

Algunos proyectos de transmisión permiten una disminución en el nivel de reserva rodante, ahorrando en consecuencia combustibles. En efecto, para un nivel de carga y de capacidad se requiere el mantenimiento de un margen de reserva de generación que pueda entrar en operación casi inmediatamente para satisfacer cargas inesperadas, retiros forzados y/o controlar flujos reactivos. Al incrementarse la capacidad de transmisión entre dos sistemas con unidades propias de generación, aumenta la disponibilidad de la oferta, reduciendo en consecuencia el nivel total de reserva rodante para los sistemas combinados. En la valorización de los combustibles se sigue el mismo criterio de apreciación empleado para los bienes comercializados internacionalmente.

Es importante incluir todos aquellos costos que pueden evitarse debido a la inclusión del proyecto. Estos costos generalmente se refieren a los requisitos de inversión, la operación y mantenimiento del sistema, y los gastos en combustibles.

Cuando el proyecto bajo consideración evita algún déficit de demanda, el ahorro de recursos solo se refiere al nivel de demanda en la situación sin proyecto (no hacer nada). Solo se ahorra lo que independientemente del proyecto se produciría y que con éste se suministrará mas económicamente. El diagrama a continuación ilustra esto. El ahorro de recursos corresponde al área sombreada A. Si se hace el proyecto la curva de oferta se desplaza hacia la derecha y hacia abajo, reduciendo los costos por unidad, produciéndose de tal manera un ahorro de recursos gracias al proyecto para el bloque de demanda Ds.

Gráfico 6  
Ahorro de Recursos



#### IV. Costos

Cada uno de los efectos del proyecto tiene por lo general tanto un lado positivo como uno negativo. Una vez estimados los beneficios, se procede a estimar los costos a que da lugar el proyecto. Algunos de éstos se examinaron en la sección de análisis de alternativas. Se ha mencionado que la definición de flujos en el análisis económico es en sentido incremental; para los costos esto significa el nivel de costos totales del sistema con el proyecto menos el nivel resultante sin el mismo. Los costos primeros son los del proyecto propiamente dicho: Inversión, operación y mantenimiento. Los siguientes son aquellos asociados a la energía incremental. En efecto, para que los consumidores dispongan de la energía marginal del proyecto es necesario llevarla hasta los puntos de recepción, lo cual implica ampliar la capacidad de transporte a partir del nodo terminal del proyecto hasta las tomas del usuario, y generar dicha energía la cual no sería necesaria si no se llevase a cabo el proyecto.

Por lo tanto, los costos considerados son:

## EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

- a) inversión y gastos de reposición del proyecto;
- b) operación y mantenimiento del proyecto;
- c) inversión adicional (transformación, subtransmisión y distribución) asociada a la energía incremental del proyecto;
- d) gastos de operación y mantenimiento adicionales asociados a la inversión del apartado anterior;
- e) otros gastos asociados a la energía incremental del proyecto (facturación, cobranza, administrativos, etcétera), y
- f) costos de generación de la energía incremental del proyecto (consumo adicional esperado más sus pérdidas asociadas).

### V. Integración y Resumen

A grandes rasgos, la evaluación económica comprende los siguientes trabajos:

- identificación y valorización económica de los flujos financieros del proyecto;
- medición económica de efectos no apreciados en el mercado;
- reducción a un resultado único, cómputo de los indicadores económicos del proyecto: valor presente neto (VPN) y tasa interna de rendimiento (TIR)<sup>14</sup>, y
- verificación de los indicadores económicos del proyecto ante

14 El indicador elegido para integrar los beneficios y los costos influye en las decisiones de jerarquización entre proyectos mutuamente excluyentes. La TIR y la razón beneficio costo sólo informan sobre si el proyecto es atractivo o no, por lo que pueden llevar a equivocaciones en la jerarquización y selección de las inversiones. En cambio, el VPN, tal como informa la literatura especializada, está libre de estas ambigüedades. No obstante, el empleo conjunto del VPN y la TIR permite formarse una idea más adecuada sobre el perfil económico del proyecto. D.R. Lessard y D.L. Wisecarver, "The endowed wealth of nations versus the internal rate of return".

las incertidumbres que pudiesen afectar su evolución; en otras palabras, determinar qué tan robusto es el perfil económico del proyecto.

