

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

"METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES
DE DISTRIBUCION URBANA"

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO
ELECTRICO EN LA ESPECIALIZACION DE POTENCIA

FRANCISCO VICENTE GARCIA TORRES

QUITO, MAYO DE 1981

Certifico que el presente
trabajo ha sido elaborado
en su totalidad por el Se
ñor Francisco García T.



Ing. Alfredo Mena

DIRECTOR

A G R A D E C I M I E N T O

En primer lugar quisiera dejar constancia de un especial agradecimiento al Ing. Alfredo Mena Director de Tesis, por su acertada dirección, así como también quisiera hacen extensiva mi gratitud al personal de Estudios Económicos de la D.O.S.N.I., a la Empresa INELIN, y a la Empresa Eléctrica de Ambato S.A. por las facilidades que me dieron para obtener la información necesaria para este trabajo.

Mi imperecedera gratitud a todas las personas que de una u otra forma han contribuido para la realización de esta tesis.

Gracias a todos.....

Al amor, al sacrificio
a la abnegación y dulzura infinitos
a mi Madre.

Al trabajo, al esfuerzo diario
al cariño grande para su familia
a mi Padre.

A mis hermanos de sangre,
Asdrúbal y Alicia; y a los otros
a mis amigos
a mis Abuelos, a todos
en especial a mi abuelo ausente.

I N D I C E

	pág.
Capítulo I	
1. Objetivos	1
Capítulo II.	
2.1. Definición del Costo Marginal	5
Costo	5
Costo Marginal	7
2.2. Análisis teórico para establecer el precio igual al Costo Marginal	9
2.3. Parámetros que intervienen en el Costo Marginal a Largo Plazo, de Distribución	12
Costos de Capital	12
Costos por capacidad	12
Costos por energía	13
Costos de Administración, Mantenimiento y <u>Genera</u> <u>les</u>	13
Costos de operación	15
Capítulo III.	
EXPERIENCIAS EN EL ANALISIS DEL COSTO MARGINAL Y DISEÑO DE TARIFAS A BASE DE ESTOS COSTOS, EN OTROS PAISES.	
3. Experiencias en el análisis del Costo Marginal y diseño de tarifas a base de estos costos, en otros países	17
3.1. Metodología empleada en Colombia	18
3.2. Metodología empleada en Tailandia	25

	pág.
3.3. Metodología empleada en Kenya	38
3.4. Comparación de las metodologías	49

Capítulo 4.

METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES

4.1. Introducción	55
4.2. Metodología	56
4.2.1 Cálculo de los costos por capacidad	57
Costos de Administración y Generales	61
Costos de Operación y Mantenimiento	63
4.2.2 Cálculo de los costos por energía	64
4.2.3 Cálculo de los costos por consumidor	65
4.2.4 Costos marginales totales	66
4.3. Asignación de los costos de capacidad y energía entre los consumidores de dentro y fuera del <u>pi</u> <u>co</u>	67
Diagrama de la metodología	71
4.4. Aplicación de la metodología a la Empresa Eléc- trica Ambato S.A.	72

Capítulo 5.

5.1. Conclusiones	89
5.2. Recomendaciones	94

Anexos:

Anexo 1.- Información sobre la metodología empleada en Colombia. Tablas	96
Anexo 2.- Información sobre la metodología empleada en Tailandia. Tablas	100
Anexo 3.- Información sobre la metodología empleada en Kenya. Tablas	106

C A P I T U L O I

1.- OBJETIVOS

Uno de los problemas más graves que tiene que afrontar la so ci dad actual, a nivel mundial, es precisamente el problema de la energía, se dice que a nivel mundial puesto que no es un problema único de los países desarrollados, si no también un problema de los países en desarrollo o de bajos ingresos.

Uno de los campos que en la cuestión energética juega un papel muy importante es justamente el relacionado con el consu mo de la energía y su tarifación adecuada. Siendo la energía eléctrica una de las formas de energía de mayor consumo a nivel mundial y nacional, es necesario obviamente enfocar es te problema de las tarifas para tratar de dar solución enci er ta forma al problema de la energía en el país; y es necesario hacerlo desde un punto de vista tal que las tarifas que se obtengan del análisis, permitan realizar un cobro más ju sto y adecuado por el consumo de energía eléctrica. Justo en lo que respecta al tipo de consumidor y los beneficios que es te obtenga de la energía eléctrica y adecuado en el sentido de que las tarifas deben proporcionar los "incentivos" necesarios al consumidor, para evitar un consumo irresponsable y un desperdicio de energía, además de que debe proporcionar los recursos suficientes para financiar los costos de opera ción, cubrir la deuda y proporcionar un razonable ingreso pa ra financiar la expansión.

Actualmente la elaboración de tarifas se realiza a través de lo que se conoce como el esquema tradicional, que empieza con un inventario y evaluación de todos los bienes de capital, viejos y nuevos, de los cuales a través de ciertas reglas de

depreciación los costos anuales relacionados a capacidad (kw) son deducidos. Luego hay una evaluación de varios costos; de operación, combustible, y otros costos relacionados a energía (kwh). Algunos costos tales como los de mantenimiento tienen componentes variables y fijas, y son asignados de acuerdo a los costos relacionados a capacidad y a energía respectivamente. Finalmente hay algunos costos tales como los de sistemas de medida y los de facturación, que son relacionados con el tipo de consumidor y no son correlacionados ya sea con la demanda de capacidad o de energía. El procedimiento luego es localizar estos costos tan "equitativamente" como sea posible, entre los consumidores a través de la estructura de la tarifa, donde el concepto de equidad es el que los consumidores son responsables de los gastos que han impuesto a la empresa, y que los deben cubrir.

El esquema tradicional tiene tres limitaciones fundamentales que la veremos a continuación:

La primera limitación de este esquema es que, excepto por coincidencia, los costos de contabilidad prorrateados son muy diferentes de los costos relevantes a la asignación de recursos. Una razón para esto es que el contador está interesado en recobrar los costos pasados ó "historicos", mientras que para una eficiente asignación de recursos, son los bienes usados o ahorrados por el consumidor los que son importantes. Otra razón por la cual los costos de contabilidad prorrateados difieren de los relevantes a la asignación de recursos es que los planes de tarifa y las varias simplificaciones, son obtenidas repartiendo los costos de contabilidad entre los consumidores. (5)

La segunda limitación del esquema tradicional es que justicia o equidad están dirigidas más bien en términos muy estre

chos: los consumidores deben pagar por su participación en los costos contables. Estos costos asignados al consumidor pueden diferir de los costos que este está causando a la empresa. Por otro lado es evidente que en la asignación de costos pueden intervenir juicios arbitrarios. Además justicia es un atributo de las tarifas consideradas en relación a los consumidores, no de los costos considerados aisladamente. Como tal depende de por ejemplo, si un consumidor es rico o pobre, y de si merece concesiones especiales. (5)

La tercera limitación del esquema de contabilidad y quizá la más importante, es la falta de "incentivos" que la tarifa así obtenida tiene para los consumidores. (5)

Después de haber analizado el problema o problemas que conllevan las tarifas actuales, surge necesariamente la pregunta: ¿Cuál es el método que debería aplicarse para la estructuración de tarifas?. La respuesta a esta pregunta es la que da origen precisamente a esta tesis, y la definición de sus objetivos.

A pesar de que la teoría del costo marginal ha sido discutida desde muchos años atrás por los economistas, el concepto ha ganado aceptación muy lentamente, excepto en países como Francia, Gran Bretaña y Suecia, que desde hace algunos años tienen tarifas a base del costo marginal.

Es este concepto del costo marginal el que se va a utilizar para la elaboración de una metodología que pueda ser utilizada en el cálculo de los costos marginales de distribución urbana. El concepto del costo marginal se basa en que los precios (para una eficiente asignación de recursos), deben ser relacionados a costo de los servicios eléctricos por cambios en el consumo.

Esta metodología fundamentalmente estará orientada, primeramente el sentido de aplicabilidad a las características de las Empresas Eléctricas Regionales pequeñas, considerando que en el futuro estas, de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación de INECEL pasarán a ser únicamente empresas de administración y distribución, y que la generación propia que estas poseen pasará a ser generación de reserva. (1)

La metodología que en este trabajo se desarrollará, será para calcular los costos marginales de distribución urbana a largo plazo. Es necesario anotar que la falta de modelos de operación en el caso de las redes de subtransmisión y distribución no permite calcular los costos marginales a corto plazo. (9)

Es también un objetivo de esta tesis el mostrar la necesidad de iniciar un estudio de costos a base del concepto del costo marginal, y el analizar los estudios hechos en otros países, y de este análisis poder obtener métodos o técnicas que podrían aplicarse a nuestro medio. Es además un propósito de esta tesis el ilustrar acerca del costo marginal a largo plazo, y de los parámetros que deben tomarse en cuenta para el cálculo del mismo, especialmente en lo que se refiere a costos marginales de distribución.

Finalmente se tratará de hacer una aplicación práctica del método que se diseñe, específicamente a la Empresa Eléctrica Ambato Sociedad Anónima, para así poder apreciar el valor del método y poder sacar conclusiones.

Esta tesis en ningún momento pretenderá sentar un procedimiento definitivo para el cálculo de los costos marginales de distribución, pero si dar un aporte para que en el futuro se realice un estudio más detenido, con el fin de optimizar la metodología, propósito fundamental de esta tesis.

C A P I T U L O I I

2.1 DEFINICION DEL COSTO MARGINAL

Para llegar a la definición del costo marginal se partirá primeramente de una definición de lo que es en sí un costo, para luego avanzar al concepto del costo marginal en el campo de los servicios eléctricos.

COSTO: todo lo que una empresa debe pagar por los recursos que usa, es un desembolso por costo o una obligación por costo. El Costo de una unidad de cualquier recurso usado por una empresa es su valor en su mejor uso alternativo. Desembolsos evidentes por recursos adquiridos o alquilados se llaman costos explícitos, y los costos implícitos son los que no son tan evidentes; estos últimos se evalúan a partir del valor de los recursos en su mejor uso alternativo. (3)

Dentro de la clasificación de los costos deben hacerse otras clasificaciones como las siguientes: costos de corto plazo y costos de largo plazo. Los conceptos de corto plazo y largo plazo no son en realidad conceptos cronológicos. Al planear su producción y al estimar sus costos, las empresas proceden generalmente a lo largo de dos líneas, por una parte consideran las diferentes producciones por unidad de tiempo que pueden obtenerse con su presente complemento de unidad y equipo esto se llama planeación a corto plazo. Por otra parte consideran posibilidades de cambiar el complemento de planta y equipo ó escala de planta que usan. Consideran una variedad más amplia de producción que la que cualquier escala de planta puede producir esto se llama planeación a largo plazo. (3)

Para el análisis económico de la planeación a corto plazo es conveniente dividir los recursos en dos clasificaciones: fijos y variables. Recursos fijos son los que comprenden la escala de planta de la empresa, y en la planeación a corto plazo cambios de estos recursos no se consideran. Recursos variables a corto plazo son aquellos que se aplican en la planta para obtener la producción, cuanto mayor la cantidad de re recursos variables usada mayor la producción hasta los límites impuestos por la escala de planta presente. (3)

Costos a corto plazo de una empresa consisten en sus obligaciones de costos de todos los recursos usados, fijos y variables.

Para el análisis económico a largo plazo por otro lado deben considerarse las posibilidades de cambio en la escala de planta, lo que nos llevaría únicamente a un análisis de recursos variables y su costo.

Luego tenemos el concepto de lo que es el costo promedio que consiste en el costo encontrado de dividir el costo total de los recursos variables o fijos para el número de unidades de producción, para obtener el costo variable promedio y el costo fijo promedio respectivamente. De la suma de estos dos costos promedio, se obtiene el costo promedio total.

En la planificación a largo plazo se tiene lo que se conoce como costo medio a largo plazo.

COSTOS TOTALES: los costos totales de producción a corto plazo de la empresa son simplemente la suma de los costos fijos totales y de los costos variables totales en cada nivel de producción. Por otro lado los costos totales a largo plazo son los costos en los cuales incurre la empre-

sa por la variación en la escala de planta y por la variación de la producción.

COSTO MARGINAL: Dentro del concepto de costo marginal debemos después de dar su definición hacer una clasificación con respecto al corto y al largo plazo.

Costo marginal: se entiende como costo marginal el cambio en los costos totales resultante de un cambio unitario en la producción. (3) Si el cambio en la producción es dx y el cambio correspondiente en el costo es dCT , el costo marginal es:

$$\frac{dCT}{dx} = CM \quad (\text{costo marginal})$$

Costo marginal a corto plazo sería el costo que se produce al variar la producción en una unidad en el período de corto plazo.

Costo marginal a largo plazo por otro lado sería el costo que se produce al variar la producción en una unidad en un período de largo plazo, o lo que es lo mismo variando la escala de planta.

Introduciendo este concepto del costo marginal dentro del campo de la producción y suministro de energía eléctrica, tendremos que para costos marginales de corto plazo se tomarían en cuenta principalmente los costos por combustible, y los costos de operación y mantenimiento para la producción de energía eléctrica. No queriendo decir con esto que las tarifas que periódicamente se elaborarían en las empresas deben reflejar únicamente estos costos. Esto se mostrará más adelante con mayor claridad.

En cuanto se refiere a los costos marginales a largo plazo

estos estarían constituidos principalmente por los costos en que incurre la empresa para la construcción de nuevos proyectos, ya sea para aumentar la capacidad de generar KWH o su capacidad en potencia Kw.

En realidad dentro del campo eléctrico la clasificación del costo marginal se hace en la mayoría de las veces que se realizan estudios en: costos marginales por capacidad y costos marginales por energía. Algunas veces se agrega lo que se conoce en costos marginales por consumidor. Estas clasificaciones dependen en la mayoría de los casos del tipo de sistema bajo estudio, y de la posibilidad de aplicación de las tarifas diseñadas a base de estos costos marginales.

El sistema tradicional de cálculo de tarifas esta interesado únicamente en la recuperación de costos pasados, mientras que el método de cálculo de tarifas utilizando los costos marginales se interesa en los programas de expansión y en como el sistema va ha ser operado conforme la demanda crece.

La justificación del costo marginal supone que puesto que los precios son las cantidades pagadas por el incremento en el consumo, o el ahorro producido por la disminución de este; estos precios deberían reflejar los costos incrementales en los que se ha incurrido, de esta manera (4). Además que ya que el aumento de costos se produce por el aumento de consumidores o de demanda de los consumidores existentes, los precios que actuan como una señal para los consumidores deben estar relacionados al valor económico de los recursos a utilizarse en el futuro, para igualar tales cambios en el consumo.(4).

2.2 ANÁLISIS TEÓRICO PARA ESTABLECER EL PRECIO IGUAL AL COSTO MARGINAL. (4)

El análisis puede ser aclarado con la ayuda de la figura 2.1 Sea EFGDo la curva de demanda (la cual determina el kwh de electricidad demandado por año, a cualquier precio promediado), mientras AGS es la curva de suministro (representada por los costos marginales CM de suministrar unidades extra de producción.)

Al precio p , y demanda Q , el beneficio total es representado por la disposición de los consumidores a pagar, esto es, el área bajo la curva de demanda OEFJ. El costo de suministrar la energía es el área bajo la curva OAHJ. Por lo tanto el beneficio neto o beneficio total menos costos de suministro, está dado por el área AEFH. Se ve claramente que el beneficio máximo AEG se alcanza cuando el precio es fijado igual al costo marginal en el punto óptimo de clarificación del mercado G, esto es, (p_0, Q_0) .

En términos matemáticos el beneficio neto (BN) está dado por

$$BN = \int_0^Q p(q) \cdot dq - \int_0^Q CM(q) \cdot dq$$

donde $p(q)$ y $CM(q)$ son las funciones de la demanda y del suministro de energía respectivamente.

Maximizando el beneficio neto tenemos:

$$\frac{d(BN)}{dQ} = p(Q) - CM(Q) = 0$$

$$\text{por lo tanto } p(Q) = CM(Q)$$

Este es el punto de intersección de la curva de demanda y de curva de suministro, (p_0, Q_0)

Este análisis mostrado aquí, es únicamente para un caso estático, se lo ha mostrado solamente con el fin de ilustrar aún más el concepto del costo marginal. En realidad este análisis debe hacerse tomando en cuenta la dinamicidad de la demanda.

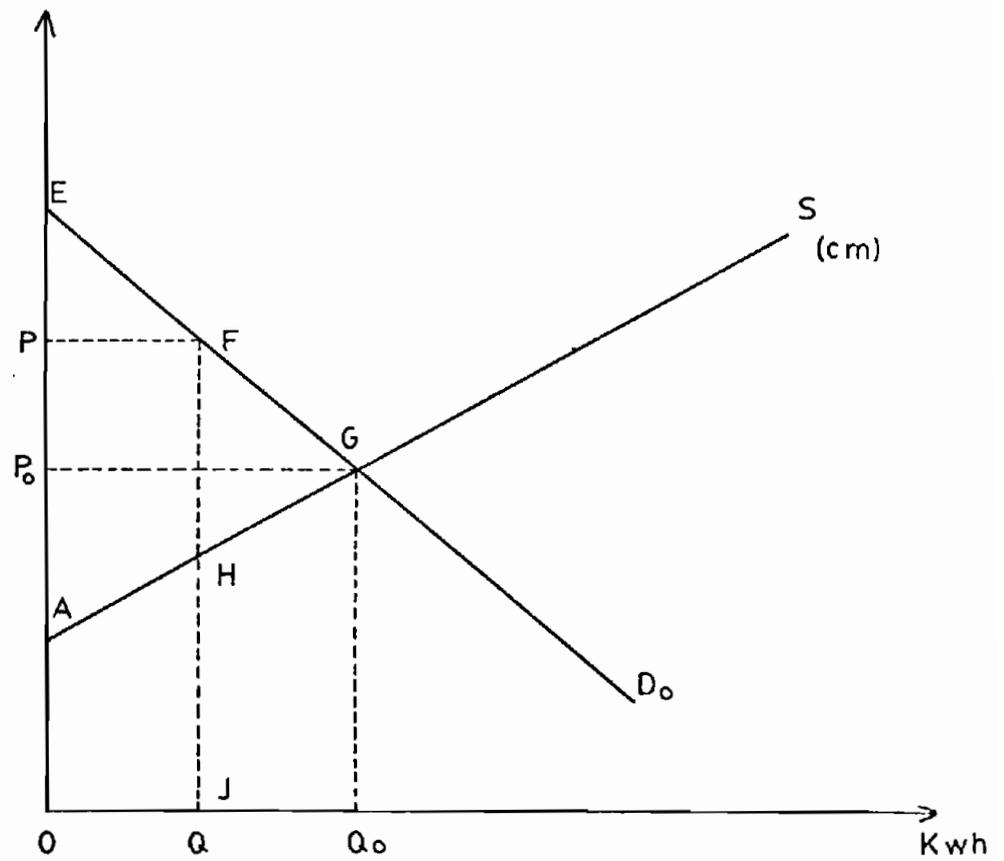


Fig. 2.1. Diagrama de suministro y demanda para el consumo de electricidad.

2.3 PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN EL COSTO MARGINAL A LARGO PLAZO DE DISTRIBUCION

Para el análisis de los parámetros que intervienen en el costo marginal a largo plazo empezaremos haciendo un análisis de lo que son los costos de capital.

Costos de Capital: estos costos constituyen las inversiones causadas por las demandas de capacidad y energía. Se asume que estos costos son los asociados con los proyectos que se hayan definido en el plan de expansión durante el período a estudiarse.

Costos por capacidad: se asume como costos por capacidad a los causados por una variación en la demanda de potencia.

Dentro de estos se podría ubicar de una manera general los costos de capacidad comprada en barras a INECEL, costos por generación térmica, costos por generación hidráulica, costos de líneas de interconexión, costos de centros de control, costos de distribución, costos de alumbrado público.

Para la determinación de los costos de los proyectos de generación, transmisión, subtransmisión, centros de control, deben considerarse en forma general los siguientes insumos:

- mano de obra calificada
- mano de obra semicalificada
- equipos
- maquinaria
- materiales
- obras civiles
- transporte (fletes y seguros)
- terrenos, servidumbre e indemnizaciones

No se detalla cada uno de estos en sus diferentes partes constitutivas de costo, puesto que sería demasiado largo además de innecesario.

