

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA  
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA  
DEL ISTMO CENTROAMERICANO  
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION  
Y RECURSOS HIDRAULICOS .

LIMITADO  
CCE/SC.5/GRTE/II/DI.5  
9 de octubre de 1970

Grupo Regional sobre Tarifas Eléctricas  
Segunda Reunión  
Panamá, 26 a 31 de octubre de 1970

UTILIZACION DE PRECIOS MARGINALES EN LA ELECTRIFICACION  
RURAL DE VENEZUELA

(Ponencia presentada por los ingenieros A. Méndez Arocha  
y Carlos M. Rivas S.)

Documento presentado originalmente a la Tercera Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural, celebrada en la ciudad de México del 21 al 26 de abril de 1969.

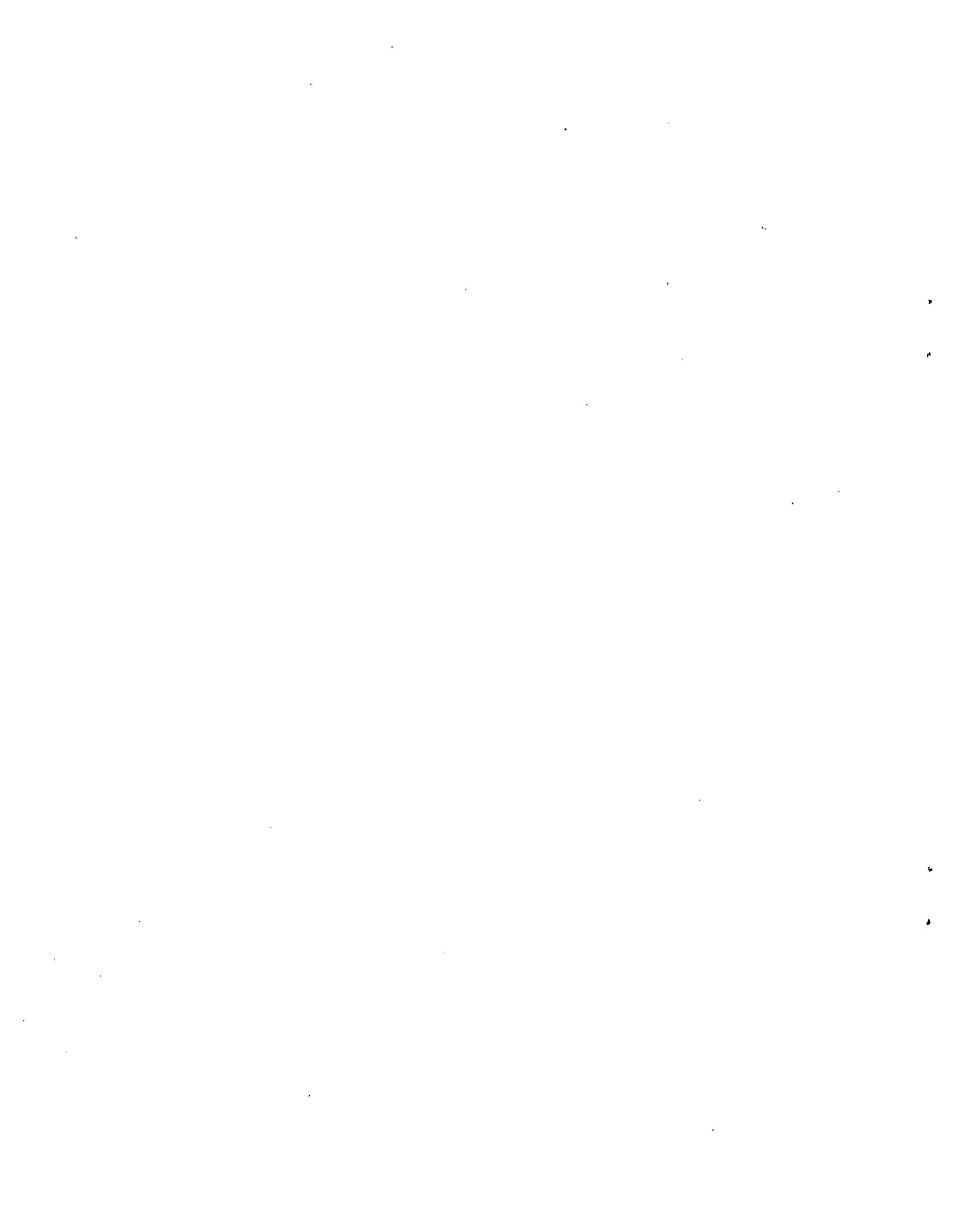


## RESUMEN

En este artículo se plantea la utilización de los costos marginales en el diseño de tarifas agropecuarias, como instrumentos para promover la racionalización del consumo y para lograr el ofrecimiento de precios bajos que conduzcan a incrementar la electrificación del campo, que es de positivas consecuencias sobre el nivel de vida campesino y sobre la productividad rural.

