

**Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas**

**Facultad de Ingeniería Eléctrica**

**Departamento de Ingeniería Eléctrica.**



**TRABAJO DE DIPLOMA**

*La Componente de Pérdidas en las tarifas del Sistema Eléctrico Nacional.*

**Autor: Osleivy Ramos Pérez.**

E-mail: osleivy2000@yahoo.es

**Tutor: Ph. D. Leonardo Casas Fernández**

Prof. Titular, Dpto. de Electroenergética

Facultad de Ing. Eléctrica. UCLV.

E-mail: Lcasas@fie.uclv.edu.cu

**Santa Clara**

**2004**

**"Año del 45 Aniversario del Triunfo de la Revolución"**



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

---

Osleivy Ramos Pérez.

Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

---

Ph.D. Leonardo Casas

Fernández

Tutor

---

Ph.D. Leonardo Casas

Fernández

Jefe de Departamento de  
Electroenergética.

---

Responsable de Información Científico-Técnica:



“En la tierra hace falta personas que trabajen más y critiquen menos, que construyan más y destruyan menos, que prometan menos y resuelvan más, que esperen recibir menos y dar más, que digan mejor AHORA que MAÑANA.”

**Ernesto Guevara de la Serna.**

# *AGRADECIMIENTOS*

Quiero agradecer a mi tutor Leonardo Casas Fernández, a Zaid García Sánchez, a mi familia, amigos, y a todos los que me apoyaron en la realización e impresión de esta tesis. Especialmente a mi novia Aileen.

# *DEDICATORIA*

Honor a quien honor merece:

- A mis Padres; por guiarme en el camino de la vida.
- A mi Familia; por su apoyo incondicional de siempre.
  - A mis amigos; porque me alegran el día.
- A mis profesores; por estar aquí en este preciso momento.
- Y a ti, mi Patria, para servirte ahora como me han enseñado.

# *RESUMEN*

## RESUMEN

Con el presente trabajo se realiza un análisis de los coeficientes incrementales de consumo de combustible para los diferentes estados de carga del Sistema Electroenergético Nacional, con el objetivo de estimar un valor medio para los diferentes niveles de voltaje en las redes típicas de transmisión (110-34.5-13.8/4.16-0.24 kV). Además hacer un estudio detallado de cómo calcular el costo promedio del kW.h y la recaudación anual de capital de una forma práctica, partiendo del análisis de las tarifas eléctricas.

Para ello se utilizó el programa computacional PSX, el cual haciendo uso de los multiplicadores de Lagrange obtiene las expresiones para calcular dichos coeficientes. También se realiza una búsqueda actualizada de INTERNET sobre la confección de las tarifas eléctricas.

El trabajo surge por la necesidad vigente de la Unión Eléctrica del país en la implantación de una nueva tarifa. Los resultados obtenidos son de gran importancia debido a que los coeficientes incrementales aportan datos relevantes de cómo varía entre un nodo y otro el consumo de combustible, dando una idea del comportamiento de los gastos en los nodos principales de la red de distribución.

# *ÍNDICE*

# ÍNDICE.

Página:

▶ Introducción .....	2
▶ Capítulo 1: INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES ACERCA DE LOS COEFICIENTES INCREMENTALES .....	5
✦ 1.1 Introducción .....	5
✦ 1.2 Interpretación física del valor de los coeficientes .....	5
✦ 1.3 Utilidad práctica de los Coeficientes Incrementales .....	8
✦ 1.4 Generalidades sobre la compensación de la potencia reactiva .....	8
✦ 1.5 Formulación de la optimización de la operación de un sistema por los multiplicadores de Lagrange .....	10
✦ 1.6 Consideraciones de las restricciones por el método de los multiplicadores de Lagrange .....	12
✦ 1.7 Comprobación de las restricciones en el punto de solución .....	13
✦ 1.8 Determinación de los coeficientes incrementales de combustible en un nodo cualquiera del sistema .....	16
▶ Capítulo 2: COEFICIENTES INCREMENTALES DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA ELECTROENERGÉTICO NACIONAL .....	19
✦ 2.1 Introducción .....	19
✦ 2.2 Representación de los elementos del sistema .....	19
2.2.1 Unidades generadoras .....	19
2.2.2 Transformadores .....	20
2.2.3 Líneas de transmisión .....	21
2.2.4 Cargas .....	21
✦ 2.3 Pruebas Efectuadas .....	22
▶ Capítulo 3: COMPONENTES BÁSICAS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS .....	30
✦ 3.1 Introducción .....	30
✦ 3.2 Generalidades de las tarifas eléctricas .....	30
3.2.1 Estructura de las tarifas .....	31
3.2.2 Parámetros a controlar en la energía eléctrica .....	31
✦ 3.3 Costo de la energía eléctrica en barras de la centrales .....	32
✦ 3.4 Costo de la energía eléctrica en el extremo final del sistema de transmisión .....	34
✦ 3.5 Costo de la energía eléctrica en los bornes del usuario .....	38
✦ 3.6 Recaudación anual total .....	41
✦ 3.7 Sobre los métodos de cálculo de pérdidas para considerarlas en las tarifas .....	42
▶ Conclusiones .....	45
▶ Recomendaciones .....	47
▶ Bibliografía .....	49

# *INTRODUCCIÓN*

## INTRODUCCIÓN

Siguiendo los lineamientos enmarcados por nuestro Partido y Gobierno Revolucionario en relación con una política de reducción de consumo de portadores energéticos, el ahorro de materias primas, la sustitución de importaciones y la creciente industrialización del país, así como en lucha por preservar el medio ambiente, se hace necesario impulsar el trabajo investigativo en este sentido, a fin de materializar los objetivos trazados anteriormente. Al cumplimiento de lo antes señalado está encaminado el presente trabajo.

Una de las formas de reducir el consumo de combustible consiste en disminuir las pérdidas producidas por la transmisión de la potencia activa y reactiva desde las plantas generadoras hasta los consumidores. En el caso de potencia reactiva para lograrlo es posible acercar la generación de la misma al consumidor, mediante la compensación con capacitadores estáticos. En este trabajo se abordan las generalidades acerca de la compensación de la potencia reactiva y se da una explicación de la utilización de los coeficientes incrementales de consumo de combustible como un medio indicativo de la componente de pérdidas en todos los niveles del sistema eléctrico.

En este sentido se confronta la dificultad de qué valores utilizar para los diferentes puntos del sistema y los distintos estados de carga, así como la no linealidad que aparece en el comportamiento de los coeficientes. Para solucionar esta dificultad se usó el programa de computación PSX. Dicho programa está basado en el método de optimización no lineal de los multiplicadores de Lagrange.

Además se muestra como se pueden calcular, mediante el valor de los multiplicadores de Lagrange, el valor de los coeficientes incrementales de consumo de combustible tanto para la potencia activa como para la potencia reactiva.

Tomando estas consideraciones como punto de partida, se seleccionaron las pruebas que han permitido hacer generalizaciones con respecto a la utilización de los coeficientes en la red de distribución.

Además se hace un estudio minucioso de las tarifas eléctricas ya que uno de los objetivos fundamentales del trabajo es la utilización de dichos coeficientes como dato de apoyo al diseño de las tarifas.

# *CAPÍTULOS*

*CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES*  
*ACERCA DE LOS COEFICIENTES INCREMENTALES*

# **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES ACERCA DE LOS** **COEFICIENTES INCREMENTALES**

## **1.1 Introducción.**

En este capítulo se hace una interpretación física del valor de los coeficientes incrementales de pérdidas (tanto del de potencia activa  $K_p$ , como el de potencia reactiva  $K_q$ ), así como la utilidad práctica de los mismos.