Costos por energía: se consideran como costos marginales de energía a esos en los cuales se incurre por aumentar la producción de energía. Como parte integrante de estos costos por energía se tienen los costos producidos por el almacenamiento de combustibles, los costos por pérdidas a los diferentes niveles de voltaje además se tendría los costos de la energía comprada en barras. Se incluyen dentro de estos costos por energía a los costos de operación por energía, cuando la empresa tiene generación propia.

Costos de administración, mantenimiento y generales: usualmente se acostumbra a ubicar dentro de los costos de capital por capacidad a los costos producidos por la administración, mantenimiento y generales de los diferentes proyectos, otras veces se los relaciona al consumidor. Esto depende del sistema en el cual se haga el estudio.

Se considera como costos de administración, mantenimiento y generales (A.M.G.) a los costos producidos por la administración de los proyectos, el costo de la mano de obra que se emplea en mantenimiento, sea esta calificada, semicalificada o no calificada. Además se tendría el costo de las piezas de reposición que se emplean en el mantenimiento. A estos costos de A.M.G. se los podría clasificar en los siguientes grupos específicos a saber:

- Costos de A.M.G. de generación hidráulica.
- Costos de A.M.G. de generación térmica.
- Costos de A.M.G. de líneas de interconexión.

- Costos de A.M.G. de líneas de subtransmisión.
- Costos de A.M.G. de subestaciones.
- Costos de A.M.G. de centros de control.
- Costos de A.M.G. de alumbrados.
- Otros.

Estos costos se asignan de acuerdo a la metodología, ya sea a cada nivel de voltaje, ó se los considera en bloque, dependiendo del sistema bajo estudio y de las facilidades para obtener la información necesaria. Para dar una mejor idea de lo que son los costos de administración, mantenimiento y generales, se hace un detalle de los insumos que intervienen o forman parte de estos costos:

- Sueldos
- jornales
- contratos por servicios personales
- subsidio familiar
- subsidio de antigüedad
- sobretiempos y horas extras
- subrogaciones y honorarios
- sobresueldos
- otros sueldos y beneficios
- décimo tercer sueldo
- décimo cuarto sueldo
- décimo quinto sueldo
- aportes patronales y seguro de cesantía
- fondos de reserva
- materiales
- suministros y enceres menores
- repuestos y accesorios de equipos eléctricos
- repuestos y accesorios de vehículos
- combustible y lubricantes para vehículos
- servicios de energía eléctrica, agua potable y teléfono

- publicidad y propaganda
- servicios externos legales y aduanas
- servicios diversos
- contratos de obras y mantenimiento y construcción
- viáticos y subsistencia en los proyectos
- viáticos y subsistencia en el exterior
- servicios de transporte
- becas
- seminarios y cursos de capacitación de personal
- costos de representación
- costos de residencia
- alimentación y refrigerios
- tasa de servicios y
- seguros
- contribuciones voluntarias y donaciones
- diversos

Costos de Operación: se tiene como costos de operación a aquellos que son causados por la producción misma del sistema. O sea que tendríamos costos de operación por energía, que vendrían a ser en definitiva los costos de combustible y de la mano de obra empleada en la generación y otros; generalmente a estos 2 últimos rubros no se los considera determinantes en el cálculo de la tarifa marginalista puesto que son un porcentaje muy pequeño comparado con el costo de los combustibles (inclusive en nuestro país que los combustibles están altamente subsidiados).(5)

Generalmente a estos costos de operación por energía se los iguala a los costos marginales de energía, una vez más se debe anotar que esta asignación depende del sistema.

Por otro lado se tienen los costos de operación por capacidad estos en general constituyen los costos de operar fundamental

mente los proyectos que tienen que ver con la demanda de capacidad.

En realidad la asignación de estos costos de operación especialmente en lo que se refiere a la mano de obra, ya sea a capacidad o a energía, depende mucho de las consideraciones finales que se hagan para el diseño de la tarifa.

En cuanto a los insumos que intervienen en los costos de operación son básicamente los mismos que intervienen en los costos de A.M.G., aunque las cantidades invertidas en cada uno de ellos son diferentes, diferencia que se hace más notoria especialmente en lo que se refiere a las inversiones en combustible y lubricantes.

Finalmente como otro de los parámetros constituyente de los costos marginales se tiene los costos por alumbrado público. Usualmente a estos costos de alumbrado público se los ubica dentro de los costos por capacidad, y se los asigna a todos los usuarios.

C A P I T U L O I I I

EXPERIENCIAS EN EL ANALISIS DEL COSTO MARGINAL Y DISEÑO DE TARIFAS A BASE DE ESTOS COSTOS, EN OTROS PAISES

El propósito fundamental de este capítulo es el de dar un resumen más o menos detallado de lo que constituyen las metodologías aplicadas en los diferentes países y analizar en primer término las aproximaciones que se utilizan para cumplir con la filosofía básica del costo marginal, puesto que muchas veces no es posible la aplicación estricta del concepto del costo marginal por múltiples razones.

Los países que se han tomado en cuenta para este resumen y análisis son: Colombia, Tailandia y Kenya. Se han tomado estos en primer lugar por la facilidad que ha habido para obtener la información, en segundo lugar se presenta un estudio más o menos detallado, lo que facilita el análisis. Además se debe anotar que se han tomado estos tres estudios por que presentan diversidad de características, lo que va ha permitir tener diferentes ponencias para diferentes circunstancias de donde se podrían extraer ideas para la aplicación en el sistema ecuatoriano.

El análisis de las metodologías se hace considerando todo el sistema, a pesar que el propósito de esta tesis es el de elaborar una metodología para el establecimiento del costo a nivel de Distribución. Se hace el análisis de todo el sistema porque se considera que existen aspectos interesantísimos especialmente en lo que se refiere a la asignación de costos a capacidad o a energía.

3.1 METODOLOGIA EMPLEADA EN COLOMBIA

Este resumen se extrajo de una publicación presentada en el PRIMER SEMINARIO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE SOBRE TARIFAS DE ELECTRICIDAD, que fue organizado por el BANCO MUNDIAL, en MEDELLIN-COLOMBIA, del 29 de Octubre al 2 de Noviembre de 1979, esta publicación se intitula ESTRUCTURA DE COSTOS MARGINALES EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO - RESULTADOS PRELIMINARES -, este estudio fue realizado por: Mauricio Rodríguez, Francisco J. Ochoa, Carlos E. Vélez, y Jaime A. Osorio.

El estudio en Colombia parte del hecho de que se cumplirá con el programa de inversiones que se obtuvo después de realizar un estudio de optimización de inversiones. El plan de expansión de generación y líneas de interconexión para el período 1979-1984 se muestra en los cuadros 1.6, 1.7, 1.8, donde se presentan las principales características eléctricas de las centrales, embalses y líneas de interconexión que comprende el plan de expansión.

Los cálculos de los costos marginales se hacen considerando un período de cinco años partiendo de 1979 a 1984. El estudio de costos se hace en primer lugar para generación e interconexión, tomando como partes constitutivas los costo de capital, administración, mantenimiento y generales, y los costos de operación. En la presentación de los resultados se distinguen los costos relacionados con el servicio de energía y los costos relacionados con el servicio de capacidad, evaluados en precios de mercado y en precios frontera 1. A tendiendo a condiciones de estacionalidad los resultados se presentan para dos períodos durante el año, el primero que podría denominarse seco comprende desde el primero de Enero al 30 de Junio, y el segundo que se podría denominar húmedo comprende desde el primero de Julio al 31 de Diciembre. Anóta-

se además que los cálculos se hicieron atendiendo a dos suposiciones respecto al costo de oportunidad de la demanda de servicios eléctricos en el tiempo, la primera considera que la demanda no se debe descontar y la segunda que se debe descontar a una tasa del 12%.

Hay que mencionar que los autores al inicio del estudio afirman que uno de sus principales propósitos es el de generar polémicas y escuchar opiniones acerca de lo planteado en este estudio, lo que nos da una idea de que no se considera al estudio determinante y definitivo.

Se elimina del estudio el problema inflacionario por considerar que al hacerlo se permitirá una claridad de interpretación y una precisión en determinar los agentes de costo, utilizando una moneda constante que se definió como pesos colombianos al primero de Enero de 1979. Los descuentos y anualizaciones se realizan con una tasa del 12% anual que corresponde al costo de oportunidad del capital en Colombia, según estudios que concuerdan con los que sobre la materia ha realizado el Banco Mundial.

Para el estudio de costos se considera que la demanda es inelástica es decir que no se ve influenciada en su variación por los precios a los cuales se vende la energía eléctrica.

En cuanto a la asignación de costos, se debe decir que esta se hace asumiendo los criterios que se utilizan para asignar estos costos en sistemas predominantemente térmicos, criterios que se toman de trabajos realizados en este tipo de sistemas. En los sistemas térmicos los costos de presas y desviaciones de ríos se los asemeja a costos relacionados con combustible y por lo tanto se los asigna a energía. Este criterio se basa fundamentalmente en la idea de que si se man-

tiene para todo momento del tiempo la potencia media (energía) constante y se incrementa en una unidad la demanda de potencia máxima, es necesario agregar capacidad de planta, y que si embargo si se incrementa en una unidad la demanda de potencia media, y se mantiene constante la demanda de potencia máxima no hay necesidad de aumentar capacidad. Esto es equivalente a afirmar que en un sistema térmico sino se aumenta la capacidad de generación en cualquier instante del tiempo se tendría primero un racionamiento de potencia que un racionamiento de energía. Un análisis semejante se realiza y lleva a asignar los costos de combustible en su totalidad al servicio de energía.

Para el cálculo de los costos de capital marginales promedio anualizados se considera una vida útil promedio de 36 años.

En cuanto a los costos de A.M.G. se los clasifica en tres grupos para calcular los costos de A.M.G. de generación hidráulica, costos de A.M.G. de generación térmica, y costos de A.M.G. de interconexión. Esto en cuanto se refiere a generación e interconexión a nivel de todo el sistema. Se asume que estos costos no dependen de la producción de energía sino de la capacidad instalada, por lo tanto son asignados a capacidad. Para el cálculo de los costos marginales se impuso que estos eran proporcionales a la capacidad instalada, y se consideró además un crecimiento vegetativo del 2% anual, y que para el año en que entren los proyectos los costos son proporcionales al mínimo de meses que operen.

Para la evaluación de los costos de operación se procedió a calcular estos basándose en el modelo de planeamiento operativo agregado, el cual da las políticas en la toma de decisiones respecto a la utilización de los recursos disponibles

de generación que representen para el sistema global el mínimo costo de operación a nivel de interconexión, para satisfacer con una adecuada disponibilidad los requerimientos de potencia y de energía. Basandose en este planeamiento se diseñó el despacho óptimo de carga mes a mes, para el período de 1979-1984.

Dada la diferencia de las plantas marginales a lo largo de cada una de las curvas de carga se considera conveniente distinguir dos períodos de tiempo en ellas, el período pico cuyo intervalo se tomó desde el 80% de potencia máxima a potencia máxima y el período no pico que es el restante intervalo. Con base en esta definición se determinaron mes a mes las plantas marginales en cada uno de estos períodos. (cuadro 2.3). Se definió como costo marginal para el período el correspondiente a la planta marginal. En caso de existir más de una planta marginal durante el período se definió como costo marginal al promedio ponderado, con respecto al tiempo de utilización de los costos de las plantas definidas como marginales.

Hay que agregar a todo lo anterior que en Colombia no existe una estacionalidad con respecto al consumo de los servicios eléctricos y que las condiciones de estacionalidad presentadas obedecen a motivos de producción, íntimamente ligados con los aportes hidráulicos que se tengan en los períodos.

En cuanto a los costos marginales de distribución y transmisión el estudio se enfocó hacia ciudades representativas de la realidad colombiana en materia de distribución y transmisión, estas ciudades son Medellín, Bogotá, Barranquilla y Cali. El estudio se lo hizo específicamente para la ciudad de Medellín.

Para el estudio de los costos de capital la totalidad de los proyectos a construirse se agruparon de la siguiente manera:

- centro de control
- líneas de transmisión a diferentes voltajes
- subestaciones
- redes de distribución
- malla secundaria (parrilla)
- programa de habilitación de viviendas

Para consumidores suburbanos se hizo una subdivisión semejante basándose en el diagrama unifilar. Luego se buscó determinar a cuales de los usuarios correspondía cada uno de los distintos proyectos antes enumerados. El criterio de asignación consistió en preguntarse cual categoría de usuarios era responsable de que se adelantara cada uno de los proyectos. En todos los casos se pudieron establecer estas responsabilidades a excepción de las subestaciones con relaciones de transformación 220/110/44 kv., y 110/44/13.2 kv., dada la existencia de costos comunes en cada una de ellas. Como criterio para la asignación de costos entre los niveles de voltaje en los cuales se da servicio en las subestaciones, se optó por encontrar la razón entre la capacidad máxima de transformación en cada uno de los niveles y la capacidad máxima de transformación total, estos factores así obtenidos se utilizaron para la asignación de costos.

Es muy importante anotar que dentro del estudio de costos se incluyó un programa especial que se denomina de Habilidad de Vivienda, este programa tiene como objetivo electrificar a esos barrios que se levantaron sin el visto bueno de la oficina de Planeación Municipal, ya sea porque se levantaron en terrenos invadidos o porque se levantaron sin cumplir con los requisitos de ley. Teniendo en cuenta que el programa comprende desde la red primaria hasta el contador y la caja de seguridad de cada una de las viviendas, y que a cada una de ellas se le puede asignar inequívocamente el costo en que hi

cieron incurrir a la empresa para lograr su electrificación se decide considerar a este último como un costo por clientela, atribuible a las viviendas beneficiadas del programa H.V., y adicional a los costos de capacidad y energía.

Debido a que al momento de presentar el estudio no se contaba con un estudio de pérdidas se optó por obtener estimativos de pérdidas de acuerdo a los diferentes niveles de voltaje a los cuales existen usuarios. Estos estimativos se utilizaron tanto en el cálculo de los costos asociados con capacidad, como en el cálculo de los costos asociados con energía.

Se utiliza esta consideración de igualar las pérdidas de potencia a las de energía, únicamente por presentar resultados a pesar de que se está consciente de lo burdo de esta aproximación.

Para el cálculo de los costos se asumió una vida útil de 25 años, a excepción del centro de control para el cual se asumió una vida útil de 15 años.

En cuanto a los costos incrementales de mantenimiento y operación se distinguen los costos atribuibles a transmisión y los atribuibles a distribución, se asignaron directamente en bloque los costos de transmisión (110 kv.), y para los demás niveles de voltaje se asignaron los costos de acuerdo al número de kms. de línea en cada nivel.

A los costos incrementales de administración en los cuales se incluyen los generales, se los obtuvo en bloque debido a su naturaleza conjunta y las diferenciaciones por niveles de voltaje se obviaron. Se asignó el total de los costos incrementales de administración al nivel de 110 kv., para así lograr que todos los consumidores paguen por estos costos pro

porcionalmente a su demanda máxima.

Los costos incrementales totales se obtienen de la sumatoria de todos los costos siguientes: capital, administración, operación y mantenimiento, para cada nivel de voltaje. Ajustados estos posteriormente al multiplicarlos por el factor de pérdidas acumulado respectivo para cada uno de los niveles de voltaje.

La totalidad de los costos de capital se asignaron a los usuarios de pico por considerar que son estos abonados los que hacen incurrir en este tipo de gastos.

Los costos de administración, operación y mantenimiento de distribución se asignaron a capacidad en consideración de los siguientes aspectos:

1.- que los costos de operación y mantenimiento están relacionados con los activos fijos en operación, y son ocasionados principalmente por la exposición del sistema a la naturaleza, a la inclemencia del tiempo y del clima. Son variables con respecto a la demanda máxima y por lo tanto verdaderos costos marginales de capacidad.

2.- Que los costos de administración son causados por el número de usuarios y por la demanda máxima de cada uno de ellos. Se asignan a capacidad porque se cree que así se hace su asignación más equitativa y simple que si se hiciera como costos por clientela.

En cuanto se refiere a los costos de energía se obtuvo como tales a los costos de combustible de las plantas marginales a justados por el factor de pérdidas considerado para cada nivel de voltaje.

3.2 METODOLOGIA EMPLEADA EN TAILANDIA

El resumen de esta metodología se extrajo del libro ELECTRICITY ECONOMICS Essays and Case Studies, cuyos autores son Ralph Turvey y Dennis Anderson, este libro fue publicado por el Banco Mundial The Johns Hopkins University Press, Baltimore and London, en 1977.

El propósito del estudio es fundamentalmente el de llegar a establecer una política tarifaria que promueva el buen uso de los recursos empleados en la generación de energía eléctrica, al mismo tiempo que considere aspectos sociales y financieros. Se analizan los costos y tarifas de EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand), de MEA (Metropolitan Electricity Authority), y de PEA (Provincial Electricity Authority). Para el resumen y comentario se tomará únicamente la filosofía empleada para la elaboración de las tarifas de EGAT y de MEA, pues estos dos aspectos son los que están más relacionados con el propósito de esta tesis.

Uno de los principales aspectos que se logra determinar a lo largo del estudio es que la estructura de los costos de las tres instituciones de servicio es bastante simple. Es una tarifa básica en la cual el costo de energía está relacionado fundamentalmente al costo del combustible, más un costo de capacidad relacionado con la demanda en el período de pico, costo que varía con el nivel de voltaje.

La aproximación de este estudio empieza con un análisis económico de costos y luego sugiere una política de tarifas y un método de medida que refleje mejor estos costos. Este procedimiento lleva a obtener lo que se llama "tarifa Ideal", el siguiente paso introduce factores financieros, sociales y otros de tal manera que distorsionen la "tarifa ideal" lo menos posible.

Tarifas en EGAT

Los costos de EGAT comprenden cuatro elementos fundamentalmente; estos son los costos marginales de :

- a) energía,
- b) aumento de capacidad de generación,
- c) aumento de capacidad de transmisión y
- d) mantenimiento y operación

a) Para el análisis de los costos de energía, se observa primero que el patrón de demanda consiste de un pico al anochecer, un plato en el día con pequeños valles al mediodía y al final de la tarde, y un período de carga pequeño en la madrugada. Además se observa que en Sábados y Domingos la carga durante el día baja y que la carga nocturna es un poco más pequeña. Se determina o se llega a establecer que para satisfacer esta demanda, toda la capacidad disponible opera las 24 horas del día, excepto por las plantas a diesel y a gas, y que las plantas de lignito y pequeñas plantas hidráulicas se operan más o menos continuamente. Las dos plantas más importantes de vapor operan a plena capacidad durante el pico, a un nivel más o menos bajo durante la noche y a nivel intermedio constante durante el día. Una de las plantas hidráulicas importantes hace lo mismo, mientras que Bhumibol, otra planta hidráulica importante, provee el resto de carga a ser servida, su salida de potencia varía para seguir los cambios de carga durante el día. La reserva en giro es proporcionada por la capacidad no usada de las dos plantas hidráulicas principales: Sirikit y Bhumibol. El rol que juegan las plantas de Sirikit y Bhumibol puede ser cambiado, siendo estas dos plantas las que proveen la mayor parte de la flexibilidad minuto a minuto.

Las características de operación de EGAT son básicamente las mismas durante todo el año a pesar de que en Diciembre aumenta bastante la reserva hidráulica. A pesar de esto no existe un exceso de agua en la estación húmeda pues se emplea el agua para irrigación, basándose en un programa semanal, este hecho no permite reemplazar la generación térmica por hidráulica.

Debido a todas las razones expuestas en el horario de despacho se ha previsto:

- 1.- Una operación más o menos estable de las plantas térmicas durante los tres períodos del día,
- 2.- La generación térmica esta planificada en tal forma que satisfaga todos los requerimientos en exceso sobre la disponibilidad de generación hidráulica.