Se indican las disquisiciones teóricas que respaldan el concepto y se describe la metodología utilizada, incluyéndose al final un ejemplo numérico con el programa empleado para los cálculos en la computadora y para el dibujo de la curva de carga por la máquina.

Se destaca que no se trata de una aplicación de la teoría marginalista en sentido estricto, sino que se ha logrado un compromiso con los conceptos tradicionales, de manera de evitar dificultades financieras que pudieran crearse con ventas puramente marginales. Parece conveniente señalar que en Latinoamérica esta es sin duda una de las primeras, si no la primera, experiencia de tarifas sobre la base de teoría marginal de precios.



## INTRODUCCION

La C.A. de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) es una Empresa Eléctrica de propiedad estatal que ha sido creada con la finalidad de promover y adelantar el desarrollo eléctrico del país. En la actualidad CADAFE presta servicios a medio millón de suscriptoras en poblaciones urbanas y rurales esparcidas a lo largo del territorio nacional, pero excluyendo las ciudades de Caracas, Maracaibo, Barquisimeto, Ciudad Bolívar y Puerto Cabello con sus zonas adyacentes.

CADAFE está encargada de la ejecución del Plan Nacional de Electrificación, donde se estudian y definen los nuevos programas de electrificación rural. Estos programas son de gran significación social y económica, al promover cambios positivos en el nivel de vida y en la productividad de la población campesina, y constituyen una obra de infraestructura básica y fundamental al desarrollo nacional.

### Política tarifaria

Una característica típica de los sistemas de electrificación rural es la baja densidad de carga por kilómetro de línea, debido principalmente a la fuerte dispersión de la población campesina, lo que provoca altos costos de inversión por cada suscriptor servido. Paralelamente, el escaso poder adquisitivo y nivel educativo de los suscriptores rurales, se traduce en un bajo consumo específico que incide perjudicialmente en el factor de carga y en el costo de servicio, resultado este último notablemente elevado.

El alto costo de servicio en los sistemas rurales de suministro eléctrico, crea difíciles problemas tarifarios dada la necesidad de ofrecer precios lo suficientemente bajos que permitan al campesino y/o empresario rural disponer plenamente del servicio eléctrico a su disposición.

Nuestra política tarifaria para el sector rural ha estado dirigida a satisfacer las siguientes metas, a veces un tanto contradictorias, como son.<sup>1/</sup>

<sup>1/</sup> Para un planteamiento general sobre la política de precios de CADAFE, véase Méndez Arocha, A. Nuevas experiencias en la política tarifaria de la C.A. de Administración y Fomento Eléctrico. Seminario Latinoamericano de Energía Eléctrica, S. VE. III. Lima, 1967.

- a) Recuperación del costo de servicio, incluyendo una rentabilidad (económica o social) sobre la inversión.
- b) Ofrecimiento de los precios más bajos posibles para estimular el mayor uso de energía por los consumidores, y la electrificación del campo.
- c) Promoción del uso racional de los recursos aplicados a la electrificación.

Dentro de este marco se ha propuesto una tarifa agropecuaria basada sobre el costo marginal, como la estructura más conveniente al logro de tales metas.

#### La venta al costo marginal

Antes de iniciar la descripción de la metodología que hemos adoptado para el diseño de precios de electricidad en la zona rural, objeto principal de este trabajo, queremos hacer algunos comentarios sobre la teoría que respalda el uso de costos incrementales para la fijación de tarifas, de manera de aclarar y justificar nuestra posición sobre esta materia.

En general se plantea la disyuntiva de vender al costo promedio o al costo marginal. Tradicionalmente se vende al costo promedio, para que las ventas permitan la recuperación de las cargas totales de la empresa (depreciación, gastos corrientes, etc.). Esto conduce además de la obtención de las fuentes financieras necesarias para afrontar los compromisos de efectivo, a la conformación de fondos internos para el financiamiento de la expansión, que es un aspecto muy importante en el desarrollo de las empresas eléctricas.