El punto de partida para la identificación de los efectos del proyecto es el estudio de la demanda. Una vez definida el área de influencia del proyecto (un pueblo, una región o el sistema interconectado en su conjunto) se procede a examinar la demanda de manera retrospectiva y prospectiva. ¿Cómo ha crecido la demanda total y por grupos de usuarios?, ¿Cuáles son las variables que explican ese crecimiento? ¿Cómo va a crecer la demanda durante la vida económica del proyecto?, ¿Cuáles son las características socioeconómicas de los usuarios?, etcétera. Estos son algunos de los problemas que trata de resolver el análisis de la demanda. Cabe destacar dos elementos importantes:

- conviene estudiar el pasado, empleando -en un inicio- métodos sencillos de pronósticos, para sensibilizarse sobre la demanda y sus variables explicativas, y posteriormente, adoptar las metodologías analíticas más adecuadas a los datos disponibles, y las metodologías son tan buenas como los datos que se emplean.

Los pronósticos de demanda junto con las simulaciones de oferta en le área de influencia (para las situaciones con y sin el proyecto) indican en qué momento del horizonte de planeamiento el proyecto contribuye a:

- evitar algún déficit de energía (o potencia);
- evitar un deterioro en la calidad del suministro;
- sustituir requisitos caros de generación,
- reducir las pérdidas físicas de energía.

Este esfuerzo se hace en dos etapas: primero, se elabora para cada una de las alternativas técnicas consideradas; segundo, se efectúa para la situación sin proyecto (y sin obras sustitutas). Se valoran los efectos para la primera etapa, encontrándose, de tal manera,

## EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

la solución del costo mínimo. Una vez, determinada la alternativa más económica, se procede a valorar sus beneficios (segunda etapa). Se han identificado los siguientes beneficios:

- contribución de energía adicional;
- mejoramiento de la confiabilidad, y
- ahorro de recursos.

La génesis de la aplicación del ABC es la comparación de las situaciones con y sin proyecto. Si se lleva a cabo: ¿Qué es lo que pasa?. Puede suceder que el VPN del proyecto sea atractivo al costo de oportunidad del capital. Termina ahí el análisis, ¡no!. Lo que se sabe es que dado el nivel inicial de demanda se justifica el proyecto. Ahora, cabe preguntar si el proyecto produciría alguna modificación apreciable en los costos unitarios, y cual vendría a ser el impacto en los precios. Si el impacto eventual en las tarifas se estima sustancial, dadas las elasticidades establecidas, es necesario rehacer el análisis:

- restimación de demanda;
- análisis de alternativas, y
- análisis de beneficio costo.

La alternativa óptima será aquella en que para el conjunto de costos, tarifas y demanda no existe mayor variación. En otras palabras, es el punto de equilibrio entre la demanda y la oferta.

El análisis de beneficio costo es una técnica superior al análisis tradicional empleado en las empresas eléctricas. Este trabajo ha presentado la aplicación del ABC siguiendo las etapas que en la práctica se seguirían demostrando que no hay problemas insolubles que impidan su aplicación al estudio de las inversiones en transmisión. Finalmente, hay que recordar que el análisis de beneficio costo no es un sustituto del buen sentido común ni de la experiencia, sino tan sólo un refuerzo.

VII. Bibliografía

- K.P. Anderson (1971), "Towards econometric estimation of industrial energy demand: An experimental application to the primary metal industry", R - 719 - NSF (Sta. Mónica: Rand Corp.).
- K.P. Anderson (1973), "Residential energy use: An econometric analysis", R - 1296 NSF (Sta. Mónica: Rand Corp.).
- BID (1985), "ELECTROBRAS, Programa de expansión del sistema de transmisión eléctrica", BR - 0151 (Washington, D.C.: noviembre).
- Banco Mundial (1983), Economic Analysis of Multipurpose Water Projects (Wash. D.C.: Econ. and Policy Div., diciembre).
- R.W. Bandaranaike (1981), "Rural electrification and the optimal quality of electricity supply" (Univ. of Maryland: Ph. D. Thesis, abril).
- D. Blackorby, et. al. (1984), "Consumer's surplus and welfare change in a simple dynamic model", Review of Economic Studies, pp. 171-6.
- E. Castagnino (1980), "Guía para el análisis del efecto distributivo de proyectos de transmisión y distribución de electricidad" (Wash., D.C.: BID, Unidad de Metodología, diciembre).
- J.M. Currie, et. al. (1971), "The concept of economic surplus and its use in economic analysis", Economic Journal, diciembre, pp. 741-99.
- A. Deaton and J. Muellbauer (1980), Economics and Consumer Behaviour (Cambridge: Cambridge Univ. Press).
- L.E. Gutierrez-Santos and M. Webb (1977), "Comentarios sobre la evaluación de proyectos con referencia al sector energético mexicano", El Trimestre Económico, Vol. 44(2), Núm. 174 (México, D.F.: FCE, abril-junio).
- L.E. Gutierrez-Santos and G. Westley (1979), Economic Analysis of Electricity Supply Projects (Wash. D.C.: BID).
- L.E. Gutierrez-Santos (1983), "Electricity Demand Forecasting: A Review of Current Methodologies" (Wash., D.C.: BID, Dep. Analisis de Proyectos diciembre).
- A.C. Harberger (1970), "Marginal cost pricing and social investment criteria for electricity undertakings", publicado en Harberger (1972).
- A.C. Harberger (1971), "Three basic postulates for applied welfare economics: an interpretative essay", Journal of Economic Literature, Vol. 9, pp.785-97.