Este aspecto lógicamente tiene como consecuencia que en cualquier momento que un extra kwh es necesitado, este es cubierto con generación térmica. Si es que es requerido en el día o en el pico y este es cubierto en esos precisos momentos por generación hidráulica, en tales circunstancias tiene que haber correspondientemente menos generación hidráulica y más generación térmica en el período de poca carga. Por lo tanto en cualquier momento que un kwh es requerido o ahorrado durante las 24 horas del día, el costo marginal en el que se incurre, o el costo que se ahorra, es el costo marginal de generación térmica durante el período de poca carga. Como se puede observar de aquí el costo marginal de energía va a ser constante durante las 24 horas del día. Esta situación se mantiene durante todo el año, a excepción de las veces en que se produce una salida de alguna de las plantas térmicas. Se toma como costo referencial el costo de energía de una de las plantas térmicas (la más grande 700 Mw.)

b) Para el cálculo de los costos marginales por capacidad se considera como los programas de expansión tienen que ser cambiados de acuerdo a un crecimiento en la demanda de pico, otro aspecto que se considera es el cambio en la composición de las inversiones en el tiempo en respuesta a un cambio relativo de precios y disponibilidad de recursos, en cuanto a EGAT se refiere el programa de inversiones es introducir una serie de esquemas hidráulicos y térmicos. Todos los proyectos planificados para los 6 años siguientes al año de inicio de los estudios, eran más o menos firmes aunque podían variar en el tiempo de construcción (ver tabla 3.1)

En el análisis que se hace al plan de expansión para llegar a la obtención de los costos marginales debidos al aumento de capacidad de generación, se llega a la conclusión de que a pesar que el sistema se orienta hacia una expansión en generación hidráulica y nuclear, los costos de satisfacer la demanda van a ser necesariamente los costos debidos al aumento en capacidad de generación a base de fuel-oil. Para afirmar esto se argumenta lo siguiente:

- 1.- Hay un límite superior para la tasa a la cual la energía nuclear puede ser introducida en el sistema.
- 2.- Hay un límite superior para la extensión en la explotación de los recursos hidráulicos y hay también un límite superior para la tasa de crecimiento en la explotación de estos recursos.
- 3.- Si la demanda crece más rápido de lo previsto la demanda extra será probablemente satisfecha con una planta de fueloil, o por unidades más grandes en los grupos térmicos ya construídos; y contrariamente, si la demanda crece más lentamente de lo previsto sería uno de los proyectos térmicos el que sería pospuesto.

- 4.- Si desperdicio de la energía ya sea hidráulica o nuclear ocurre, la alternativa principal va a ser nuevamente fuel oil.
- 5.- Que se podrían utilizar turbinas a gas, pero que ya hay suficientes en el sistema,
- 6.- Que sin considerar el gran aumento en los precios del petróleo, este todavía constituye una alternativa económica para cargas de pico, y para cargas de corta duración.

Este último punto se afirma basándose en un estudio realizado en Tailandia, donde se comprueba que realmente para períodos de corta duración resulta más económica la alternativa de utilizar energía eléctrica producida por fuel oil (Todo esto al tiempo de realización del estudio.)

Basándose en todo lo anteriormente expuesto se llega a afirmar que a no ser que hubieran cambios mayores en el campo de la energía en Tailandia, el costo marginal de capacidad corresponderá aproximadamente al costo de las plantas térmicas que queman fuel-oil. Se toma como base el costo de la planta térmica que se tomó como base para establecer el costo del kwh. Se hizo el cálculo del costo del kw por mes, pues se considera el aspecto de que en la curva de carga de EGAT se observa una variación mensual de la demanda.

A este cálculo del kw mensual se lo somete a ciertos ajustes en consideración:

- 1.- De un porcentaje de pérdidas que EGAT lo ha establecido en el 3%.
- 2.- Se Considera un factor para satisfacer el costo de la capacidad de reserva que EGAT tiene para utilizarla en contingencias como demandas sobre el valor es-

perado, salidas de generadores o demora en la construcción de proyectos. Para el período en estudio la relación de la capacidad planificada al pico de demanda es de 1.27 y este factor se utiliza para obtener (después de incluir el 3% de pérdidas) el valor por Kw al mes.

- c) Aumento de capacidad de transmisión.- El cálculo de estos costos se basa en el criterio de que un aumento en la demanda de pico, implica adelantar los proyectos de transmisión, y una disminución atrazarlos, y que por lo tanto para calcular el costo incremental de por ejemplo adelantar un proyecto n años, es necesario calcular las anualidades extra involucradas. Pero al mismo tiempo se hace una consideración de que los proyectos de transmisión son desordenados, y que en consecuencia se hace necesario generalmente tomar un promedio de los costos marginales. En este caso se toma un promedio durante 15 años (ver tabla 3.3) de aquí con una tasa del 11% se obtiene una anualidad que luego se convierte a un costo mensual por kw.
- d) Mantenimiento y operación.- A estos costos se los analiza de una forma general en principio sin considerar los costos de operación y mantenimiento de las estaciones de potencia. Simplemente se dice que un incremento de demanda provoca costos fijos ya sea por el mantenimiento de líneas o administración y control del sistema. Se muestran algunos de estos valores (ver tabla 3.4), excluyendo los valores de mantenimiento y operación de las estaciones de potencia. Se llega a un valor estimativo de kw de demanda pico por año.

Para analizar los costos de operación y mantenimiento de las estaciones de potencia, se considera que estas tienen un costo variable relacionado al kwh y un costo fijo relacionado al kw. Para la estimación de estos valores se to

ma como base la misma planta de generación que se tomó anteriormente. Se estima un costo variable por mantenimiento basado en una apreciación del costo variable por año y del número de kilovatios-hora que se generarán, este valor resulta ser muy pequeño y se lo descarta. En cuanto a los costos fijos se hace de igual forma una estimación de costos fijos anuales de operación y mantenimiento, y se considera en el cálculo el porcentaje de pérdidas y el factor de corrección por capacidad de reserva. A este valor se agrega el valor apreciado por operación y mantenimiento de líneas, administración, etc., y así finalmente se obtiene un valor por kw de demanda pico al mes.

Finalmente tendríamos un costo por suministro del servicio por parte de EGAT obtenido en la forma binaria, un costo por energía que ya se ha analizado, y un costo por potencia obtenido de la suma de los costos producido por el aumento de capacidad de generación, aumento de capacidad de transmisión y por los costos fijos de administración, mantenimiento y operación. Este costo sería lo que se podría llamar un costo marginal puro.

Las tarifas son finalmente fijadas de acuerdo y estrictamente al costo marginal:

Fundamentalmente se tiene una tarifa relacionada al kwh, con dos valores, un valor para horas fuera de pico igual al costo de la energía y un segundo valor para horas pico que se obtiene de dividir el valor del kw para el número de horas pico al mes (para esto se toma únicamente 26 días y 3 horas de duración del pico por día), más el valor de energía para horas de no pico. Se puntualiza que este tipo de tarifa no requiere un cambio en el sistema de medida puesto que EGAT cuenta con medidores digitales regis-

tradores, que cada 15 o 30 minutos pueden registrar la de
manda.

Las razones que se arguyen para haber fijado la tarifa i-
gual a estos costos son las siguientes:

- 1.- En primer lugar la simplicidad de tener una tarifa de
este tipo.
- 2.- Que el tener una tarifa de este tipo reflejará los cos
tos de suministrar el servicio.
- 3.- Que es necesario la fijación de una tarifa más alta
puesto que los costos de suministrar energía se habían
elevado marcadamente debido al aumento en los costos
del petróleo, y puesto que EGAT no podía evitar el que
mar fuel-oil para satisfacer la demanda extra, esta e-
ra razón más que suficiente.

Por otro lado se tiene que altos costos del fuel-oil ha
cen los recursos hidráulicos más valiosos y por lo tan
to se hace necesario establecer una tarifa más alta pa
ra conservarlos y evitar al mismo tiempo tener que que
mar fuel-oil.

COSTOS MARGINALES DE MEA Y TARIFAS.-

MEA que es la autoridad metropolitana de energía, y que sir-
ve al área metropolitana de Bangkok, tiene una demanda de más
o menos el 70% en Tailandia y un consumo de más o menos el
70% de la energía vendida por EGAT.

Para el tiempo en el cual se hizo el estudio MEA compraba e-
nergía a EGAT en bloque en 4 subestaciones que estaban inter-
conectadas por líneas de subtransmisión de 69 y 115 kv., ade
más se tenía redes de subtransmisión a 12 y 24 kv. Un núme-
ro de industriales grandes conectados al voltaje de subtrans

misión, y pequeños industriales a los voltajes de 12 y 24 kv. Los pequeños negocios y viviendas eran servidos con voltajes de 220 y 440 voltios.

MEA para este tiempo tenía que mantener un ritmo de crecimiento de más o menos el 20% anual, por lo tanto en anticipación a tal crecimiento la capacidad en las subestaciones estaba con 40% sobre el Mw de demanda.

Costos marginales de capacidad: los costos marginales de distribución y subtransmisión por aumento de capacidad, se estiman a partir de los gastos planificados para reforzar el sistema y para su ampliación, relacionándolos al crecimiento de demanda esperado. El crecimiento esperado para el período de estudio se muestra en la tabla 3.5. El crecimiento esperado durante el pico del sistema que se muestra en la tabla se calcula multiplicando el crecimiento diario promedio por una relación dada por la demanda al momento de pico del sistema dividida para el consumo de energía diario. Este crecimiento en demanda es luego multiplicado por el factor de pérdidas acumulado apropiado, para encontrar la demanda que debe ser satisfecha por EGAT.

El factor de pérdidas mostrado en la tabla 3.5 refleja pérdidas promedio no pérdidas marginales, pero se considera que las pérdidas promedio del sistema en el momento de pico del sistema son relevantes porque la capacidad esta creciendo al mismo tiempo que la demanda, y que las pérdidas marginales serían de usarse con mayor propiedad cuando la demanda servida por una capacidad dada aumenta.

La tabla 3.6 muestra el gasto de capital propuesto para cada nivel de voltaje. Estos datos y los aumentos en demanda esperados a la hora de pico son usados para calcular los cos-

tos incrementales por cada kw en cada nivel de voltaje. Estos costos son convertidos a anualidades utilizando un porcentaje de 11%, los costos anuales de mantenimiento son agregados para obtener el costo marginal anual por cada kw y en cada nivel de voltaje. Estos resultados se los muestra en la tabla 3.7. A estos resultados en la tabla 3.7 se los corrige por el factor de pérdidas a la hora de pico y luego se divide estos valores para doce meses, y se obtiene el costo por kw al mes para cada nivel de voltaje, a la hora de pico del sistema. El autor hace mención al hecho de que se puede pensar que a estos costos así obtenidos se los debería multiplicar por un factor calculado dividiendo la demanda de pico para la propia demanda máxima del consumidor, para obtener costos con respecto a la demanda máxima del consumidor, pero se asevera que esto es erróneo pues lo que se quiere obtener son los costos con respecto al pico del sistema, ya que es el crecimiento del pico del sistema el que obliga a la autoridad a incurrir en gastos para aumentar su capacidad. La excepción para la aplicación de esto sería en el caso de un área industrial, donde el sistema local se diseña para satisfacer un pico local de demanda que no coincide con el pico del sistema, y que en este caso el costo marginal de capacidad de distribución se relaciona a la contribución del consumidor al pico de demanda en el sistema local de distribución, y que los costos marginales "aguas arriba" se relacionan a su contribución al pico del sistema general. Esta situación requiere un análisis más complicado del que se presenta aquí.

Por otro lado se dice que el hecho de poder medir más fácilmente la demanda máxima del consumidor, antes que su demanda a la hora de pico no debe obscurecer el principio antes mencionado. Los costos marginales totales se obtienen de agregar al costo de distribución el costo que se debe al hecho de comprar energía y capacidad a EGAT. Esto se muestra en las tablas 3.8 y 3.9.

En cuanto a los costos marginales de energía se anota que siendo los costos marginales de energía de EGAT iguales durante las horas de pico y no pico (a pesar de que son apenas diferentes), no es necesario hacer una diferenciación de estos costos en relación al pico del sistema, y únicamente se hace la corrección para los diferentes valores de voltaje utilizando el factor de pérdidas.

A continuación se sugieren tarifas basadas en los costor marginales ya establecidos. En primer lugar se establecen las tarifas para consumidores grandes y se dice que a lo sumo una tarifa debe tener tres componentes básicos:

- a) Un cargo básico por costo de energía de acuerdo a lo calculado,
- b) Un cargo por kw para reflejar el costo de compra de servicios eléctricos a EGAT, más un cargo por pérdidas, para ser aplicado a la demanda máxima durante el pico de EGAT de 6:30 p.m. a 9:30 pm.,
- c) La última componente sería un cargo por kw, para cubrir los costos de capacidad de MEA, para ser aplicado durante el pico de trece horas de MEA de 8:30 a.m. a 9:30 p.m. Se agrega que si los períodos de pico de EGAT y MEA coincidieran sería fácil agrupar los dos últimos items en uno solo.

Luego se propone una alternativa a esta tarifa así compuesta, que en opinión del autor sería una mejor opción, y es: mantener las tres componentes pero repartir los costos por capaacidad sobre los kwh consumidos durante las horas de pico. Se afirma que esta es una alternativa más adecuada porque los consumidores entienden mejor los cargos por kwh que los cargos por kw de demanda máxima, además de que altos cargos por kwh proporcionan un incentivo más persistente a los consumidores para economizar durante los períodos de pico, del que

proporcionan los cargos por kw de demanda máxima. Esta alternativa se descompondría de la siguiente manera:

- a) durante horas fuera de pico la tarifa básica por energía,
- b) durante el pico de trece horas de MEA en 26 días del mes este primer cargo se incrementaría con el costo por kw mensual dividido para el número de horas de pico al mes. Pero durante el pico de EGAT de tres horas se agregaría además un cargo para reflejar los costos de comprar capacidad a esta institución, incluyendo el factor de pérdidas.

En cuanto a los consumidores residenciales y pequeños locales comerciales se refiere, se sugiere una tarifa monomía relacionada al kwh. Puesto que el diseño de una tarifa binomía implicaría incurrir en gastos de medición innecesarios dada la poca cantidad de energía consumida; gastos que el autor afirma podrían ser afrontados únicamente en el "Reino de los Estados Unidos."

Para el cálculo mismo de las tarifas primero se llega a establecer un costo mensual para cada nivel de voltaje, luego se multiplica este costo por una relación que toma en cuenta el crecimiento en kws con respecto a cada kwh diario (este factor se muestra en la tabla 3.5.), dividido para 30.5 días del mes, a este valor obtenido se agrega el costo de kwh.

Así se llega a establecer una tarifa para consumidores residenciales y pequeños comerciales, obteniendo costos marginales promedio. El autor denota que esta tarifa no es confiable ya que los factores mostrados en la tabla 3.5 no son exactos, puesto que para obtener valores confiables es necesario disponer de curvas de carga diarias para cada clase de consumidor de tal forma que la contribución de cada uno al pico pueda ser determinada. Se recomienda que tomando en cuenta

la distribución de los ingresos se debería establecer una ta
rifa basada en lo siguiente:

- a) utilizando los valores obtenidos en la investigación de carga, el nivel marginal promedio deberá calcularse en la forma sugerida antes,
- b) Este promedio e información acerca de costos de consumidor deberán ser usados cuando se decida por tarifas relacionadas a kwh que reflejen los costos aunque se pueden hacer ajustes sobre o bajo los costos marginales, o se pueden introducir tarifas por bloques de energía, en base a consideraciones sociales. Estas recomendaciones deben ser a
plicadas únicamente para tarifas de kwh diseñadas para consumidores pequeños.

Para consumidores grandes conectados a bajo voltaje una ta
rifa opcional considerando el instante del día se conside
ra como una buena alternativa.

3.3. METODOLOGIA EMPLEADA EN KENYA

El resumen de este estudio se obtuvo de una publicación hecha por INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCCION AND DEVELOPMENT, INTERNATIONAL DEVELOPMENT ASSOCIATION - ENERGY, WATER AND TELECOMMUNICATIONS DEPARMENT - PUBLIC UTILITIES NOTES , su título es KENYA, ELECTRICITY TARIFF STUDY, publicado en Junio de 1978, este estudio fue preparado por R.W. Bates.

Fundamentalmente los objetivos del estudio son:

- 1.- Analizar los costos incrementales de generación, transmisión y distribución en Kenya, en diferentes lugares tiempo y voltajes; y para diferentes consumidores en el período 1977-1986.
- 2.- Derivar una tarifa que refleje estos costos, y
- 3.- Introducir un número de condiciones y metas que pueden hacer necesario el modificar esta tarifa de acuerdo a las circunstancias de cualquier país.

Para el análisis se empieza con un estudio de lo que constituye el sistema interconectado en Kenya. En este estudio fundamentalmente se observan las variaciones en las demandas de energía y capacidad, a partir de curvas de carga y de información acerca de los kilovatios - hora consumidos. En el sistema interconectado de Kenya se observa una variación mensual tanto en el consumo de energía como en la demanda de capacidad. La variación estacional se le considera de poca significancia.

La capacidad instalada en la actualidad de las plantas de generación es de 325 Mw, consistentes de 163 Mw en unidades hidráulicas, 97 Mw en turbinas de vapor, 30 Mw en turbinas de gas y 35 Mw en diesel.

En cuanto a líneas de transmisión y distribución se tiene 1440 kms de líneas de alto voltaje (275, 132, 66 kv), 5870 kms de líneas de voltaje medio (40, 33, 11 y 10 kv), 1900 kms de líneas de bajo voltaje y 4100 transformadores de distribución con un total de capacidad instalada de 445 MVA. Estos datos son totales combinados del sistema interconectado y de los sistemas aislados.

En cuanto al volumen de almacenamiento se dice que es muy pequeño y por lo tanto el grado de regulación es muy limitado.

Existen dos estaciones de aguada (Abril-Junio y Noviembre - Diciembre), y dos estaciones secas (Enero-Marzo y Julio-Octubre), cada año.

El pico de flujo del Rio Tana que es donde están ubicadas la mayoría de las plantas hidráulicas, ocurre en Mayo, este flujo tiene un volumen mucho mayor que el que se tiene en Noviembre. Por esta razón las plantas hidráulicas son operadas de tal manera que la generación térmica es mantenida en un mínimo y al mismo tiempo se asegura con un grado aceptable de probabilidad que el reservorio principal se vuelva a llenar completamente antes del comienzo de la estación seca.

De las tarifas existentes mostradas en la tabla 3.1 se destaca; que existe una amplia variación en los ingresos promedio recolectados de las diferentes categorías de consumidores. Como resultado se tiene que los grandes consumidores domésticos y los grandes industriales son subsidiados mientras que los pequeños consumidores, y posiblemente más pobres, pagan más por el kwh que todos los demás abonados. La clasificación de los consumidores en muchos casos es arbitraria y no corresponde a los costos del suministro. La ausencia completa de precios relacionados al instante del día significa que

haya pocos incentivos para consumir en las horas de fuera de pico.

Las tarifas existentes no toman en cuenta la variación de los costos de acuerdo a la posición geográfica.

Para el estudio mismo de las tarifas se señala un marco de referencia que se describe a continuación:

Método A: (para consumidores con un consumo mensual de menos de 7000kwh)

Un cargo fijo mensual debido a costos por consumidor y un cargo simple por energía.

Método B: (para consumidores con un consumo mensual de 7000 a 100000 kwh)

Como en el método A hay un cargo fijo para reflejar costos por consumidor, no obstante los grandes consumidores deberán pagar un cargo por kVA de máxima demanda y una tarifa única por kwh. Se considera además un descuento de acuerdo al nivel de voltaje al que este conectado el consumidor, y una multa relacionada con el factor de potencia.

Método C: (para consumidores con un consumo mensual que excede 100000 kwh)

Estos consumidores serán sujetos a sistemas de medida que tomen en cuenta el instante del día. Durante el pico del sistema habrá un cargo mensual por kVA de máxima demanda, y un cargo por kwh de máxima demanda. Durante las horas de no pico habrá únicamente un cargo por energía mas bajo

haya pocos incentivos para consumir en las horas de fuera de pico.

Las tarifas existentes no toman en cuenta la variación de los costos de acuerdo a la posición geográfica.

Para el estudio mismo de las tarifas se señala un marco de referencia que se describe a continuación:

Método A: (para consumidores con un consumo mensual de menos de 7000kwh)

Un cargo fijo mensual debido a costos por consumidor y un cargo simple por energía.

Método B: (para consumidores con un consumo mensual de 7000 a 100000 kwh)

Como en el método A hay un cargo fijo para reflejar costos por consumidor, no obstante los grandes consumidores deberán pagar un cargo por kVA de máxima demanda y una tarifa única por kwh. Se considera además un descuento de acuerdo al nivel de voltaje al que este conectado el consumidor, y una multa relacionada con el factor de potencia.