Sin embargo, desde hace años, se ha venido insistiendo en que además de las funciones mencionadas arriba para los precios, éstos tienen otras que posiblemente sean más importantes. Nos referimos particularmente a la función de los precios como catalizadores del consumo, como orientadores de los mercados hacia estructuras más racionales, más eficientes desde el punto de vista de la utilización de los recursos escasos y abundantes en un país. Esta es la función de BONBRIGHT (1961,54) denominada de "control de la demanda" o "racionamiento del consumidor" y que es una de las más importantes según los expertos. La orientación del consumo hacia estructuras más racionales se puede lograr ofreciendo el producto a precios marginales, puesto

/que, para

que, para decirlo de una manera simple, motivan el consumo en los períodos cuando es más barato producir y lo reprimen en los lapsos en que dicha producción resulta muy costosa. Se tiende así con estos precios a una optimización económica de las estructuras de producción y consumo, en el entendido que "...los precios no tienen por objeto (desde este punto de vista) la remuneración de los gastos del productor a nombre de un principio de equidad cualquiera, sino el motivar las decisiones futuras de los consumidores de tal manera que aquellas no causen gastos irracionales a la economía..." (BOITEUX; 1949;321).

En la práctica no obstante, la aseveración anterior ha encontrado la crítica de que cuando los costos marginales son mucho menores que los costos promedios, las ventas a precios marginales conducirían a situaciones de caja inadmisibles en la marcha normal de las Empresas, que tendrían que acudir a subsidios o aportaciones especiales para compensar el fuerte drenaje de fuentes internas.

Sin embargo, en vista de los altos beneficios económicos y sociales que se logran por medio de los efectos directos e indirectos de la electrificación rural, y considerando la necesidad de una estrategia especial de precios para promover el consumo de energía eléctrica en el campo en vista que muchos granjeros y hacendados se encuentran reacios a utilizar la electricidad extensamente, los precios marginales podrían ser un camino sumamente efectivo para la promoción de la electrificación en el interior, aparte de sus ventajas para la racionalización del consumo.

En estas condiciones, hemos adoptado la teoría del costo marginal para el diseño de precios en la zona rural, pero admitiendo un compromiso entre las diferentes funciones de los precios, hasta lograr una estructura tarifaria que, promoviendo el uso de la electricidad de una manera marginalista, también satisfaga la exigencias de ingresos y financiamiento que requiere la empresa para su operación y expansión.

Por ello, la experiencia que presentamos, el diseño de las tarifas denominadas "agropecuarias", incluye para el establecimiento de los precios, tanto conceptos marginalísticos (costos diferenciales, costos de desarrollo) como conceptos convencionales (costo promedio, costo integral, valor del servicio).

/Se considera

Se considera además que con esta modalidad se están cumpliendo cabalmente las metas de la política tarifaria.

#### Diseño de las tarifas agropecuarias

De acuerdo al Reglamento de Servicio de la Compañía,<sup>2/</sup> el servicio agropecuario "corresponde al servicio para bombas de riego y para el uso general (de electricidad) en haciendas y granjas, incluyendo servicio residencial incidental, siempre que dicho consumo no sobrepase el 20% del uso total de energía..." (Aparte 5.12).

A objeto de hacer atractivo el servicio eléctrico y de ofrecer los precios según las exigencias marginalísticas, se escogió la estructura de "doble precio" para la tarifa agropecuaria, uno dentro del lapso de la hora pico y otro para el período fuera de las horas de punta, en vista de que las curvas de carga del interior de Venezuela no ofrecen sino una punta diaria, de carga residencial y de iluminación, cerca de las 20 h.

Para definir la metodología, se puede decir que ésta se basa en el ofrecimiento de precios a la hora pico que dependen del costo de desarrollo, o sea del costo marginal a mediano plazo (que incluye las cargas fijas incrementales para el nivel de voltaje de servicio) mientras que el precio fuera de pico se ha establecido en el período teniendo en cuenta un margen de niveles que depende: i) del precio promedio en el período determinado según el método del costo integral.<sup>3/</sup> ii) del costo marginal a corto plazo (mayormente combustible), y iii) del "valor del servicio" en la zona (o sea los niveles de precios de las energías competitivas).