EL ABC DE LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

- A.C. Harberger (1972), Project Evaluation (London: Macmillan).
- R. Halvorsen (1978), Econometric Models of U.S. Energy Demand (Mass.: Lexington Books).
- H.S. Houthaker and L.D. Taylor (1970), Consumer Demand in the United States Analysis and Projections (Cambridge, Mass.: Harvard Univ. Press).
- D. Julius and Meta Systems Inc. (1981), Energy Pricing in Developing Countries: A Review of the Literature, Energy Dep. Paper N° 1 (Wash., D.C.: Banco Mundial).
- R. Just, D. Hueth and A. Schmitz (1982), Applied Welfare Economics and Public Policy (New Jersey: Prentice Hall).
- D.R. Lessard y D.L. Wisecarver (1979), "The endowed wealth of nations versus the internal rate of return", Development Discussion Papers N° 75 (Cambridge, Mass.: Harvard Institute for International Development, July)
- I.M.D. Little and J.A. Mirrlees (1974), Project Appraisal and Planning for Developing Countries (London: Heinemann).
- G.W. Mckenzie (1976), "Measuring gains and losses", Journal of Political Economy, 84, pp. 641-6.
- G.W. McKenzie (1983), Measuring Economic Welfare: New Methods (Cambridge: Cam. Univ. Press).
- E.J. Mishan (1975), Cost Benefit Analysis, 2nd. Ed. (London: Allen & Unwin).
- E.R. Morey (1984), "Confuser surplus", American Economic Review, 74, N° 1, pp.163-73.
- M. Munasinghe (1979), The Economics of Power System Reliability and Planning (Baltimore: J. Hopkins Univ. Press).
- M. Munasinghe (1987), Rural Electrification for Development: Policy Analisis and Applications (Boulder: Westview Press).
- J. Nordin (1976), "A proposed modification of Taylor's demand analysis: Comment", Bell Journal of Economics, Vol. 7, N° 2, Autumn.
- ONUDI (1972), Guidelines for Project Evaluation (New York: ONU)
- ONUDI (1978), Guide to Practical Project Appraisal: Social-Cost Benefit Analisis in Developing Countries (New York, ONU).
- A.P. Sanghvi (1981), "Customer outage costs in investment planning models

for optimising generation system expansion and reliability", Transactions of the Canadian Electrical Association, Vol. 21.

- L. Squire and H.G. van der Tak (1975), Economic Analysis of Projects (Baltimore World Bank/Johns Hopkins).
- R. Sugden (1979), "The measurement of consumers' surplus in practical cost-benefit analysis", Applied Economics, Vol. 5 N° 4, pp. 139-46.
- L.D. Taylor (1975), "The demand for electricity: A survey", Bell Journal of Economics, Vol. 6, N° 1. Spring.
- R. Turvey (1968), Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply (London: Allen & Unwin).
- R. Turvey and D. Anderson (1977), Electricity Economics: Essays and case Studies (Wash. D.C., Banco Mundial: J. Hopkins Univ. Press).
- M. Webb and D. Pearce (1985), Economic Benefits of Power Supply, Energy Dep. Paper N° 25 (Wash. D.C.: Banco Mundial, septiembre).
- G. Westley (1984), "Forecasting Electricity Demand: A General Approach and Case Study in Dominican Republic", Papers on Project Appraisal, N° 26 (Wash., D.C.: BID, Unidad de Metodología, octubre).