Método C: (para consumidores con un consumo mensual que excede 100000 kwh)

Estos consumidores serán sujetos a sistemas de medida que tomen en cuenta el instante del día. Durante el pico del sistema habrá un cargo mensual por kVA de máxima demanda, y un cargo por kwh de máxima demanda. Durante las horas de no pico habrá únicamente un cargo por energía mas bajo

y el medidor de máxima demanda no registrará. Estos consumidores también pagarán un cargo por consumidor y estarán sujetos a descuentos de acuerdo al nivel de voltaje también, tendrán multas de acuerdo al factor de potencia.

Método D: (suministro fuera de pico especialmente para calentamiento de agua y para bombas de riego)

Este método será similar al presente método, con un cargo simple por energía y un cargo fijo por consumidor. Se eliminará el cargo mínimo.

Método E: (iluminación pública)

Se aplicará una tarifa única por kwh para toda la iluminación pública.

No se recomiendan variaciones estacionales en la nueva tarifa puesto que no hay una significativa variación estacional en la demanda, y la terminación de un nuevo reservorio ya en construcción permitirá la regulación de flujo del RIO TANA, lo que significará un costo marginal de energía que no variará con las estaciones.

Las tarifas que se cobran por la energía eléctrica suministrada al personal de la empresa no serán examinados. Este aspecto se considera como un problema interior de la empresa.

La tasa por energía estará sujeta a una cláusula de ajuste por el costo de combustible, al menos hasta que el sistema de financiamiento de EAP&L (East African Power and Lighting) 1/ sea menos vulnerable al aumento en los precios del petróleo. o en caso de producirse un aumento en

1/ EAP&L es la compañía que suministra los servicios eléctricos en Kenya

la generación térmica debido a una variación impredecible en los flujos del río.

Cálculo de los costos incrementales:

Los costos de proveer la demanda adicional de electricidad se clasifican como costos incrementales por energía, costos incrementales por capacidad y costos incrementales por consumidor. Puesto que los costos totales dependen del voltaje al cual el consumidor recibe el servicio, se definen tres voltajes de suministro: voltaje extra alto (132 kv, y 66kv), alto voltaje (33 kv, y kv) y bajo voltaje para suministros a 0.4 kv o menos. Todos los costos de capital son expresados en precios de 1976 y los costos del intercambio internacional se los ha puesto en precios sombra con una tasa de 1.2 veces el cambio oficial. El precio del petróleo que se toma es el de Abril de 1977.

Costos de energía:

Para el establecimiento de los costos marginales de energía se tiene como base el hecho de que los costos marginales de energía en Kenya dependerán de las condiciones hidrológicas en cualquier año. Después de la terminación de un nuevo reservorio en el Río Tana, únicamente las plantas térmicas más eficientes (de las que operan en Mombasa, la región más industrializada, y donde se utiliza la mayor parte de la energía térmica), serán utilizadas en determinados años secos, el resto de plantas térmicas permanecerán como "standby" 1/. Un estudio que se hizo en un modelo de simulación sugirió que la probabilidad de u

1/ standby: Reserva

utilización de energía térmica durante cualquier año sería aproximadamente del 30%. La variación estacional no se toma en cuenta porque es muy pequeña. Por lo tanto de esto se deduce que el valor esperado de los costos marginales de energía, a largo plazo, sería el valor del combustible sopesado por la probabilidad de utilización de la energía térmica.

El cálculo de los costos se hizo utilizando los precios de mercado y los precios sombra, para los diferentes niveles de voltaje, ajustando los valores obtenidos por un porcentaje de pérdidas en el cual se incluye el consumo de los servicios auxiliares para generación. Estos porcentajes son: 6%, 4.4% para EHV, HV, y LV respectivamente. 2/

En cuanto al cálculo mismo de los costos marginales se lo realiza de la manera siguiente:

Se toma como referencia el costo del combustible por tonelada métrica en una de las estaciones térmicas, precios referenciales que se toman en precios de mercado y precios sombra. Luego tomando en cuenta el rendimiento de las plantas trabajando al 75% de carga, y considerando el plan de generación futura se realiza un promedio de la cantidad de combustible necesario por kwh. Teniendo este último valor y el costo por tonelada métrica de combustible se multiplica estos entre sí, y a su vez el resultado de esta multiplicación por la probabilidad de utilización de la energía térmica al año. Esto para precios de mercado y precios sombra.

Costos de Capacidad

Para la determinación del costo por capacidad se utiliza la información de los planes de expansión tanto en generación co-

mo en líneas de transmisión, y de acuerdo a este programa y al incremento de la demanda para cada nivel de voltaje se obtienen los costos. Puesto que los costos varían con el tiempo se encuentra un promedio anualizado de la manera siguiente:

$$\frac{\bar{C}d_1}{(1+r)} + \frac{\bar{C}d_2}{(1+r)^2} + \frac{\bar{C}d_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{\bar{C}d_n}{(1+r)^n}$$

$$= \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \frac{C_3}{(1+r)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

Donde:

\bar{C} = costo incremental promedio por kw

d_t = demanda incremental en cualquier año

n = número de años incluidos en el cálculo

r = tasa de descuento tomada como el costo de oportunidad del capital (asumida como 11%)

C = costo de capital actual en cualquier año t .

$$\bar{C} \sum_{t=1}^n \frac{d_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

$$C = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{d_t}{(1+r)^t}} = \frac{\text{Valor presente corriente cost. capacd.}}{\text{Valor presente corriente deman. incre.}}$$

A estos costos de capital se agregan los costos de operación y mantenimiento, los cuales se consideran ser un porcentaje de los costos incrementales por Kw a los diferentes niveles de voltaje. Porcentajes que se han establecido en los valores siguientes: para generación 0.7%, para extra alto volta-

je 0.55%, para alto voltaje 2%, y para bajo voltaje 4%.

Se considera que los costos de operación y mantenimiento son principalmente (aunque no totalmente) una función de la inversión del capital, y que la función misma depende del tipo de planta.

Los costos obtenidos se corrigen por un factor de pérdidas que se asigna así: 2% para generación, 6% para extra alto voltaje, para alto voltaje 4%, y 6% para bajo voltaje.

Costos relacionados al consumidor

Se trata como costos incrementales por consumidor a los costos de proveer medidores, medidores de lectura, tarifación y administración. El costo del medidor depende fundamentalmente del tipo de medidor y del voltaje de suministro al consumidor. Los costos de lectura de los medidores, tarifación y administración son aproximadamente los mismos para todos los tipos de medidor.

Los costos de medición han sido determinados directamente para cada método de tarifa, y en ausencia de información adecuada para calcular los otros costos incrementales relacionados con el consumidor, se estima únicamente los costos contables promedio para toda EAP&L y se considera que no variarán durante el período bajo estudio. Por lo tanto relacionando en cada año fundamentalmente sueldos, jornales y almacenamiento; tanto del departamento comercial como administrativo, con el número de medidores, se obtiene un costo promedio en lo que respecta a la administración y otros.

Consideraciones que se hacen para llegar a la tarifa

Se dice que aunque todos los costos de capital han sido expre

sados como costos por kw, hay una considerable dificultad en el contexto del sistema de Kenya en atribuir la componente de los costos debidos a generación, a kw ó a kwh. Aún más la expansión en generación durante el período de estudio se espera sea totalmente geotérmica o hidráulica, en tal forma que los costos directos de energía son bajos.

No obstante la proyección de la demanda y del consumo de energía en el sistema indican que las limitaciones energéticas actualmente preceden en un año o dos a las limitaciones de capacidad, en tal forma que el cronograma de inversiones es dirigido usualmente a los requerimientos de energía. Claramente no sería apropiado el asignar todos los costos de capital por generación a energía pues esto probablemente sobre estimularía el crecimiento de la demanda máxima.

Se dice además en este estudio, que en teoría si se tuviera información detallada de la elasticidad de la demanda sobre un rango de precios, se podría calcular los costos incrementales de energía o de demanda máxima a diferentes precios. Esto sería el costo de adelantar (o la ganancia de retrasar) el programa de inversiones en plantas de generación de acuerdo a como la demanda máxima o consumo de energía varían a través de estos diferentes precios. A través de un proceso iterativo se podrían establecer eventualmente precios equilibrados para energía y máxima demanda, esto es una combinación de demanda máxima a precios incrementales. En la práctica no se conoce la elasticidad de la demanda a precios hipotéticos (ni siquiera a los precios actuales); por lo tanto la siguiente aproximación se ha adoptado, la cual se considera práctica y prudente: mantener el cargo por la demanda máxima a su nivel presente, puesto que se conoce la demanda máxima y la tasa de crecimiento que este produce. El cargo por demanda máxima cubrirá todos los gastos de capital, mantenimiento, y operación de las líneas de transmisión y parte de los gastos

de capital, mantenimiento y operación de generación. Los costos restantes de generación son convertidos luego a tasas unitarias y combinados con los costos directos de energía. Esto corresponde a un primer paso del proceso iterativo, el cual puede ser enfrentado a nivel teórico y tiene la ventaja que el impacto del cambio de tarifas puede ser observado sin desbalancear seriamente al sistema.

A parte de lo enunciado anteriormente se hace referencia a dos cláusulas especiales que deben tomarse en cuenta. En primer lugar se recomienda la aplicación de una cláusula que permite el ajuste de los costos de acuerdo a la variación de los precios y la cantidad de energía térmica que se genere en el contexto total de todo el sistema; y se desarrolla una fórmula que permite hacer este tipo de ajuste. No obstante se anota que el uso de la cláusula para el ajuste de costos por la variación de los precios del combustible puede traer como consecuencia la distorsión de la tarifa a través del tiempo y por lo tanto se recomienda la revisión periódica de las tarifas. Esto se produce porque el ajuste opera únicamente en los cargos por unidad, por lo tanto deteriora el equilibrio entre costos por capacidad y costos por energía, exagera la significancia de la componente de los costos por combustible en los costos totales, en un período de largo plazo.

La cláusula de ajuste por costo de combustible debe aumentar la tasa de energía de la tarifa en la diferencia entre el costo actual por unidad generada en cualquier período de medida y la tasa base de energía utilizada en la tarifa, esto es:

$$\frac{1}{1-L} \left| \sum \frac{C_i G_i S_i}{G} - e_b \right|$$

Donde:

- C_i = costo actual de combustible para la planta tipo i .
- G_i = generación actual por la planta tipo i .
- S_i = consumo específico de combustible por la planta tipo i .
- G = total de todas las unidades generadas por las estaciones conectadas al sistema, incluyendo estaciones hidráulicas e importaciones.
- e_b = tasa base de energía en la tarifa antes de las pérdidas.
- L = proporción de unidades pérdidas entre el generador y el consumidor. Para extra alto voltaje 6%, para alto voltaje 9%, para bajo voltaje 13%.

La segunda cláusula es una que permite el ajuste de acuerdo al factor de potencia de los consumidores. Con respecto a esto se dice que aunque sería posible calcular los costos adicionales impuestos a EAP&L por cualquier consumidor cuyo factor de potencia tiene un valor menor que el del óptimo económico, en la práctica es necesario usar una fórmula universal que pueda ser aplicada a todos los consumidores. Pero debido a la diversidad de consumidores tal fórmula, no importa cuan elaborada, puede ser muy inexacta en algunos casos.

Por esta razón en vez de desarrollar una fórmula con la cual se pudiera imponer multas de acuerdo al costo incremental, se sugiere un método más simple que señale a los consumidores con bajo factor de potencia que deben mejorarlo.

Un primer tipo de señal sería diseñar las tarifas de tal forma que los consumidores sean cobrados en KVA antes que en kw, como sucede en este caso con los consumidores del método B y C. Otra forma de señal sería aumentando los cargos por ener-

gía aplicados. Por ejemplo, donde el factor de potencia de algún consumidor cae bajo un valor designado, un recargo puede ser impuesto, tal que el pago por energía consumida en cada período de lectura del medidor es aumentado en un porcentaje por cada 1% completo que el factor de potencia cae bajo el valor designado.

3.4 COMPARACION DE LAS METODOLOGIAS

Para hacer un estudio comparativo de las metodologías se tendrían algunos ángulos de enfoque, pero el que en este caso se va a dar a esta comparación va a ser básicamente con la idea de establecer semejanzas o diferencias principalmente en lo que se refiere a la filosofía de aplicación del concepto del costo marginal, ya que en cuanto se refiere a los algoritmos utilizados para encontrar las anualidades, u otros parámetros éstos son básicamente los mismos, con ciertas excepciones por supuesto, pero que finalmente tratan de llegar a una mejor aplicación del concepto del costo marginal.

Analizando ya estas filosofías empleadas en el cálculo de los diferentes costos marginales, en los estudios presentados aquí, tenemos que en Colombia por ejemplo para asignar los costos de capital a energía (kwh), ó a capacidad (kw), se considera al sistema básicamente térmico, es decir que los costos de obras de generación y transmisión son asignados a capacidad (kw), mientras que los costos de presas y desviaciones de ríos son asemejados a costos relacionados con combustible, y así asignados a energía. En tanto que en el estudio realizado en Tailandia, para asignar los costos de capital correspondientes al kw y al kwh, se hace un análisis de cuales van a ser las plantas que cubran la demanda marginal, y se llega a establecer que necesariamente serán las plantas térmicas

que quemen fuel-oil, por lo tanto de aquí se determina que el kw marginal de demanda va a tener un costo igual al del kw de capacidad térmica fuel-oil que se instale. Esta aproximación esta enmarcada estrictamente dentro de la filosofía del costo marginal. A estos costos de capital por generación se agregan también los costos de capital por las inversiones a realizarse en todo lo que se refiere a construcción de líneas, subestaciones, etc. Para realizar el cálculo del costo por kw se procede a determinar anualizaciones promedio, durante un período de 15 años. Se procede de esta manera en consideración de que las inversiones que en este campo se realizan son muy desordenadas. Así mismo en base de un análisis de lo que sería el despacho de energía en Tailandia, se llega a establecer que el kwh marginal de demanda va a tener un costo marginal igual al costo del kwh generado en las plantas térmicas que queman fuel oil. Para llegar a estas conclusiones se hacen obviamente una serie de asunciones que se consideran válidas desde el punto de vista de que son basadas en hechos muy probables dentro del campo energético descrito para Tailandia. Estas asunciones están descritas en el resumen antes presentado sobre este estudio.

Por otro lado en el estudio que sobre costos marginales se hizo en Kenya, se puntualiza que a pesar de que los costos de capital en su totalidad fueron asignados a la demanda de capacidad (Kw), se considera a esta una aproximación ya que en la realidad la asignación de los costos de capital a capacidad (kw), ó a energía (kwh), en el contexto del sistema de Kenya sería muy difícil. Además esta asignación no es muy justa, las limitaciones energéticas (kwh) preceden en un año a dos a las limitaciones de capacidad (kw). Por otro lado tampoco sería apropiado asignar estos costos en su totalidad a energía, pues esto provocaría un creci-

miento desmedido de la demanda de capacidad. En los tres estudios mostrados aquí se hacen aproximaciones y consideraciones muy importantes para facilitar la realización del estudio, así como para facilitar su comprensión. Entre estas asunciones tenemos una que se hace en Colombia en cuanto se refiere a la elasticidad de la demanda, se considera a esta inelástica, con el fin de poder establecer costos iguales a los costos marginales, considerando que la demanda no va a variar básicamente con los nuevos precios. En el estudio de Kenya se enfrenta este problema en cambio, asumiendo que la demanda va a cambiar con el establecimiento de nuevos precios; por lo tanto para obviar este problema se establecen los precios de máxima demanda iguales a los precios actuales, pues se conoce la variación de esta a los precios presentes. Los costos que no son cubiertos por estos precios son convertidos a tasas unitarias y asignados a costos por energía.

En el estudio hecho en Tailandia este problema se lo obvia es decir que al igual que en Colombia se considera la demanda inelástica.

Para la determinación de los costos marginales de Administración, Mantenimiento y Generales, se procede más o menos de forma similar en los tres casos, estableciendo anualidades y llegando a determinar un costo marginal por kw, es decir asignando estos costos directamente a costos por capacidad. En el caso del estudio hecho en Kenya a algunos de los costos administrativos se los relaciona a costos por consumidor, pues en este estudio a diferencia de los otros, se determina una tarifa trinomia.

Los costos de operación en Colombia se los relacionaron básicamente a los costos del combustible de las plantas margina-

les utilizadas para generar (kwh). Mientras que en el caso de Tailandia los costos de operación y mantenimiento de las plantas de potencia se los considera constituidos por dos componentes una variable relacionada al kwh y otra fija relacionada al kw, esta componente variable relacionada al kwh resulta ser muy pequeña y se la descarta. En Kenya los costos de operación y mantenimiento se los considera ser un porcentaje de los costos incrementales de capital por kw, en cada nivel de voltaje.

Hay que anotar que en el estudio realizado en Colombia los costos de operación a nivel de distribución se los asignan a capacidad a diferencia de lo que se hace para el sistema interconectado.

En lo que se refiere a los costos por kwh, hay una diferencia fundamental en la forma de cálculo que se utiliza en Kenya con los métodos que se utilizan en los otros estudios; pues en Kenya se hace el cálculo utilizando un dato de la probabilidad de uso de la generación térmica en todo el año, y este valor se lo multiplica por el costo promedio de generación de un kwh térmico.

Este método en realidad lleva a determinar un valor mucho más exacto del costo marginal del kwh a la hora de pico, puesto que siendo la disponibilidad de agua en las centrales térmicas una variable aleatoria, la generación térmica que se use para cubrir el pico de demanda va a serlo también, por lo tanto es necesario hablar de costos de kwh en términos probabilísticos, valor esperado y varianza, por ejemplo.

En cuanto a la presentación de cálculos tenemos que decir que en los estudios de Colombia y Kenya, se presentan los resul-

tados en una forma más ordenada, y además en lo que se refiere a alternativas, en el trabajo realizado en Colombia se presentan resultados considerando precios de mercado y precios sombra, teniendo en cuenta también la posibilidad de descontar ó no la demanda. En el estudio de Kenya se presentan los resultados con la demanda descontada para precios de mercado y precios sombra. En el trabajo hecho en Tailandia se presentan resultados únicamente en precios de mercado. Esta diferencia en la presentación puede deberse básicamente a razones como las siguientes: la falta de datos en el caso de Tailandia, o Kenya, o simplemente a que el estudio se enfocó más en sentido teórico, a manera de ensayo.

En la elaboración misma de las tarifas, existen diferencias fundamentales, disparidades que se dan necesariamente porque los estudios fueron elaborados para sistemas diferentes y además la posibilidad de aplicación de estas, en cada uno de los países que se llega al establecimiento de tarifas, es diferente, al igual que las consideraciones de tipo social, económico, o político que se hacen para su fijación final. Por ejemplo en Tailandia se decide dejar las tarifas iguales al costo marginal, una tarifa trinomía para grandes consumidores, y una monomía para pequeños consumidores, especialmente domésticos. En Kenya se llega al establecimiento de 5 métodos de tarifas, ya descritos, mientras que en Colombia únicamente se llega a establecer en el estudio, la estructura de los costos marginales.

Finalmente hay que anotar un detalle importante del estudio hecho en Colombia, en cuanto se refiere a la asignación de costos por capacidad que se hace en las subestaciones con tres niveles de voltaje, entre los diferentes consumidores de los niveles de voltaje involucrados, es una aproximación muy bue-

na, a pesar de que este método utilizado en Colombia no res_ ponda con exactitud a la definición del costo marginal, ya que en realidad se tendría que

$$\frac{\text{a costos}}{\text{a consumo por cada nivel de voltaje}}$$

nos daría el costo marginal.

C A P I T U L O I V

METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES

4.1. INTRODUCCION

Esta tesis se concibió con la idea base de que las Empresas Eléctricas Regionales, del tipo escogido para la aplicación de la metodología, no harían inversiones en la construcción de nuevas plantas. Pero para el período en consideración las empresas todavía contarán con generación propia y por lo tanto se harán inversiones en este campo de la generación. Para poder identificar estos empleos de capital como una inversión se hace necesario establecer si el capital se lo utiliza para mejoramiento del sistema de generación ya existente (esto sería una inversión), o si es un gasto por mantenimiento. En caso de no poder hacer este diferenciamiento a partir del programa de inversiones, se puede adoptar en criterio que tiene INECEL: de que cualquier gasto que se haga en mantenimiento se lo considerará como tal hasta máximo el 25% del costo total de la obra, pasado este porcentaje deberá considerarse como una inversión 1/

Tomando en cuenta el aspecto antes mencionado se ha diseñado esta metodología, pero manteniendo el criterio de que los sistemas regionales no harán inversiones en nuevas plantas de generación de ningún tipo. Este criterio se asumió partiendo de que en el futuro la mayor parte de la demanda será cubierta por el Sistema Nacional Interconectado (1).