El método del costo integral sirve para imputar los cargos por demanda al consumo según las horas de servicio, penalizando a aquellos consumos que acontecen en las horas de punta. Mientras que existen muchos otros métodos para distribuir la responsabilidad de la demanda entre las diversas clases de servicio, el integral tiene la ventaja que hace esta adjudicación en función del lapso diario en que el consumo se realiza, de manera que es

<sup>2/</sup> En la Delegación de CADAPE a la Conferencia existen copias disponibles del Reglamento de Servicio de la Compañía para los asistentes interesados.

<sup>3/</sup> Véase Van Den Heuvel, B.W. The integral method of cost calculation for electricity supply. UNIPEDS Baden Baden 1961, VI.3.

especialmente apto para el diseño de la tarifa de doble precio. La variante en nuestra metodología, sin embargo, reside en la modalidad de que aplicamos un sentido marginalista para la selección de los costos en cada período y se obtiene así una base cuantitativa para conocer los costos en los lapsos diarios de servicio para la determinación de las tarifas, como se verá más adelante en la demostración del método.

### Descripción de la metodología

La estructura tarifaria se ha previsto para ser aplicada por medio de medidores de doble registro acoplados a un interruptor de tiempo para indicar separadamente los consumos dentro y fuera de las horas de pico.

Describiremos seguidamente el procedimiento empleado por el cálculo.

Conocida la curva de carga diaria del sistema, se procede en primer lugar a la determinación del costo integral en los diferentes períodos del día. Para el análisis del costo por demanda se supone que la capacidad de generación está compuesta de una serie de unidades imaginarias que entran en servicio durante ciertas horas y son retiradas del servicio en las horas restantes siguiendo las fluctuaciones de la curva de carga diaria simplificada esquemáticamente mediante una sucesión de escalones.

Representando gráficamente la curva de carga esquemática en función del tiempo, se puede ver el número de horas diarias de trabajo de cada unidad de generación. (Figura 1.)

Los costos por demanda que corresponden a cada unidad se cargan a los kWh anuales generados por ella; en consecuencia, el costo por kWh aumenta a medida que el número de horas de trabajo de una unidad dada disminuye. Las unidades con pocas horas de trabajo, especialmente las que cubren el pico, tienen costos particularmente elevados.

Finalmente, el costo por demanda a una cierta hora del día se determina tomando el promedio pesado de los costos por demanda de las diferentes unidades que cubren el servicio en esa hora.

A fin de obtener los costos totales, se les suma a los costos por demanda para cada hora, los costos variables (combustibles y lubricantes).

A continuación se definen los períodos dentro y fuera del pico de acuerdo a la curva de carga diaria típica de la zona.

/Tal como

Tal como se indicó arriba, en el cálculo de las tarifas agropecuarias no se ha seguido exactamente el método del costo integral, que conduce a costos promedios en los períodos del día. Se ha incorporado la modalidad de utilizar los costos de la última unidad en los lapsos del pico como representativos del costo marginal a mediano plazo, o sea de las inversiones adicionales que serían requeridas por un aumento de carga a estas horas. En consecuencia, el precio de venta a los suscriptores durante el período del pico es muy superior al precio que hubiera resultado de la aplicación estricta del método del costo integral. Con la ventaja que se obtiene cuantificando el costo de desarrollo en el período de punta.

Para el establecimiento del precio en las horas fuera de punta se presentan varias alternativas. Evidentemente existe un nivel mínimo, que es el costo marginal a corto plazo (combustible, lubricantes y pérdidas) y un nivel máximo: el valor del servicio, por encima del cual los suscriptores no tendrían interés en adquirir servicio eléctrico. En este margen de precios, se ha optado por vender al costo promedio fuera del pico calculado según el método del costo integral. La razón para ello es que considerando las altas horas de utilización de las unidades en este período, el costo promedio integral es bastante bajo,<sup>4/</sup> bastante atractivo, desde el punto de las energías competitivas, al mismo tiempo que se recuperan los gastos corrientes. De manera que resulta innecesario el sacrificio de vender al costo diferencial cuando la venta del precio promedio en el período ya motivará el mayor uso de electricidad en ese lapso. Por otra parte se piensa que precios marginales fuera de pico excesivamente bajos podrían conducir a una inversión de la estructura de consumo que además de afectar notablemente los ingresos (por desplazamientos de los clientes dentro de la curva de carga) podría a mediano plazo exigir cargas fijas adicionales en las horas hoy fuera de punta.