1/ Dato obtenido en estudios económicos de la D.O.S.N.I.

Se escogió para la aplicación de la metodología a la Empresa Eléctrica de Ambato Sociedad Anónima (E.E.A.S.A.), porque de acuerdo a un estudio realizado por la compañía consultora EBASCO, en coordinación con INECEL, esta empresa eléctrica era la única que disponía de la información necesaria para la elaboración de tarifas. 1/

La E.E.A.S.A., cuenta con un programa de inversiones hasta el año 1985, elemento de información básico para la elaboración de los costos marginales; aunque este estudio o programa de inversiones no es muy específico en cuanto a la determinación de costos marginales se refiere.

4.2. METODOLOGIA

Antes de empezar el cálculo de los costos marginales de una empresa eléctrica cualquiera, se hace necesario realizar una descripción del sistema actual y las posibles proyecciones a construirse en el período bajo estudio, tratando de hacerlo en la forma más escueta posible.

Es importante contar también con un diagrama que permita establecer los niveles de voltaje, y el tipo de subestaciones y plantas de generación con que cuenta el sistema.

Una vez hecha esta descripción se deben establecer los niveles de voltaje para los cuales se van a calcular los costos marginales, esta determinación de los niveles de voltaje se debe hacer desde un punto de vista más bien general, es decir sin que llegue a ser muy específica, clasificando estos nive

1/ Este estudio se realizó a base de costos contables.

les de acuerdo a voltajes de: Subtransmisión, Distribución Primaria, Distribución Secundaria ó bajos voltajes. Esto evitará que se complique el cálculo de los costos y además se tendrá que calcular sólo cierto número de costos.

La clasificación de estos niveles de voltaje queda más en las manos y el buen criterio de la persona que vaya a hacer el cálculo de los costos marginales, y el diseño de tarifas a base de estos costos.

Es necesario elegir además un período en el cual se va a realizar el estudio, al mismo tiempo que dentro de este período se debe establecer un año base, por lo general se elige como tal al año en que se realiza el estudio, o el inmediatamente anterior. Ya que el estudio de costos marginales de distribución se hace a largo plazo el período se deberá establecer en por lo menos 4 ó 6 años.

4.2.1. Cálculo de los Costos por Capacidad

Inversiones en expansión y mejoras del sistema de distribución.

Asumiendo que dentro de los planes de la empresa eléctrica constan inversiones en generación, el análisis de los costos marginales por capacidad, ha de empezarse ordenando la información que se tenga, de tal forma que se pueda determinar con claridad el monto de las inversiones en este rubro, y en cada uno de los años del período bajo estudio. Así mismo deberá continuarse con el ordenamiento de la información con respecto a las inversiones planificadas para el período en: subestaciones, líneas, transformadores, capacitores, etc..., ubicando estas inversiones de una forma clara en cada nivel de

voltaje, de los ya determinados con anterioridad para el estudio.

Por otro lado se hace necesario conocer la demanda incremental de potencia por nivel de voltaje, considerando el factor de pérdidas a la hora de pico de cada nivel, es decir que para determinar estas demandas incrementales, se deberá proceder a sí:

$$\text{Demanda Bajo Voltaje (DBV)} = A \quad \text{fp} = x$$

$$\text{Demanda Distribución Primaria (DDP)} = B \quad \text{fp} = y$$

$$\text{Demanda Subtransmisión (DS)} = C \quad \text{fp} = z$$

$$\text{Demanda Total Incremental Bajo Voltaje} = A$$

$$\text{Demanda Total Incremental Distribución Primaria} = (A.x) + B$$

$$\text{Demanda Total Incremental Subtransmisión} = ((A.x) + B) y + C$$

En la práctica es deseable obtener estimaciones de la demanda para diferentes categorías de consumidores y en los diferentes niveles de voltaje, a la hora de pico del sistema, por medio de investigaciones de carga a base de factores de coincidencia y factores de carga (5).

De no tener la información necesaria para estimar la demanda incremental utilizando el procedimiento anterior se lo puede hacer multiplicando el incremento de consumo promedio de energía diaria por un factor de carga diario.

Los incrementos de demanda en cada nivel de voltaje se deberán establecer sin descontar, es decir: considerando que el valor

de la demanda en los años subsiguientes al año escogido como base tiene el mismo valor en este año como en el futuro.

Una vez que se tenga la información bien ordenada tal que se pueda identificar con facilidad las inversiones que se planean realizar, durante el período de estudio, en cada nivel de voltaje, se procederá al cálculo mismo de los costos marginales de la forma siguiente:

- 1.- Se trae a valor presente cada una de las inversiones por nivel de voltaje, utilizando la siguiente fórmula:

$$P = S \frac{1}{(1+i)^n}$$

Donde:

P = valor presente

S = costos de capital en cualquier año n

i = tasa de oportunidad del capital

n = número de años desde el año base al año en que se realizará la inversión.

- 2.- Puesto que se realizan inversiones en los diferentes niveles de voltaje en objetos que tienen diferentes períodos de vida útil, el siguiente paso será hacer un sumatorio de los valores presentes de las inversiones, por i tem. 1/

- 3.- Con estos sumatorios de los valores presentes se procede al cálculo de la inversión por kw., de demanda incremental. Para esto se divide el sumatorio de las inversiones para la demanda incremental total (considerando pérdidas) del nivel de voltaje en el cual se va a utilizar este objeto.

1/ item u objeto, es decir en el campo eléctrico sería por e jemplo: una línea, un transformador, etc.

$$\frac{\sum_{t=1}^m P_t}{\text{Demanda. Increment. del nivel de voltaje}} = Z$$

El valor Z se calcula para cada ítem

4.- Con la obtención de los valores Z se procede luego a la anualización de estos, sobre un período igual al de la vida útil del objeto. Se utiliza la siguiente fórmula:

$$R = Z \left| \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right|$$

Donde:

R = anualidad en s/. por kw

i = tasa de oportunidad del capital

n = vida útil del objeto en el cual se invierte

Los períodos de vida útil de cada uno de los elementos pueden ser obtenidos a partir de la tasa de depreciación que haya impuesto la empresa eléctrica para cada uno de ellos, o del Reglamento para la fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos publicado por INECEL.

5.- Con las anualidades R, luego se hace un sumatorio de estas en el nivel de voltaje respectivo, y así se obtiene el costo marginal por kw, anual, en los respectivos niveles.

Estos costos así obtenidos, son costos por capacidad debidos a inversiones en expansión y mejoras del sistema de distribución. Costos sin pérdidas.

En la actualidad los costos por capacidad están dados por el total de las inversiones tanto en generación como en mejo-

ras y expansión del sistema de distribución. En el futuro estos costos de capacidad van a estar integrados por el costo del kw comprado al S.N.I. ajustado por pérdidas, más el costo kw debido a la expansión del sistema de distribución.

Costos de Administración y Generales

En cuanto a los costos de Administración y Generales (A.G.), se debe primero tratar de determinar los costos de A.G. del sistema de distribución urbano. Se puntualiza que deben ser los costos del sistema urbano, puesto que en los planes de electrificación del país, las empresas eléctricas Regionales van a tener a su cargo la electrificación rural, por lo tanto dentro de los gastos totales de A.G. de la empresa van a estar incluidos los costos de A.G. debidos a la electrificación rural.

En caso de que no pudiera hacerse una determinación exacta de los gastos de A.G. debidos únicamente al sistema de distribución urbano, se hará necesaria la utilización de un factor de asignación de estos costos, factor que se podría obtener relacionando el Incremento Total de Demanda de Capacidad del Sistema Urbano (IDUT), al Incremento de Demanda de Capacidad del Sistema Regional, en todo el período bajo estudio (IDST).

$$F = \frac{IDUT}{IDST}$$

Obviamente esta asignación de costos a base de un factor obtenido de esta manera no cumple exactamente con la filosofía del costo marginal pero permite al menos tener un valor relacionado con el incremento de la demanda urbana. Por otro lado esta aproximación está considerando que los costos por kw

de A.G. del sistema rural, son iguales a los costos por kw de A.G. del sistema urbano, cosa no necesariamente cierta. Esta identificación de los capitales empleados para el servicio urbano, debe hacerse tanto para las inversiones (vehículos, equipos, herramientas), como para el capital empleado en forma anual, para cubrir sueldos, comisiones, etc.

A las inversiones en administración se les da un trato similar al que se les da a las hechas en expansión y mejoras del sistema de distribución, con la particularidad de que estos costos se asignan al nivel de voltaje más alto del sistema.

Al capital empleado en los gastos anuales de administración y generales se los asigna también al nivel de voltaje más alto, pero en este caso puesto que no se trata de una inversión debe encontrarse el incremento total del gasto en A.G., en el período, con respecto al gasto realizado en el año base, comparación que debe hacerse obviamente con los valores presentes. Una vez determinado este incremento se lo divide para el total de incremento de demanda de capacidad del sistema, y se anualiza el valor Z que se obtenga sobre un período igual al tomado para el estudio, con la misma tasa de descuento empleada para las inversiones.

Los costos de A.G. se asignan al voltaje más alto del sistema de distribución para así lograr que todos los consumidores paguen por este rubro, ya que son todos los usuarios del sistema los que obligan a emplear este capital para su servicio. Este no es un criterio ajustado a la expresión matemática pura del costo marginal, pero dada la imposibilidad de determinar los costos marginales por consumidor se cree que esta es una práctica justa.

Costos de Operación y Mantenimiento

Para calcular estos costos marginales de Operación y Mantenimiento (O.M.), debe identificarse así mismo como en el caso de los costos de A.G., los costos debidos únicamente al sistema urbano. En caso de tenerse el monto total de gastos se aconseja hacer uso del factor F encontrado anteriormente.

Luego se hace la asignación de los costos de O.M. del sistema urbano a cada nivel de voltaje, para hacer esto se tomará la demanda incremental individual de cada nivel, es decir: A, B, C, y se dividirán para el incremento total de la demanda (A+B+C), este factor así obtenido para cada nivel (G), se multiplica por el monto total de los gastos de O.M. para obtener el gasto en los respectivos niveles de voltaje.

Para obtener el valor Z se divide el gasto anteriormente calculado para la demanda incremental total, de cada nivel de voltaje, considerando pérdidas. Después se anualiza Z sobre un período igual al del estudio.

Dentro de estos costos de O.M. se debe tener en cuenta también los costos fijos de las plantas marginales del sistema (mientras exista generación propia), puestos estos costos están relacionados directamente con el kw. Para el cálculo se toma el valor esperado de estos costos por año y se lo divide para la capacidad en kw de la planta. Estos costos deberán asignarse a todos los usuarios del sistema. Este último costo de operación en el futuro no será necesario establecerlo, dado que la demanda de capacidad de los sistemas regionales será cubierta por el S.N.I.

4.2.2 Cálculo de los costos por energía

- Costos a la hora de pico

Los costos marginales de energía a la hora de pico se obtienen de estudiar los costos de generación, de las plantas que se utilizan para cubrir el pico (generalmente plantas térmicas a diesel, en nuestros sistemas regionales pequeños).

Para el estudio del costo del kwh es necesario establecer un promedio ponderado de los rendimientos de las plantas térmicas (si hay más de una), a usarse para cubrir el pico, de acuerdo al porcentaje con el que va a contribuir cada una en la cobertura del pico. Generalmente las empresas eléctricas establecen un rendimiento de las plantas por año, en consideración de que estos rendimientos van bajando por el uso, por lo tanto se pueden calcular valores de kwh en cada año, ó si se prefiere se puede obtener un rendimiento promedio para el período, y hacer un cálculo del costo marginal por kwh, para todo el período. Pero se cree que es más conveniente el hacer el cálculo año a año, del costo del kwh marginal, para así poder tomar en cuenta la disminución de los rendimientos y el aumento de los costos del combustible.

Los costos obtenidos por kwh deben ser ajustados por un factor de pérdidas de energía a la hora de pico, para cada nivel, y así obtener el costo por kwh en el nivel respectivo.

Dentro de los costos marginales a la hora de pico por energía, se deben considerar los costos por almacenamiento de combustible y los costos variables debidos a la operación de las plantas que cubren el pico, a estos costos anuales se los divide para los kwh que se espera generar en el año, y así se obtiene un costo por kwh; pero por lo general este costo re-

sulta ser muy pequeño, en relación con los costos causados por el uso del combustible, y por lo tanto casi siempre se lo descarta.

- Costos a la hora fuera de pico

Los costos marginales de energía para horas fuera de pico se establecen usualmente de determinar los costos por kwh de las plantas menos eficientes operadas en estas horas. Excepciones de esta generalización ocurren cuando las plantas menos eficientes tienen tiempos de arranque largos y son requeridas en el siguiente período, entonces son operadas antes en el orden de carga que las plantas más eficientes (4).

En realidad este análisis no es necesario, si se toma en cuenta que para nuestro medio en el futuro cercano la energía de semibase va a ser cubierta casi en su totalidad por el S.N.I. entonces se tendría como costo de energía de fuera de pico el costo del kwh comprado al S.N.I., este costo deberá ajustarse por un factor de pérdidas correspondiente, para obtener el costo kwh en el nivel de voltaje respectivo.

4.2.3 Cálculo de los costos por consumidor

Estos costos son los que son fácilmente atribuibles al consumidor.

Los costos por consumidor consisten de gastos no periódicos, y de gastos periódicos. Los costos no periódicos son los atribuibles a objetos tales como acometida, medidores y mano de obra para la instalación. Estos costos pueden ser cobrados al consumidor de una sola vez o distribuidos en pagos para algunos años (4).

Los costos periódicos por consumidor se deben a lectura de medidores, tarifación y a los gastos administrativos del departamento de comercialización de la empresa. Los costos periódicos en ausencia de información para poder determinar los costos incrementales, se los puede asignar como un costo firme, establecido a partir de un promedio obtenido del total de gastos dividido para el número de medidores.

4.2.4 Costos marginales totales

Los costos marginales totales anuales por capacidad se obtienen de sumar los costos marginales por año debidos a las inversiones en: generación, líneas de subtransmisión, redes de distribución, subestaciones, A.G., O.M., etc., esto para cada nivel de voltaje.

Estos costos por aumento de capacidad en potencia se los asigna a los usuarios del período de pico, como un cargo por kw a la hora de pico, o se lo puede convertir a un cargo por kwh de pico, dividiendo el costo marginal total anual por kw para el número de horas pico en el año, esto también para cada nivel de voltaje.

Los costos marginales totales se los determina por kwh de acuerdo al método expresado anteriormente, para la hora de pico y para la hora de no pico.

Los costos por consumidor totales son determinados de la forma antes mencionada para cada consumidor.

De tal manera que los costos finales que tendría que pagar un consumidor serían:

- 1.- Un cargo por kilovatios-hora en las horas de pico
- 2.- Un cargo por kilovatios-hora en las horas de fuera de pico.
- 3.- Un cargo por costos de consumidor periódicos

Se establece únicamente un cargo por consumidor periódico pues es práctica de las empresas eléctricas, el cobrar el costo del medidor, de la acometida, y de su instalación, previo a su instalación, ó por medio de un cargo fijo total.

4.3 ASIGNACION DE LOS COSTOS DE CAPACIDAD Y ENERGIA ENTRE LOS CONSUMIDORES DE DENTRO Y FUERA DEL PICO. (4)

Considerese un sistema totalmente térmico de generación que tiene una curva de duración de carga (CDC) mostrada en la figura 4.1. Hay únicamente dos tipos de planta cuyas características de costos linealizadas están dadas en la tabla siguiente, y también en la figura. Se ignora todas las pérdidas, margen de reserva, etc.

TIPO DE PLANTA	COSTO DE CAPACIDAD POR kw INSTALADO (anualizado)	COSTO DE GENERACION POR HORA
1. PICO (Turbina de Gas) TG.	a	e
2.- CARGA BASE (Vapor)	b	f

Costo total de un kw que es usado h horas por año

$$TG = a + e.h$$

$$BASE = b + f.h$$

Sea H las horas de operación que corresponden al punto de cruce para el cual los costos de la TG y la planta base son iguales

$$H = \frac{b-a}{e-f}$$

El uso más económico de las plantas puede ser determinado por examen de la CDC, OABCEF. Fig. 4.1

1) Para una operación planificada de carga base (esto es más de H horas por año) deberá usarse la planta base; Xkw.

2) Para una operación planificada de PICO (esto es menos de H horas por año) deberá usarse TG; (Y-X) kw

Costos totales de satisfacer la demanda mostrados por CDC son:

$$Co = X(b+f.t) + (Y-X)(a+e.H)$$

Caso 1.- Únicamente la demanda de pico crece en un kw (como muestra el área sombreada AGNB en la fig. 4.1). La respuesta óptima del sistema consiste en aumentar la capacidad de TG en un kw.

$$\text{Costo total anual } C1 = Z(b+f.t) + ((Y+1)-X)(a+e.H)$$

Luego el aumento en costo es: $C1 - Co = a + e.H$

Este es el aumento en costo por incremento de un kw de demanda marginal a la hora de pico, y así los usuarios de pico deberán pagar este costo.

Los costos de pico consisten de:

- 1) cargo por capacidad = a por kw por año
- 2) cargo por energía = e por kwh

Se puede ver que el pago de los usuarios de pico = $a+e.H$ es igual al aumento en costos del sistema.

Caso 2.- Unicamente demanda del período fuera de pico aumenta en un kw (como muestra el área sombreada CIJE, en la fig. 4.1).

La respuesta óptima del sistema es agregar 1 kw más de la planta de base. Pero ahora se requiere un kw menos de TG que antes.

$$\text{Costo total anual } C2 = (X+1)(b+f.T) + (Y-(X+1))(a+e.H)$$

Luego el aumento en costo es:

$$C2 - Co = (b+f.T) - (a+e.H) = (b-a) + (f-e).H + f(T-H)$$

Substituyendo H por $\frac{b-a}{e-f}$

$$C2 - Co = (b-a) + (f-e)(b-a)/(e-f) + f(T-H) = f(T-H)$$

Por lo tanto el aumento de costos debido a 1 kw de aumento de demanda fuera de pico es = $f(T-H)$ y esto es lo que debe pagar el usuario. No hay cargo por capacidad.

Caso 3.- Demanda pico y fuera de pico aumentan en 1 kw. Este caso es una combinación lineal de los casos 1 y 2 y por lo tanto los cargos al consumidor son:

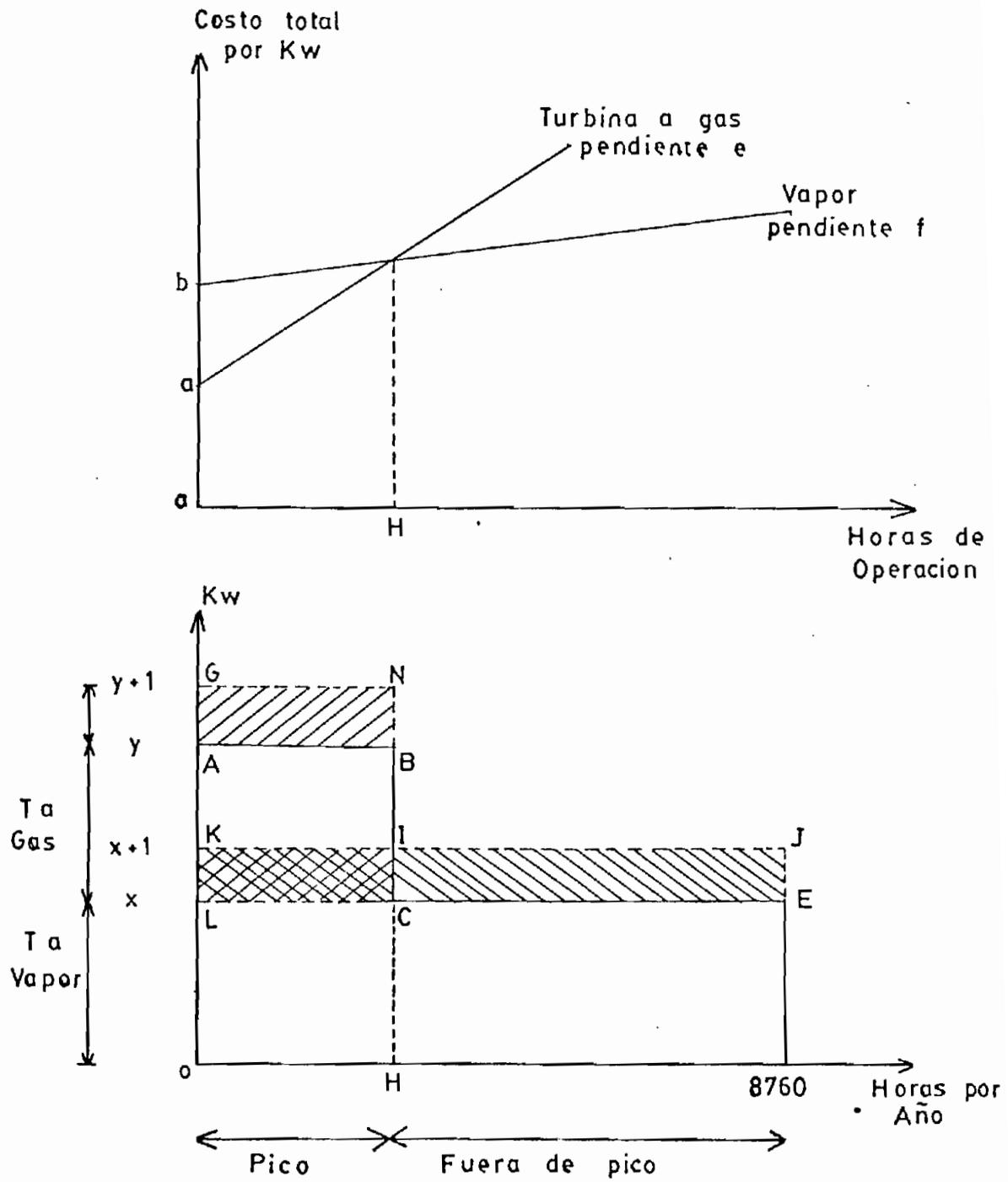
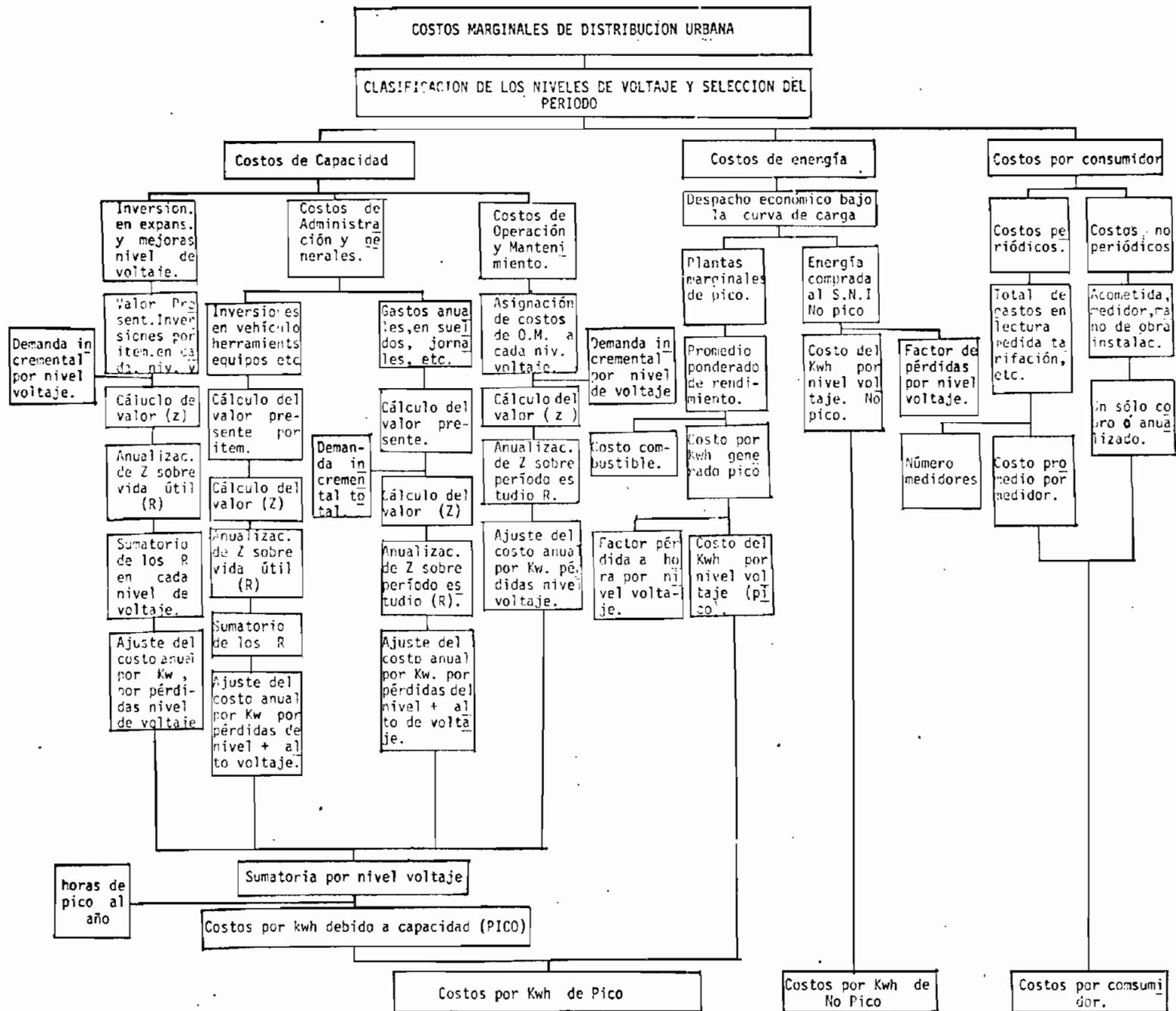


Fig. 4.1. Costos de Planta y Curva de Duración de Carga.



- | | |
|-------------------------------------|------------------|
| 1) Cargo de capacidad pico: | a por kw por año |
| 2) Cargo por energía pico: | e por kwh |
| 3) Cargo por energía fuera de pico: | f por kwh |

Este análisis puede ser generalizado para un número n de plantas y períodos de tasa, donde los períodos son escogidos para coincidir con los puntos de cruce económico, entre las diferentes tipos de planta competitivos.

De lo anterior se puede deducir con facilidad que los períodos de pico y no pico deberán ser escogidos de acuerdo al análisis de los puntos económicos de cruce, para así poder optimizar la asignación de los costos. En una forma práctica en nuestro medio se lo puede hacer del análisis de las curvas de despacho, y la curva de demanda.

4.4 APLICACION DE LA METODOLOGIA A LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.

El alcance de esta aplicación va a estar limitado fundamentalmente por la deficiencia de la información, y de su poca relevancia para el cálculo de los costos marginales.

Tratando de mostrar principalmente como se deben calcular los costos marginales de distribución, se ha elaborado las tablas de demanda e inversiones, a base de los datos facilitados por la E.E.A.S.A., y la compañía INELIN, con la ayuda de ciertas asunciones que se han tratado de justificar de acuerdo a la disponibilidad de información.

Con este antecedente se quiere anotar que los resultados obtenidos, no van a ser precisamente exactos, pero si van a es

tar bastante aproximados, y ante todo podrán dar una idea general del costo económico del servicio.

Se llega al establecimiento de los costos por capacidad, y a su distribución en las horas de pico, transformándolos a costos por kwh a la hora de pico, así como también se llega al cálculo de los costos de energía a la hora de pico. Además se establece el costo por kwh fuera de pico partiendo de los resultados obtenidos en la tesis de grado del Ing. Ramiro Borrero, para el nivel de 69 Kv.

No se establecen los costos por consumidor periódicos pues no se disponía de información adecuada para tal efecto. Tampoco se toman en cuenta los costos por consumidor no periódicos, pues estos dependen del tipo de medidor, y del nivel de voltaje al cual se va a conectar este, así mismo no se disponía de esta información.

La E.E.A.S.A. actualmente satisface sus necesidades de potencia y energía, comprando estos servicios al S.N.I. y además con la utilización de sus propias centrales generadoras. Estas pequeñas centrales son: Miraflores, hidráulica con 1597 kVA; Península, hidráulica 3.750 kVA; Batán, térmica, está ubicada junto a la central Miraflores, su capacidad 7.474 kVA; Lligua, térmica ubicada junto a Península, tiene dos grupos de 3.125 kVA.

La Empresa Eléctrica Ambato S.A. recibe actualmente energía del S.N.I. a través de la subestación Ambato que entrega energía a la empresa a 69 kv.

Las pequeñas centrales que posee la empresa se conectan al sistema de distribución a 2.4 kv, 4.16 kv, 6.9 kv, y 13.8 kv.

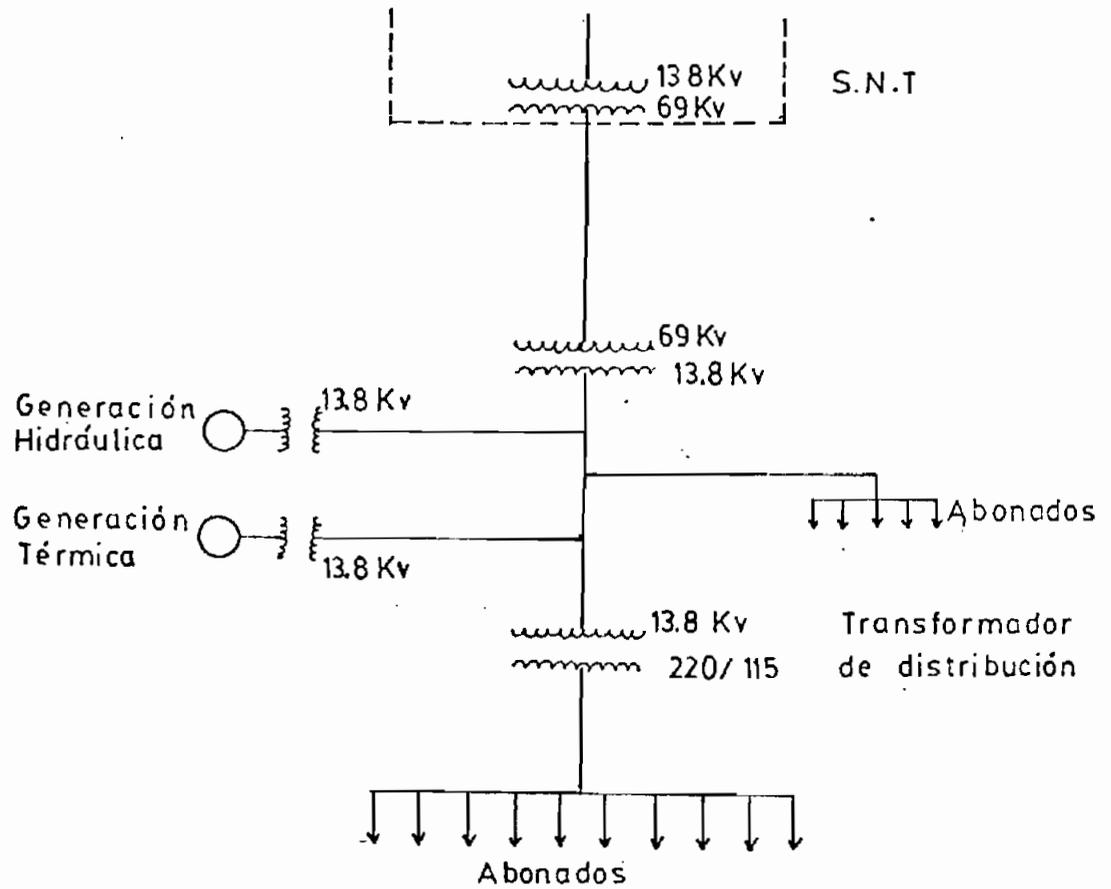
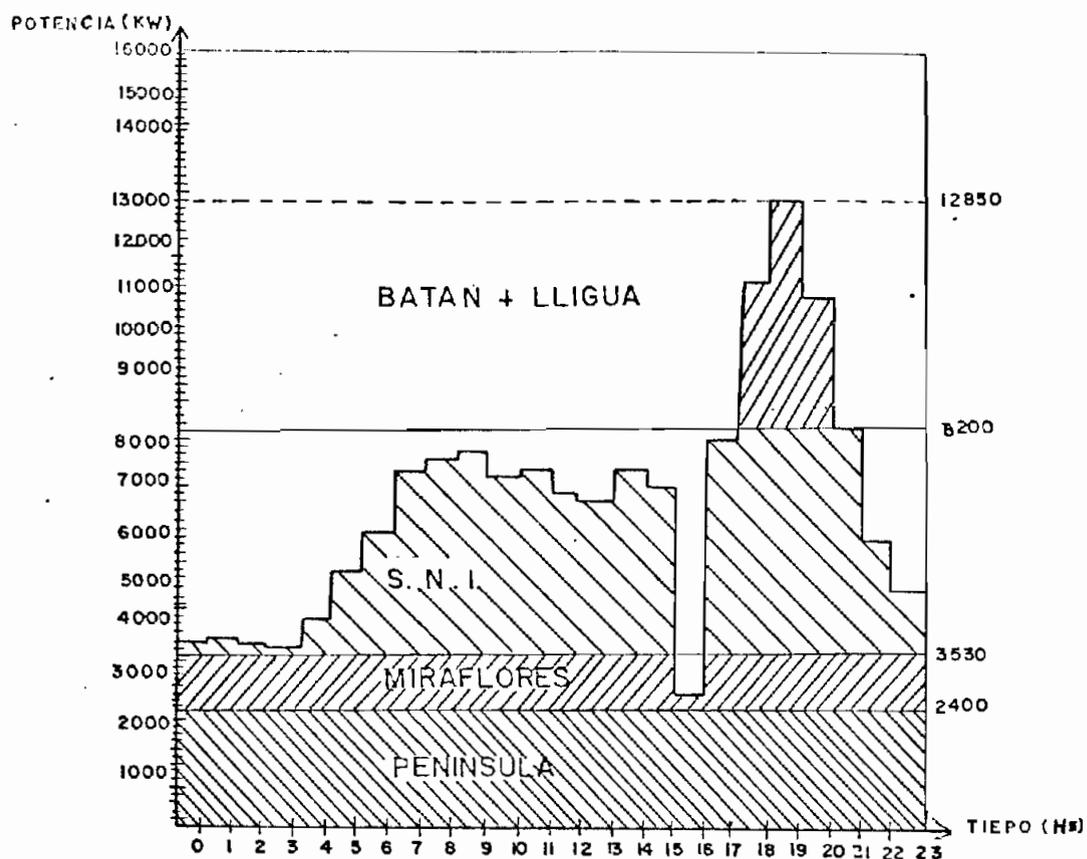
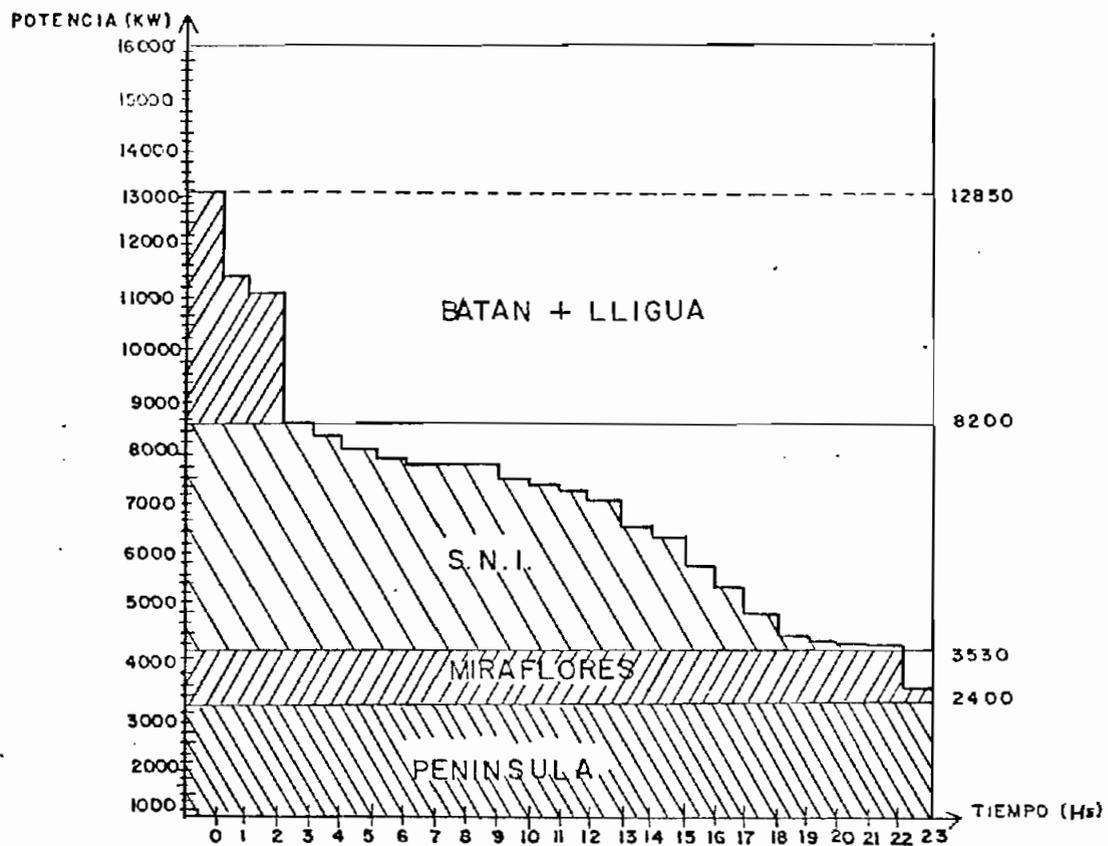


Diagrama del sistema de distribución de la E.E.A.S.A.
(niveles de voltaje)



Distribución de la Generación en la Curva de Carga

Nota: Tomado del Estudio Integral del Sistema Eléctrico Tungurahua.



Distribución de la generación en la curva de duración de carga.

Nota: Tomado del Estudio Integral del Sistema Eléctrico Tunurahua.

CUADRO No. 1
 CALCULO ESTIMATIVO DE LA DEMANDA INDUSTRIAL EN LA CIUDAD DE AMBATO

AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985
INFORMACION						
DEMANDA MAXIMA INDUSTRIAL (Mwh)	9293	10618.3	12163.7	13378.8	14716.7	16216.7
FACTOR DE CARGA PROMEDIO ASUMIDO (fc)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
DEMANDA MAXIMA (KW)	2652	3030	3471	3819	4200	4628

Basado en información obtenida del Estudio Integral del Sistema Eléctrico Tungurahua, realizado por la compañía INELIN.

$$D \text{ máx (kw)} = \frac{\text{Energía}}{t \times fc}$$

$$t = 8760 \text{ horas}$$

De acuerdo a la planificación de la operación que hizo INELIN para la E.E.A.S.A., la carga base estará servida por las plantas hidráulicas, la carga de semibase por el S.N.I. y el pico será cubierto por las plantas térmicas. Ver fig. 4.3

CUADRO No. 2
DEMANDAS POR NIVEL DE VOLTAJE (Kw)

NIVEL DE VOLTAJE	AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	DEMANDA INCREMENTAL EN EL PERIODO (TOTAL)
SUBTRANSMISION		-	-	-	-	-	-	$(9887.2 \times 1.07) = 10579.3$
DISTRIBUCION PRIMARIA		2652	3030	3471	3819	4200	4628	$(7192 \times 1.1) + 1976 = 9887.2$
DISTRIBUCION SECUNDARIA		9496	10592	11823	13200	14849	16688	7192

Basado en información obtenida del Estudio Integral del Sistema Eléctrico Tungurahua, realizado por la compañía INELIN.

Factores de pérdida de capacidad a la hora de pico: Distribución Secundaria 10%, Distribución Primaria 7% y Subtransmisión 3%.