Por todas estas consideraciones el precio en las horas "vacías" de la curva carga se basa en el costo integral de las horas de alta utilización, pero afectando en cada caso este nivel según el costo marginal y el valor del servicio eléctrico en la zona.

<sup>4/</sup> Recuérdese que este tipo de costo considera la imputación del cargo por demanda según el factor de utilización, que es alto en este período.

Ocasiones han habido en las zonas muy aisladas y servicio altamente onerosos en que los costos marginales y promedios han resultado sumamente elevados, cuyo establecimiento, si bien pudiera ser aceptable desde el punto de vista de la utilización de los recursos de la empresa, resulta una carga inadmisibles en los presupuestos de empresas y familias locales, de modo que el logro de los beneficios sociales y económicos de la electrificación se ve afectado. Todo ello deriva de que se han planteado los costos marginales en términos estrictamente económicos. Si extendemos este concepto al campo de los costos sociales, es necesario apreciar los beneficios indirectos y directos sociales del desarrollo eléctrico, referidos a los costos marginales de la empresa, pero a precios sociales. Dentro de este concepto, nosotros aceptamos que ni los precios marginales ni promedios pueden ser tales que impidan, al menos en los períodos de baja utilización de las instalaciones, la libre difusión del servicio eléctrico. En consecuencia, en las zonas de alto costo, los precios de mercado pudieran reducirse por debajo del costo promedio o por debajo del costo de desarrollo pero nunca menos que el costo incremental a corto plazo. Se tiende así al establecimiento de "costos sociales" en algunas áreas que contablemente son compensadas por los rendimientos que la misma empresa obtiene en las áreas urbanas.

Hay que añadir finalmente que las tarifas diseñadas en esta forma presentan precios bajos en las horas fuera de pico y precios bastante altos en las horas de punta, de forma tal que las tarifas se convierten en mecanismos reguladores del consumo de energía eléctrica y además promueven la incorporación de aparatos eléctricos y de equipos de bombeo para riego que se ajusten al horario de la tarifa. Esta incorporación debe producir incuestionablemente un aumento notable en el nivel de utilización de las instalaciones y en la densidad de carga de las redes rurales, lo que traería una reducción apreciable de los costos.

Actualmente estamos comenzando la aplicación práctica de las tarifas, por lo que no existe información suficiente que permita evaluar los resultados alcanzados y por consiguiente conocer efectivamente sus logros.

/Queremos

Queremos añadir que hemos elaborado un programa para computadora electrónica IBM 360 que realiza los cálculos numéricos necesarios y presenta los costos de las unidades imaginarias y los costos promedios de cada hora, dibujando además la curva de carga. Véase anexo.<sup>5/</sup>

### Conclusiones

1. El diseño de las tarifas agropecuarias persigue las siguientes metas, a saber:
  - a) Aumento del consumo per cápita
  - b) Mejor utilización de las instalaciones físicas
  - c) Recuperación de los costos.
2. Para alcanzar estas metas se han diseñado tarifas de doble precio que requieren medidores de doble registro que midan separadamente los consumos dentro y fuera del pico.
3. Los cálculos se han basado en el método del costo integral modificado que distribuye los costos por demanda según las horas del día.
4. En el período del pico se ha tomado para el cálculo del costo el promedio de las unidades tope en cada hora, con el fin de tomar en cuenta el costo marginal de las nuevas inversiones que provocaría un aumento de la carga en estas horas.
5. El precio en las horas vacías se determina según el "costo promedio integral", pero considerando el valor del servicio y otras implicaciones sociales y económicas.
6. Sobre esta base se obtienen precios bajos en el período fuera de punta y precios altos en el pico, que promueven la incorporación de aparatos eléctricos y equipos de bombeo para riego que se ajustan al horario de la tarifa.
7. Por estar comenzando la implantación de las tarifas, no se tiene conocimiento de sus efectos.

### Referencias

- Bonbright, James C. Principles of Public Utility Rates. Columbia University Press, 1961.
- Boiteux, M. La Tarification des demandes en pointe: Application de la Théorie de la Vente au cout marginal. 58 Revue Générale d'électricité, 321 (1949).  
En Bonbright, 388.

<sup>5/</sup> El Programa ha sido preparado por el Ing. Carlos Rodríguez Espinoza del Departamento de Estudios Generales de la Gerencia Comercial de CADAPE.