CUADRO No. 3
INVERSIONES EN GENERACION (miles de sucres)

		AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985
T E R M I C A	PLANTA							
	BATAN		5250	3500	2500	-	1200	-
	LLIGUA		-	-	2500	-	-	-
H I D R A U L I C A	MIRAFLORES		250	688	-	-	-	-
	PENINSULA		250	1676		-	-	-

Basado en información obtenida del Estudio Económico-Financiero de la EM
 PRESA ELECTRICA AMBATO S.A., período 1980-1985

CUADRO NO. 4
INVERSIONES EN SUBESTACIONES Y LINEAS (miles de sucres)

RUBRO	AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985
SUBESTACION 69kv/13.8 kv		8517	13738	-	-	5031	8186
LINEA DE SUBTRANSMISION 69 Kv		-	1544	-	-	-	-
S/E DE DISTRIBUCION 2.4kv/4.16kv, 4.16kv/13.8kv, 6.9kv/13.8kv		6560	4535	1522	-	-	-
REDES DE DISTRIBUCION DISTRIBUCIÓN PRIMARIA*(abonados nuev.)		1050	1236	1482	1690	2000	2376
DISTRIBUCION SECUNDARIA * (abonados nuevos)		4200	4944	5928	6760	8000	9504
DISTRIBUCION SECUNDARIA (cambios y mejoras)		5790	6000	6500	7000	7500	8000
ALUMBRADO PUBLICO		9810	5680	6480	7430	8200	9430

Basado en información obtenida de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

* Se calculó estos valores utilizando el factor G respectivo para voltaje y multiplicandolo la inversión total en redes de distribución para servicio a nuevos abonados urbanos.

CUADRO No. 5
GASTOS DE ADMINISTRACION (miles de sucres)

AÑO RUBRO	1980	1981	1982	1983	1984	1985
GENERALES * (sueldos)	2000	2240	5018	2509	3148	3525
GASTOS AJENOS A LA EXPLOTACION *	265	297	333	373	417	467
INVERSIONES * Estudios	1500	1000	500	500	500	500
Equipos, vehícu los, herramien- tas	4790	5000	6000	6000	6500	7000
EDIFICIO *	8500	-	-	-	-	-

Basado en información obtenida en la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

* Estos valores fueron obtenidos multiplicando los rubros por el factor F

CUADRO No. 6
GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO (miles de sucres)

RUBRO	AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985
MANO DE OBRA		43100	56030	72839	94691	123098	160028
MANTENIMIENTO DE CENTRALES		2760	-	-	1800	-	1300
MATERIALES		4800	5184	5600	6000	6500	7020
TOTAL E.E.A.S.A.		50660	61214	78439	102491	129598	168348
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCION URBANO (1)		25330	30607	39219.5	51245.5	64799	84174
SUBTRANSMISION (2)		-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCION PRIMARIA (2)		5530	6808	8901	11499.5	14287	18275.5
DISTRIBUCION SECUNDARIA (2)		19800	23799	30318.5	39746.5	50512	65899

Basado en información obtenida E.E.A.S.A.

(1) Este valor se obtuvo multiplicando el Total E.E.A.S.A. por el factor F.

(2) Estos valores (2) se obtienen multiplicando el valor (1) por el factor G correspondiente para cada nivel de voltaje.

CUADRO No. 7

RUBRO	Valor presente de los costos de capital (miles s/.)	Demanda incremental total del nivel de voltaje resp.	Costo anual por kw en S/.
LINEA A 69 KV	1379	10579.3 kw	16.03
GENERACION TERMICA	7111	9887.2 kw	94.22
GENERACION HIDRAULICA	2111	9887.2 kw	26.26
INV: VEHICULOS, EQUIPOS HERRAMIENTAS	21621	10579.3 kw	329.03
ALUMBRADO PUBLICO	26088	10579.3 kw	313.16
SUBESTACIONES 69kv/13.8kv	20108	9887.2 kw	258.27
REDES DE DISTRIBUCION PRIMARIA (nuevos abonados)	6107.1	9887.2 kw	77.827
REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA (nuevos abonados)	24428.6	7192 kw	427.97
REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA (cambios y mejoras)	24827.05	7192 kw	434.95
SUBESTACIONES 4.16kv/13.8kv, 2.4kv/4.16kv, 6.9kv/13.8kv	5262	9887.2 kw	67.589
INV.: ESTUDIOS *	2248.8	10579.3 kw	58.88
GASTOS DE O.M. * DIST. PRIMARIA (INCREMENTO TOTAL PER.)	4840	9387.2 kw	135.59
GASTOS DE O.M * DIST. SECUNDARIA (INCREMENTO TOTAL PER.)	17592.5	7192 kw	677.15
GASTOS DE A.G.* (INCREMENTO TOTAL PER.)	0	10579.3 kw	0

* La anualización se hace sobre un período igual al de el estudio.

Vida útil: Generación térmica 22,2 años, Generación hidráulica 33.3 años Línea 69 kv 33,3 años, Redes de Dist. 27 años, Subestaciones 25 años, Alumbrado público 25 años, Vehículos, equipos y herramientas 12 años.

Tasa de descuento: 12% anual.

CUADRO NO. 8
COSTO MARGINAL DEL kw POR NIVEL DE VOLTAJE

COSTOS	COSTO MARGINAL ANUAL S/. / kw	COSTO MARGINAL TOTAL A JUSTADO POR PERDIDAS S/. / kw	COSTO MARGINAL DEL kwh POR AU MENTO DE CAPACI.
SUBTRANSMISION	717.1	$717.1 \times 1.03 = 738.61$	$0.4496 \text{ S}/\text{kwh} *$
DISTRIBUCION PRIMARIA	659.7	$(738.6 \times 1.07) + 659.7 = 1450$	$0.8828 \text{ S}/\text{kwh} *$
DISTRIBUCION SECUNDARIA	1540	$(1450 \times 1.1) + 1540 = 3135$	$1.9086 \text{ S}/\text{kwh} *$

*Estos valores se calcularon teniendo en cuenta que se tiene 4.5 horas de pico diarias, en el año 1642.5

CUADRO No. 9
 COSTO MARGINAL DEL kwh POR AÑOS PARA PICO Y FUERA DE PICO
S U B T R A N S M I S I O N

COSTOS EN SUCRES	AÑO	1981	1982	1983	1984	1985
COSTO MARGINAL DEL kwh POR AUMENTO DE CAPACIDAD DE POTENCIA		0.4496	0.4496	0.4496	0.4496	0.4496
COSTO MARGINAL DEL kwh POR ENERGIA		1.5666*	1.709**	1.709**	1.88***	1.88***
COSTO MARGINAL DEL kwh POR ENERGIA AJUSTADO POR PERDIDAS		1.612	1.760	1.760	1.9364	1.9364
COSTO MARGINAL TOTAL DEL kwh A LA HORA DE "PICO"		2.06	2.20	2.20	2.386	2.386
(1) COSTO TOTAL MARGINAL DEL kwh FUERA DE PICO AJUST.x PERDIDAS		0.914	0.914	0.914	0.914	0.914

- (1) Se tomó para el cálculo el dato de la tesis de grado del Ing. Ramiro Borrero Espinoza. Energía fuera de pico a 69 kv 0.888 s./kwh. Factor de pérdidas 0.03
- * Se tomó un rendimiento de 12 kwh/galón diesel. Dato E.E.A.S.A.
- ** Se tomó un rendimiento de 11 kwh/galón diesel. Dato E.E.A.S.A.
- *** Se tomó un rendimiento de 10 kwh/galón diesel. Dato E.E.A.S.A.
 Se tomó el precio internacional del combustible 1980 18.12 s./galón y 0.68 s./galón debido a transporte. Total 18.8 s./galón.

CUADRO No. 10
 COSTO MARGINAL DEL kwh POR AÑOS PARA PICO Y FUERA DE PICO
DISTRIBUCION PRIMARIA

AÑO	1981	1982	1983	1984	1985
COSTOS (en sucres)					
COSTO MARGINAL DEL kwh POR AUMENTO DE CAPACIDAD DE POTENCIA	0.8828	0.8828	0.8828	0.8828	0.8828
COSTO MARGINAL DEL kwh POR ENERGIA	1.612*	1.76**	1.76**	1.9364***	1.9364***
COSTO MARGINAL DEL kwh POR ENERGIA AJUSTADO x PERDIDAS	1.724	1.883	1.883	2.07	2.07
COSTO MARGINAL TOTAL DEL kwh A LA HORA DE "PICO"	2.6068	2.7658	2.7658	2.9528	2.9528
(1)					
COSTO TOTAL MARGINAL DEL kwh FUERA DE PICO AJUST. x PERDIDAS	0.977	0.977	0.977	0.977	0.977

* Ver cuadro No. 9

** Ver cuadro No. 9

*** Ver cuadro No. 9

Factor de pérdidas de energía 0.07

(1) Ver cuadro No. 9

CUADRO No. 11
 COSTO MARGINAL DEL kwh POR AÑOS PARA PICO Y FUERA DE PICO
DISTRIBUCION SECUNDARIA

AÑO	1981	1982	1983	1984	1985
COSTOS (en sucres)					
COSTO MARGINAL DEL kwh POR AU- MENTO DE CAPAC. DE POTENCIA	1.9086	1.9086	1.9086	1.9086	1.9086
COSTO MARGINAL DEL kwh POR E- NERGIA	1.724*	1.883**	1.883**	2.07***	2.07***
COSTO MARGINAL DEL kwh POR E- NERGIA, AJUSTADO POR PERDIDAS	1.8964	2.0713	2.0713	2.277	2.277
COSTO MARGINAL TOTAL DEL kwh A LA HORA DE PICO	3.8050	3.9799	3.9799	4.1856	4.1856
(1)					
COSTO TOTAL MARGINAL DEL kwh DE FUERA DE PICO, AJUST x PERD.	1.0747	1.0747	1.0747	1.0747	1.0747

(1) Ver cuadro No. 9

* Ver cuadro No. 9

** Ver cuadro No. 9

*** Ver cuadro No. 9

Factor de pérdidas de energía 0.1

C A P I T U L O V

5.1 CONCLUSIONES

Del estudio de las metodologías desarrolladas en otros países para el cálculo de los costos marginales y el establecimiento de tarifas para el servicio eléctrico, a base de estos costos así como también del desarrollo mismo de la metodología para los cálculos de los costos de distribución, se ha podido deducir que es muy difícil elaborar una metodología de tipo general, que pueda ser aplicada a cualquier sistema; pues como se ha visto existen diferencias fundamentales en la obtención de cierto tipo de costos, y estas diferencias se deben básicamente al tipo y a la calidad de información que se pueda obtener. Por lo tanto de todo lo anterior se puede concluir que la metodología específica depende mucho de la información disponible; pero eso si esta debe estar enmarcada dentro de la filosofía del costo marginal en sus lineamientos básicos.

A pesar de que en este trabajo de tesis se ha tratado de establecer un marco general para el cálculo de los costos marginales de distribución, se está consciente de que en algunos casos específicos, para el cálculo de ciertos costos se hará necesario modificarla, ya sea para mejorar la calidad del cálculo por mejor disponibilidad de información; ó porque no sea posible el obtener cierto tipo de información.

En cuanto a la asunción de los factores F y G, se está consciente que no son factores idóneos, por las razones ya expuestas

en el caso del factor F; y porque al hacer uso del factor G para asignar los costos de redes por nuevos abonados, se está igualando los costos de redes por kw en todos los niveles de voltaje; pero ante todo lo que se ha querido es poder hacer un diferenciamiento de las inversiones de las empresas, por niveles de voltaje, antes que por clase de consumidor, pues en este último sentido el cálculo de los costos marginales sería muy difícil. Se menciona estos factores F y G puesto que se conoce que las empresas tienen su información en forma conjunta y dividida por clases de consumidor (las empresas que la poseen), ya que todas las empresas actualmente realizan el cálculo de sus tarifas en base a costos contables.

Por otro lado en cuanto a la aplicación misma de la metodología a la E.E.A.S.A., podríamos decir que esta ha sido la parte más difícil del trabajo, ya que si bien la empresa posee un estudio integral de su sistema y un plan de expansión, estos están planificados por clases de consumidor y por áreas. Por lo tanto este tipo de información no es relevante para el cálculo de los costos marginales, de ahí que se ha visto la necesidad de recurrir a cierto tipo de "artificios", para más o menos establecer los costos que estaban causando únicamente los abonados urbanos (Ambato). Artificios tales como: porcentajes establecidos después de relacionar la carga debida a abonados urbanos y a abonados rurales en las subestaciones, a través de ubicar la demanda de cada uno de los circuitos conectados a estas, e identificar los circuitos urbanos y los circuitos rurales (en la medida de la información disponible); para asignar los costos de estas subestaciones a los abonados urbanos.

Por otro lado con el fin de poder mostrar el método se asumió que toda la demanda futura industrial, que se calculó, se conectaría al nivel de 13.8 kv, cosa que no es necesariamen-

te cierta, a pesar que se sabe de la construcción de un parque industrial que estará servido a 13.8 kv, y que se planea ubicar a la mayoría de la industria en este parque. (13)

En cuanto a la asignación de los costos incrementales de 0.M por medio del factor G, relacionando estos costos a los kws de demanda incremental en cada nivel de voltaje, antes que a la longitud de las líneas de distribución en estos niveles, se lo hizo así por que se cree que al hacerlo de esta manera se logra que los consumidores de voltaje más alto paguen un poco más por estos costos, ya que son los industriales y los comerciantes los únicos que obtienen beneficios económicos del uso de la energía eléctrica. Además no se disponía de la información de la longitud de las líneas por niveles de voltaje.

Con todo este tipo de asignaciones hechas a cada nivel de voltaje, tanto de la demanda como de las inversiones, asignaciones si se quiere hasta cierto punto arbitrarias, se obtuvieron resultados que se cree no están muy alejados de la realidad, puesto que se comparó estos con los obtenidos en la tesis de grado antes mencionada. (15), (los que se podían comparar, los obtenidos para el nivel de 69kv.), y pues los resultados obtenidos en este trabajo son comparables, ya que no tienen porque ser iguales.

A parte de las consideraciones hechas con respecto a la información, asumiendo que esta hubiese sido de la mejor calidad posible, se debe tomar en cuenta por ejemplo que no se hace un diferenciamiento entre el costo del kw para el abonado ya conectado, y el futuro abonado; sino que se obtiene un solo valor del kw, asumiendo que los costos de extensión son iguales a los costos de refuerzo o mejoras del sistema ya construido, asunción que se permite con el fin de simplificar el

cálculo. En el caso de haber la información adecuada para establecer esta diferencia, son los consumidores nuevos los que deben afrontar los costos de la extensión, y por otros basándose en consideraciones de tipo social de acuerdo a su grado de participación.

En realidad este problema no tiene una solución perfecta (5). Además se considera que la planificación hecha se basa en un modelo óptimo.

También se tiene que anotar que en el caso del alumbrado público urbano, se tomó el monto total de las inversiones en alumbrado público urbano, y se lo asignó a la ciudad de Ambato.

Aunque se ve por todas las razones expresadas anteriormente, que una aplicación inmediata del costo marginal de los servicios eléctricos a tarifas es prácticamente utópica, es bien cierto también que se ve la necesidad de empezar a hacer estudios de planificación y operación de los sistemas en base al criterio del costo marginal, puesto que esto permitirá la maximización de los beneficios desde el punto de vista económico, y no solamente desde el punto de vista financiero, permitiendo con este tipo de estudios el poder hacer una mejor asignación de los recursos entre los diferentes proyectos que se planeen construir dentro del sector eléctrico y fuera de él. Esto es prácticamente urgente para países como los latinoamericanos que tienen una economía dependiente y subdesarrollada, ya que un mejor uso de los recursos permitirá un desarrollo mucho más armónico desde el punto de vista económico y social.

En cuanto a la E.E.A.S.A. debemos anotar que uno de los principales males que tiene esta empresa desde el punto de vis-

ta del costo de la energía, es su alto porcentaje de pérdidas, de acuerdo al estudio desarrollado por INELIN, este porcentaje hasta el año 1985 no bajará del 19%, lo cual es realmente negativo en un sistema de distribución como el de la empresa que máximo debería permitirse un porcentaje de pérdidas del 15%.

Es necesario que la empresa emprenda en una campaña con el fin de disminuir estos porcentajes de pérdidas. Pérdidas que posiblemente no se deben únicamente al mal estado supuesto del sistema (se conoce de la existencia de 10 y más kms de línea de alambre galvanizado. Dato INELIN), sino también al robo o al pirateo de la energía por parte de los consumidores. Y es necesario mejorar estos porcentajes, porque si se suma el porcentaje de pérdidas del sistema de distribución con más o menos un 10% de pérdidas en el SNI, prácticamente se pierde el 30% de la energía generada, lo cual significa mucho dinero. Son estas pérdidas de distribución las que elevan también los costos marginales calculados para la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

En el cálculo de los costos marginales se ha incluido las pérdidas, distribuyendo el porcentaje total de estas entre los diferentes niveles de voltaje. Aunque al incluir las pérdidas en el cálculo de los costos puede que traiga como consecuencia, que no se de los incentivos suficientes a la administración para maximizar la eficiencia.

Como una situación particular se quiere comentar, que por ejemplo de la observación de las metodologías utilizadas en otros países, se puede deducir que el cálculo de los costos marginales a nivel de sistemas interconectados es más fácil, ya que la obtención de la información requiere de menos investigación, y se lo puede hacer más fácilmente, pues los abonados del sistema interconectado son menos. Con esto se quiere de

cir indirectamente que ojalá en el futuro, al menos para el SNI, se trata de aplicar el criterio del costo marginal tanto para su planificación como para la tarificación de los servicios eléctricos.

Se anota que es preciso que los individuos encargados del suministro de los servicios eléctricos y de su tarificación deben tomar una real conciencia de la importancia de la optimización de las inversiones, y de la tarificación del consumo de energía eléctrica en una forma justa, si se quiere realmente encaminar al país por un sendero de desarrollo.

Se puede ver con claridad que si se llega al establecimiento de tarifas a base del costo marginal de una forma planificada y bien explicada al consumidor, esto necesariamente va a traer beneficios, en primer lugar porque se mejoraría el factor de carga, disminuiría el incremento de demanda y al disminuir este incremento bajará también la necesidad de inversiones en expansión.

5.2 RECOMENDACIONES

Las sugerencias que en esta parte se planteen, estarán enfocadas especialmente a dar ciertas ideas para poder realizar un mejor estudio de los costos marginales.

En primer lugar es necesario emprender en un estudio para determinar los precios sombra de bienes comerciables y no comerciables. En este caso se cree que el Consejo Nacional de Desarrollo sería el llamado a hacerlo, este estudio permitirá tener una mejor idea de los reales costos que representan para la sociedad las diferentes inversiones que en los proyectos eléctricos se planeen hacer. Si por el contrario en

los modelos de planificación y operación se utilizan únicamente precios de mercado, la asignación de construcción y generación no sería la más conveniente para la sociedad como un todo sino que reflejaría el óptimo para las empresas generadoras. (7)

Se sugiere también emprender en un estudio de costos de racionamiento de energía, especialmente por parte de las empresas regionales. Pues el conocer el impacto económico discriminado del racionamiento de energía es importante porque permite diseñar los sistemas de distribución de tal manera que el racionamiento pueda hacerse también en forma discriminada minimizando el costo social global del mismo.

Ya que la metodología diseñada en este trabajo se la orientó hacia el cálculo de costos marginales de distribución urbanos, sería interesante que en el futuro se haga un trabajo enfocando el método hacia todo el sistema regional, incluyendo costos del servicio de electrificación rural, y tratando de emplear precios sombra al menos para la inversión a base de capitales extranjeros. Desde luego este estudio deberá tomar en cuenta una característica esencial de la electrificación rural, como es el carácter disperso de la carga.

Una de las formas en que la Empresa Eléctrica Ambato S.A., podría bajar sus pérdidas de energía y potencia sería mediante la utilización de un sistema de medida que registre kva. especialmente para los industriales que van a estar conectados al nivel de 13.8 kv, este tipo de medición obligaría a los industriales a mejorar su factor de potencia, y por lo tanto disminuirán las pérdidas, al igual que las inversiones en ampliación y mejoras, ya que disminuiría la demanda.

ANEXO 1

Cuadro No. 1.6

PRINCIPALES EMBALSES
EXISTENTES Y FUTUROS

		NOMBRE	CAPACIDAD UTIL (Mm ³)	CAPACIDAD UTIL (Gwh)
EXISTENTES		Tominé	690.0	2510.8
		Neusa	102.0	371.6
		Sisga	62.0	225.6
		Muña	41.4	150.6
		Santa Rita	1169.0	2300.0
		Miraflores	140.5	199.0
		Troneras	28.5	40.4
		Calima	436.0	230.0
		Alto Archivayá	30.0	30.0
		Prado	428.0	53.0
		San Francisco	3.8	1.5
		Esmeralda	635.0	1116.4
	T O T A L	3766.2	7228.9	
FUTUROS		Chingaza	220.0	837.5
		Punchiná	50.0	67.4
		Salvajina	620.0	134.8
		San Lorenzo	180.0	97.0
		T O T A L	1070.0	1136.7

Cuadro No. 1.7

CENTRALES QUE ENTRAN EN OPERACION
DURANTE EL PERIODO 1979-1984

	CENTRAL	CAPACIDAD (Mw)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION
HIDRAULICAS	Guatapé II	280	Julio/79
	Ampliaciones Insula	12	Julio/79
	Chivor II	500	Enero/81
	Mesitas	600	Enero/82
	Ayurá	19	Enero/82
	San Carlos I	620	Julio/82
	Jaguas	170	Julio/83
	Calderas	18	Julio/83
	San Carlos II	620	Julio/83
	Salvajina	180	Enero/84
	Guadalupe IV	260	Julio/84
	Total Capac. Hidráulica	3279	
TERMICAS	Ensanches Corelca	198	Julio/80
	Turbogas ISA	200	Sept./80
	Zipa IV	66	Enero/81
	Paipa III	66	Julio/81
	Tasajero	132	Enero/83
	Cerrejón I	150	Junio/83
	Cerrejón II	150	Octubre/84
	Total Capac. Térmica	962	
	Total Capacidad Nueva Instalada	4241	

Cuadro No. 2.3.

COSTOS MARGINALES PROMEDIO ANUALIZADO DE GENERACION E INTERCONEXION
1979 - 1984 PRECIOS FRONTERA (1/1/79) (3)

		NO P I C O		P I C O			
		E N E R G I A		C A P A C I D A D		E N E R G I A	
Período Enero - Junio	Costo de capital Marginal promedio Anualizado, 1979 - 1984	\$0.08/Kwh (1)	\$0.13/Kwh (2)	\$2464.67/Kw (1) -año	\$3712.08/Kw (2) -año	\$0.08/Kw (1)	\$0.13/Kwh (2)
	Costo de Administración, manten. y general marginal prom. anualizado 79-84	---	---	\$ 268.62/Kw -año	\$ 268.62/Kw -año	---	---
	Costo de combustible marginal promedio anualizado, 1979 - 1984	\$1.39/Kwh	\$1.39/Kwh	---	---	\$1.47/Kw	\$1.47/Kwh
	T O T A L	\$1.47/Kwh	\$1.52/Kwh	\$2733.29/Kw -año	\$3980.70/Kw -año	\$1.55/Kw	\$1.60/Kwh
Período Julio - Diciembre	Costo de capital Marginal promedio anualizado, 1979 - 1984	\$0.08/Kwh	\$0.13/Kwh	\$2464.27/Kw -año	\$3712.03/Kw -año	\$0.08/Kw	\$0.13/Kwh
	Costo de Administración, manten. y general marginal prom. anualizado 79-84	---	---	\$268.62/Kw -año	\$268.62/Kw -año	---	---
	Costo de combustible marginal promedio anualizado, 1979 - 1984	\$0.92/Kwh	\$0.92/Kwh	---	---	\$1.19/Kw	\$1.19/Kwh
	T O T A L	\$1.00/Kwh	\$1.05/Kwh	\$2733.29/Kw -año	\$3980.70/Kw -año	\$1.27/Kw	\$1.38/Kwh

(1) Demanda no descontada

(2) Demanda descontada a una tasa de 12%

(3) No incluye pérdidas.

Tabla 3.1. PROGRAMA DE INVERSIONES PARA TAILANDIA, 1974 - 88 : CAPACIDAD PLANTAS Y DEMANDA SISTEMA

Año	Plantas Generadoras (megavatios)					Capacidad total planificada (megavatios)	Demanda generada (megavatios)	Razón de capacidad a demanda.
	Turbinas a Gas y Diesel	Lignite	Fuel oil	Hidráulicas	Nucleares			
1974	194	6	1.028	909	---	2.137	1.421	1.50
1975	194	6	1.028	909	---	2.137	1.614	1.32
1976	194	6	1.328	909	---	2.437	1.840	1.32
1977	194	81	1.328	921	---	2.524	2.040	1.24
1978	194	156	1.628	921	---	2.899	2.265	1.28
1979	194	156	1.628	1.041	---	3.019	2.487	1.21
1980	194	156	1.628	1.321	---	3.299	2.721	1.21
1981	194	156	1.628	1.321	600	3.899	2.980	1.31
1982	194	156	1.628	1.321	600	3.899	3.260	1.20
1983	194	156	1.628	1.321	1.200	4.499	3.600	1.25
1984	194	156	1.628	1.421	1.200	4.599	3.900	1.18
1985	194	156	1.628	1.521	1.200	4.699	4.100	1.15
1986	194	156	1.628	2.021	1.200	5.199	4.400	1.18
1987	194	156	1.628	3.221	1.200	6.399	4.800	1.33
1988	194	156	1.628	3.221	1.200	6.399	5.200	1.23

a) Fin de Septiembre (El año fiscal de EGAT es Octubre - Septiembre)

Fuente: basado en información suministrada por la Electricity Generating Authority of Thailand.

Tabla 3.3. PROYECTOS DE EXPANSION EN TRANSMISION, DE TAILANDIA

Año a ser completado	Descripción ^a del proyecto	Gasto de capital al completarse. (millones bahts)	Demanda (megavatios)	Crecimiento de demanda (megavatios)
1971	-----	-----	870	----
1975	TSP	930	1.421	551
1977	TSP 1	861	2.040	619
1978	CST	400	2.265	225
1981	TSP 2	786	2.980	715
1985	TSP 3	847	4.100	1.120
Totales		3.824		3.230

a) TSP denota proyectos de expansión en transmisión y subestaciones, TSP1-TSP3, tres proyectos de expansión en transmisión; y CST, la Central-Southern Line, la cual hará al sistema totalmente interconectado.

Fuente: Basada en información suministrada por la Electricity Generating - Authority of Thailand.

Tabla 3.4. COSTOS INCREMENTALES ANUALES ESTIMADOS DE COMPONENTES QUE CRECEN CON EL CRECIMIENTO DE DEMANDA, EGAT

Componentes de Costo (millones de bahts)									
Año	Operación	Mantenimiento	Administración	Subtotal	Crecimiento anual	Aditamento de planta varios ^a	Crecimiento anual total	Crecimiento en demanda (megavatios)	Costos incrementales anuales. (bahts por Kw)
1974	55	27	83	165	--	7.2	----	---	---
1975	63	31	95	189	24	7.7	31.7	194	163
1976	73	33	108	214	25	8.2	33.2	226	147
1977	79	36	116	231	17	8.8	25.8	200	129
1978	84	38	124	246	15	9.4	24.4	225	108
1979	91	41	134	266	20	9.9	29.9	222	135
1980	98	44	144	286	20	10.5	30.5	237	129
1981	105	48	154	307	21	11.0	32.0	256	125
Totales							207.5	1.560	133 ^b

a) Anualidad de 11 por ciento aplicado a la inversión actual.

b) Promedio.

Fuente: Basado en información suministrado por la Electricity Authority de Tailand.

Tabla 3.5. CRECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA POR NIVEL DE VOLTAJE EN EL SISTEMA MEA

Consumidores por voltaje	1973 ventas (mill.vatios-hora)	1976 ventas (mill.vatios-hora)	Aumento en ventas diarias (mill.watts-hora)	Kilovatios en el pico diario (kilovatios-hora)	Aumento en demanda (megavatios)	Factor de pérdidas pico	Factor de pérdidas acumulado	Aumento en demanda EGAT. (megavatios).
69/115 Kilovolt Industrial	598,150	908,950	852	.05	43	1.02	1.020	44
12/24 Kilovolts Industrial	1.110,850	1.688,050	1.581	.05	79	1.02	1.040	82
Comercial Bajo Voltaje	507,930	845,010	923	.058	54		1.040	56
Comercial	1.185,170	1.971,690	2.155	.058	125	1.08	1.123	140
Viviendas	705,900	1.014,300	845	.085	72		1.123	81
Alumbrado Público	34,000	46,000	33	.1	3		1.123	4
Total	4.142,000	6.474,000	6.389					407

Fuente: Basado en información suministrada por la Metropolitan Electricity Authority, Thailand.

Tabla 3.6. PROYECCION DE GASTOS DE CAPITAL POR NIVEL DE VOLTAGE EN EL SISTEMA DE MEA. (millones de bahts).

Unidades de Distribución por voltaje	Proyecciones por año			
	1974	1975	1976	T o t a l
230-Kilovoltios subestaciones	----	----	35.22	
230-kilovoltios cables	----	----	66.36	
69/115 kilovoltios líneas	21.35	37.62	47.42	
Total alto voltaje				207.97
69/115 kilovoltios subestac.	97.29	74.04	74.52	
12/24 kilovoltios líneas	31.62	60.02	65.52	
Capacitores	2.04	1.95	1.91	
Total				408.91
Transformadores de Distribuc.	69.95	80.46	83.91	
Líneas de Bajo Voltaje	31.33	39.40	43.06	
Total Bajo Voltaje				348.11

Fuente: Basado de información suministrada por la Metropolitan Electricity Authority, Thailand.

Tabla 3.7. COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD Y AUMENTO DE DEMANDA SISTEMA DE DISTRIBUCION DE MEA.

Componentes de costo y crecimiento de demanda	Nivel de voltaje del sistema		
	Alto Voltaje	12/24 kilovoltios	Bajo Voltaje
Gastos de capital. (mill. de bahts).	207.97	408.908	348.114
Crecimiento de demanda (negativa)	399	349	200
Costos marginales de capital por kilovatio (bahts).	526	1.172	1.741
Equivalente anual con 11% de anua lidad (bahts).	58	129	192
Costos de mantenimiento por kilo vatio (bahts.).	30	35	47
Costos marginales anuales por ki lovatio (bahts).	88	164	239

Fuente: Basado en información suministrada por la Metropolitan Electricity Authority, Thailand.

Tabla 3.8. COSTOS MARGINALES TOTALES DE CAPACIDAD
(bahts por kilovatio por mes)

CLIENTE	SUMINISTRO	EN BLOQUE	+ DISTRIBUCION	= TOTAL
Alto Voltaje	74.7	. 1.02	+ 7.5	= 83.7
12/24-Kilovattios	74.7	. 1.02 . 1.02	+ 21.3	= 99.0
Bajo Voltaje	74.7	. 1.02 . 1.02 . 1.08	+ 42.9	= 126.8

Fuente: Basado en cálculos desarrollados previamente, " Costos marginales de capacidad, MEA".

Tabla 3.9. COSTOS MARGINALES DE KILOVATIO-HORA DE PICO
(Bahts por kilovatio-hora)

CLIENTE	CARGA DE EGAT POR KILOVATIO-HORA.PERDIDAS	TOTAL
Alto Voltaje	0.33 . 1.02	= 0.34
12/24 Kilovattios	0.33 . 1.02 . 1.02	= 0.34
Bajo Voltaje	0.33 . 1.02 . 1.02 . 1.08	= 0.37

Fuente: Basada en cálculos desarrollados previamente, "Costos marginales de capacidad, MEA".

COSTOS DE ENERGIA

Nivel de Voltaje	Costos	Con precios sombra	Sin precios sombra
Extra alto voltaje		K Sh. 0.077 por Kwh	K Sh 0.092 por Kwh
Alto Voltaje		K Sh. 0.079 por Kwh	
Bajo Voltaje		K Sh. 0.085 por Kwh	

Tomado del estudio hecho en Kenya. Traducción.

K Sh = Kenya Shilling moneda corriente en Kenya.

COSTOS INCREMENTALES DE CAPACIDAD
(K /Kw/AÑO)

Nivel de voltaje	Razón	Capital	O.M.	Total
Sin precios sombra		58.7	3.4	62.1
Extra Alto Voltaje				
Alto Voltaje		64.8	4.2	69.0
Bajo Voltaje		72.4	5.7	78.1
Con precios sombra		67.6	3.4	71.0
Extra Alto Voltaje				
Alto Voltaje		74.4	4.2	78.6
Bajo Voltaje		83.0	5.7	88.6

Tomado del estudio hecho en Kenya. Traducción
K = 20 K Sh.

TARIFAS EXISTENTES

Tipos de Tarifas	Criterios	Principal tipo de consumidores cubierto por este tipo.	Energía <u>2/</u>	Demanda máxima <u>3/</u>	Cargo Fijo <u>4/</u>	Cargo Mínimo <u>4/</u>	Tasa media <u>2/</u>
1	Consumidores doméstico excluyendo astefactos grandes (carga mayor 1-3 Kw)	Domésticos.	0.23		39.60	---	0.380
2	Alumbrado pequeño y potencia	Pequeños consumidores domésticos.	- 0 a 30 Kwh ; 1.30 - sobre 30 Kwh; 0.93	-----	5.0	12.65	1.430
3	Alumbrado y potencia. Consumo mensual hasta 7000 Kwh.	Pequeños industriales y pequeños comerciales	- 0 a 200 Kwh; 1.17 - 201 a 500 Kwh; 0.57 - Sobre 500 Kwh; 0.50	-----	---	44.50	0.665
4	Alumbrado y potencia. Consumidores con un consumo mensual excediendo 7000 Kwh.	Grandes comerciales.	0.217	- 0 a 100 KVA 66.7/mes - Sobre 100 KVA 44.5/mes	---	---	0.410
5	Consumidores industriales con un consumo trimestral mayor de 21.000 Kwh.	Industrial	a) 0 a 1200 Kwh por KVA de Demanda máxima. - primeros 7.5 Gwh; 0.212 - sobre 7.5 Gwh; 0.181 b) por cada Kwh en exceso de 1200 Kwh por KVA de demanda máxima en el trimestre: 0.143	- 0 a 60 KVA 133.50/trimestral - 61 a 1000 KVA 83.9/trimestral - Sobre 1000 KVA 80.10/trimestr.	---	---	0.324
6	Suministros fuera de pico (interrumpible). Tarifa 6(b) es aplicable únicamente a consumidores cuando la carga total contacta excede 70 Kw.	Calentación y bombas de riego.	a) 0.204 b) -----	----- ---	--- 211.20	13.50 ---	0.213
7	Suministro para lámparas públicas, disponible para al menos 11 horas por noche. Tarifa 7(b) podría ser aplicada para instalaciones usando sobre los 50.000 Kwh por mes.	Alumbrado público.	a) - 0 a 300 Kwh ; 1.04 - 3001 a 30000 Kwh; 0.53 - sobre 30000 Kwh; 0.44 b) 0.377	--- ---	--- ---	--- ---	0.465

ANEXO 4

PRECIOS SOMBRA (4)

Una apreciación "financiera" de un proyecto es hecha ya sea para determinar su capacidad para servir la deuda y contribuir a inversiones subsiguientes por el prestatario, o para determinar el reingreso al inversionista. Una apreciación "económica" o un análisis de beneficio de costos es hecho para determinar si el proyecto es o no de interés nacional. (5)

Con la finalidad de poder hacer el análisis económico se ha introducido lo que se llama el precio sombra, o precio social. A este concepto lo considera más relevante, en términos del interés nacional, que los precios de mercado, aunque estos precios son menos relevantes en términos de flujo de efectivo.

Distorsiones debidas a las prácticas de monopolio, economías externas y deseconomías (las cuales no son incluidas en el mercado privado), intervenciones en el proceso de mercado a través de impuestos, impuestos de importación y subsidios, etc., todo esto resultará en precios de mercado (o financieros) para bienes y servicios, que pueden diverger sustancialmente de sus precios sombra o valor económico verdadero. Más aún, si hay grandes disparidades de ingreso, la aceptación pasiva de la existente y soslayada distribución del ingreso, la cual es denotada por la confianza en el criterio de eficiencia estricta para determinar el beneficio económico, puede ser social y políticamente inaceptable. Tales consideraciones necesitan el uso de precios sombra apropiados (antes que precios de mercado) de ingresos al sector eléctrico, para determinar el programa de inversiones óptimas como también los

costos marginales de largo plazo, especialmente en las naciones en desarrollo donde las distorsiones de mercado son más predominantes.

El orden a derivar un grupo consistente de precios sombra para bienes y servicio es necesario adoptar un patrón o numerario para medir el valor económico. Por ejemplo el valor de un sucre (o dólar) de un cierto bien comprado en una tienda sin impuestos, tiende a ser más que la cantidad física del mismo bien obtenida por un sucre (o un dólar) en una tienda de menudeo, después que los gravámenes de importación e impuestos al comercio han sido cargados. Por lo tanto es posible distinguir intuitivamente entre un sucre de precio frontera, el cual es usado en mercados internacionales libre de tarifas de importación, y un sucre de precio doméstico el cual es usado en el mercado local sujeto a varias distorsiones.

Un numerario que ha sido probado ser el más apropiado en muchas instancias, es una unidad de ingreso público no comprometida en precios frontera, la cual es esencialmente lo mismo que el intercambio internacional libremente disponible y aprovechable para el gobierno, pero expresado en términos de unidades de moneda local convertida a la tasa de intercambio oficial. El numerario de precios frontera es particularmente relevante para el intercambio internacional de las naciones escasamente desarrolladas, y representa el grupo de oportunidades aprovechables por un país para adquirir bienes y servicios en el mercado internacional. El numerario y los precios sombra están en términos reales, esto es, sin inflación.

La estimación y uso de precios sombra se facilita, dividiendo los recursos económicos en comerciables y no comerciables.

BIBLIOGRAFIA

- (1) INECEL, Plan Maestro de Electrificación, Tomo I: Compendio Período 1980-1984
- (2) OCHOA Francisco J; VELEZ Carlos E; OSORIO Jaime A; RODRIGUEZ Mauricio, Estructura de Costos Marginales en el Sector Eléctrico Colombiano-Resultados Preliminares, Primer Seminario Latinoamericano y del Caribe Sobre Tarifas de Electricidad, 1979.
- (3) LEFTWICH Richard H, Microeconomía, Editorial Interamericana, 1972
- (4) MUNASINGHE Mohan, Electric Power Pricing Policy, World Bank, 1979.
- (5) ANDERSON Dennis, TURVEY Ralph, Electricity Economics-Essays and Case Studies, World Bank, 1977.
- (6) BATES R.W., Kenya, Electricity Tariff Study, Energy, Water and Telecommunications Department-Public Utilities Notes, 1978.
- (7) MILLAN Jaime, Oferta de Servicios en el Corto Plazo, Primer Seminario Técnico sobre Análisis de Costos Marginales y Tarifación en los sectores de Electricidad y Agua Potable/Alcantarillado, Washington D.C., 1980
- (8) SLOAN and ZURCHER, Dictionary of Economics, Barnes & Noble, 1964.

- (9) PENZ Philippe, Cálculo de Costos Marginales a Corto y Largo Plazo para un Sistema Eléctrico de Gran Tamaño, Primer Seminario Técnico sobre Análisis de Costos Marginales y Tarifación en los Sectores de Electricidad y Agua Potable/Alcantarillado, Washington D.C., 1980
- (10) TAYLOR George A., Ingeniería Económica, Limusa, 1977.
- (11) SELDOM Arthur, PENNANCE F.G., Diccionario de Economía, Oikos-tau, S.A.- ediciones, 1967
- (12) ALLISON PEERS Edgar, BARRAGAN José V, VINYALS Francesco A, MORA Jorge Arturo, Cassell's Spanish Dictionary, Funk & Wagnalls, New York, 1968.
- (13) INELIN, Estudio Integral del Sistema Eléctrico Tungurahua, Inelin, Ingeniería Eléctrica e Industrial, Quito-Ecuador, 1979.
- (14) CEPEDA Hernán, SANTAMARIA Marco, Estudio Económico-Financiero de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., Período 1980-1985 E.E.A.S.A.
- (15) BORRERO Ramiro M., Análisis Tarifario del Sistema Nacional Interconectado en base a Costos Maginales, Tesis de grado, 1981
- (16) INECEL, Reglamento para la fijación de tarifas de los Servicios Eléctricos, INECEL 1980.