Anexo 1

C.A. DE ADMINISTRACION Y FOMENTO ELECTRICO (GADAFE)

GERENCIA COMERCIAL

Tarifa agropecuaria para la Administración regional "Falcón"

Disponibilidad. Para el servicio de cualquier suscriptor agropecuario dentro del área servida por la Compañía en el Estado Falcón con una capacidad de transformación igual o mayor a 15 kVA.

Se incluye el servicio residencial incidental siempre que dicho consumo no sobrepase el 20% del uso total de energía.

Servicio a un solo voltaje y en un solo punto de entrega.

No podrá usarse este servicio para la reventa de energía.

No incluye el servicio comercial ni actividades de procesamiento de productos agropecuarios.

Características del servicio. La energía eléctrica suministrada será corriente alterna trifásica, con una frecuencia de 60 ciclos por segundo. El voltaje nominal de suministro es 13 800 voltios.

Precios. La facturación mensual se determinará según la siguiente tarifa:

Período de la 1 pm a las 11 pm a 26 cts/kWh

Período de las 11 pm a la 1 pm siguiente a 8 cts/kWh.

Mínimo mensual. El mínimo mensual será 6 bolívares/HP conectado.

Servicio estacional. En caso de servicio estacional la factura mínima se calculará como sigue: cantidad de la factura mínima multiplicada por 12, dividida por el número de meses de la temporada de acuerdo al Reglamento de Servicio.

/Alquiler de

Alquiler de la subestación. A solicitud del cliente se prestará un servicio de alquiler de la subestación de transformación, a los voltajes normalizados por la Compañía, según la siguiente tabla:

<u>Banco (kVA)</u>	<u>Alquiler mensual (bolívares)</u>	<u>Banco (kVA)</u>	<u>Alquiler mensual (bolívares)</u>
3 x 5	40	3 x 37.5	75
3 x 10	45	3 x 50	90
3 x 15	50	3 x 75	120
3 x 25	60	3 x 100	150

Anexo 2Ejemplo numérico

Supongamos un sistema que tenga la curva de carga diaria esquemática representada en el gráfico No. 1 y que sus costos por demanda y energía fuesen 240Bs/kW/año y 1.5cts/kWh respectivamente.

Examinando el gráfico se determina la capacidad y el número de horas diarias de trabajo de cada unidad; por ejemplo, el grupo A tiene 20 MW y está en servicio las 24 horas del día. El grupo B tiene 5 MW y está en servicio 20 horas diarias, desde las 0 AM a la 1 AM y desde las 5 AM a las 12 PM y así sucesivamente. La tabla 1 presenta el tamaño y las horas diarias de trabajo de cada unidad.

Adicionalmente, la tabla No. 1 presenta el costo total anual por demanda, la producción anual de energía y el costo por demanda por kWh correspondiente a cada unidad. El primero se obtiene multiplicando el costo anual por demanda (240Bs/kW/año) por la capacidad de la unidad, el segundo multiplicando la capacidad de la unidad por el número de horas diarias de trabajo y por 365 días y el tercero por división de los anteriores.

La tabla No. 2 presenta el costo por demanda y el costo total para cada hora del día; uno se obtiene tomando el promedio pesado de los costos de las diferentes unidades que trabajan en cada hora y el otro sumándole al anterior el costo variable; por ejemplo el costo por demanda para la hora 1 (0.02849Bs/kWh) es el promedio pesado de los costos de las unidades A y B (0.0274 y 0.03288 Bs/kWh respectivamente) y para el costo total (0.04349 Bs/kWh) se le suma al anterior el costo variable (1.5 cts/kWh).

A continuación definimos el período pico desde las 6 PM a las 11 PM y el período fuera de pico desde las 0 AM a las 6 PM y desde las 11 PM a las 12 PM.

El costo para el período fuera de pico será el promedio de los costos totales de las 19 horas que lo forman: o sea: 0.4731 Bs/kWh.

/Para el

Para el período del pico tomamos como costo para cada hora el de la unidad tope. Así por ejemplo, para la hora de 6 PM a 7 PM tomamos el costo de la unidad I (0.16438 BS/kWh), para la hora 7 PM a 8 PM el de la unidad K (0.65753 BS/kWh), de las 8 PM a las 9 PM el de la unidad J (0.32877 BS/kWh), de las 9 PM a las 10 PM el de la unidad I (0.16438 BS/kWh), y el de las 10 PM a las 11 PM el de la unidad H (0.13151 BS/kWh); en consecuencia, promediando estos valores obtenemos el costo para el período del pico, o sea: 0.2893 Bs/kWh.