Se dan a conocer algunas generalidades sobre la selección y ubicación de los equipos compensadores de potencia reactiva, para obtener de estos los máximos beneficios económicos.

También se analiza el planteamiento de optimización de la operación económica del sistema de energía, para determinar la fundamentación teórica de las expresiones que permiten calcular los coeficientes incrementales. Haciendo uso del método de los multiplicadores de Lagrange se obtienen las expresiones para calcular dichos coeficientes y se hace una interpretación física de los mismos.

## **1.2 Interpretación física del valor de los coeficientes.**

La facilidad de la generación y la flexibilidad del transporte de la energía eléctrica en forma de corriente alterna, han hecho de la misma la forma universal empleada, sin embargo, asociada a estas ventajas aparece la necesidad de manejar otra forma de potencia, la cual no es capaz de realizar trabajo útil, pero es imprescindible para el funcionamiento de los equipos que operan con corriente alterna: la potencia reactiva.

Como todo proceso físico real, la transmisión de esta energía produce pérdidas de potencia activa (debido tanto a la transferencia de potencia activa como de potencia reactiva), las cuales están dadas por la siguiente expresión:

$$\Delta P = \frac{P^2}{V^2} R + \frac{Q^2}{V^2} R = \Delta P_a + \Delta P_r \quad (1.2.1)$$

Como puede apreciarse, ambas componentes de pérdidas son proporcionales al cuadrado de la potencia cuya transferencia le da origen.

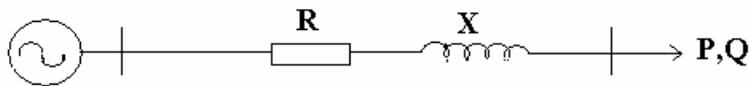
La relación de la variación de las pérdidas en el sistema con respecto a la variación de carga de potencia activa en un punto del mismo, define la existencia del coeficiente incremental de pérdidas. ( $K_p$ ).

De igual forma el coeficiente incremental de pérdidas ( $K_q$ ) puede interpretarse como la relación que existe entre la variación de las pérdidas en el sistema y el incremento o decremento de la carga de potencia reactiva en un punto del mismo.

En otras palabras, los valores de  $K_p$  permiten conocer las sensibilidades de las pérdidas con respecto a la potencia activa en cada nodo y de igual forma los valores de  $K_q$  permiten conocer las sensibilidades de las pérdidas con respecto a la potencia reactiva generada o consumida en cada nodo.

Es importante destacar que los valores de los coeficientes calculados en el trabajo, son para un estado de carga dado; su valor refleja el comportamiento de las pérdidas sólo en la vecindad del punto escogido. A modo de esclarecer este aspecto, ofrecemos un simple ejemplo numérico:

- Al considerar un circuito como el mostrado en la siguiente figura:



**Figura 1.2.1:** Ejemplo de un sistema simple.

con valores  $P = 0.4 \text{ pu}$  ;  $Q = 0.2 \text{ pu}$  ;  $R = 0.1 \text{ pu}$  ;  $X = 0.2 \text{ pu}$  y  $V_2 = 1 \text{ pu}$ .

Según la ecuación (1.2.1) y considerando constante la potencia activa de la carga, la variación de las pérdidas con respecto a la potencia reactiva sería:

$$K_q = \frac{d\text{Perd}}{dQ} = \frac{2QR}{V_2^2} \quad (1.2.2)$$

$$\text{Perd}_r = \frac{Q}{V_2^2} R \quad (1.2.3)$$

$$\text{Perd}_r = \frac{(0.2)^2}{1} 0.1 = 0.004 \text{ pu}$$

El valor de  $K_q$ , al sustituir en la ecuación (1.2.2), es:

$$K_q = \frac{2(0.2)}{1} \times (0.1) = 0.04 \text{ pu}$$

Ahora bien, si se reduce la carga reactiva en 0.1 pu, el ahorro que se produce en pérdidas de forma aproximada es:

$$\Delta \text{Perd}_r = Kq \times Q_{\text{red}} \quad (1.2.4)$$

$$\Delta \text{Perd}_r = 0.04(0.1)$$

$$\Delta \text{Perd}_r = 0.004 \text{ pu}$$

De forma exacta, esta disminución se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Perd}'_r = \frac{(0.1)^2}{1} \times 0.1 \quad \text{según la ecuación (1.2.3)}$$

$$\text{Perd}'_r = 0.001 \text{ pu}$$

$$\Delta \text{Perd}_r = \text{Perd}_r - \text{Perd}'_r \quad (1.2.5)$$

$$\Delta \text{Perd}_r = 0.004 - 0.001$$

$$\Delta \text{Perd}_r = 0.003 \text{ pu}$$

Esto representaría un error de un 33%, para una disminución de potencia reactiva de un 50%. El error cometido sería prácticamente despreciable para una variación de potencia reactiva infinitesimal alrededor del punto de carga.

De igual forma, todo el análisis anterior pudiera hacerse suponiendo la potencia reactiva constante, lo cual permitiría calcular el coeficiente  $K_p$ . Ahora bien, los coeficientes ( $K_p$ ), calculados por el Sistema de Computación PSX, muestran la variación de la potencia activa generada con respecto a la variación de la carga activa de un punto de la red, razón por la cual estos dan mayor que la unidad; basados en el ejemplo anterior, resulta:

$$P_{\text{gen}} = \frac{P^2}{V_2^2} R + \frac{Q^2}{V_2^2} R + P_2 \quad (1.2.6)$$

De esta ecuación, manteniendo la carga reactiva constante y derivando respecto a la potencia reactiva:

$$\frac{dP_{\text{gen}}}{dP_2} = \frac{2P}{V_2^2} R + 1 \quad (1.2.7)$$

y queda demostrada la razón por la cual los coeficientes  $K_p$  dan mayores que la unidad.

Por último señalaremos que tanto la ecuación (1.2.2) como (1.2.7) reflejan un comportamiento lineal del valor de los coeficientes, pero en realidad dicha linealidad pudiera verse afectada por las fluctuaciones del voltaje.

### **1.3 Utilidad práctica de los Coeficientes Incrementales.**

Al hacer la compensación de potencia reactiva, uno de los factores que hay que tener en cuenta en la evaluación económica de esta acción es el ahorro que se provoca en el Sistema Electroenergético Nacional, para lo cual se puede utilizar el Coeficiente Incremental de Pérdidas debido a la transferencia de potencia reactiva, el cual teniendo en cuenta el tiempo que están conectados los equipos compensadores y la magnitud de la potencia reactiva instalada, permite calcular el ahorro de energía al sistema.

Algunas aplicaciones que valoran la importancia de este coeficiente incremental son:

- ✨ La cuantificación de los posibles ahorros energéticos derivados de la operación en paralelo de transformadores.
- ✨ Análisis del posible ahorro de energía para el sistema por la sustitución de transformadores y motores subcargados.
- ✨ Estimación de ahorro por la compensación de la potencia reactiva, en el Sistema Electroenergético (el valor del coeficiente permite apreciar qué nodo dentro de un circuito es más beneficiado con la compensación de potencia reactiva).

De igual forma existe el coeficiente incremental de pérdidas debido a la transferencia de potencia activa. El mismo puede ser útil a la hora de construir nuevas subestaciones como indicador del nodo donde es factible separar la red, para formar dos nuevos circuitos.

### **1.4 Generalidades sobre la compensación de la potencia reactiva.**

Como se expresó en el epígrafe 1.2 de este mismo capítulo, la potencia reactiva es imprescindible para el funcionamiento de los equipos que operan con corriente alterna. Dicha potencia no es capaz de realizar trabajo útil, sin embargo su transferencia produce cuantiosas pérdidas que pueden ser minimizadas mediante la colocación de fuentes lo más próximo posible a las cargas.

La selección adecuada de la fuente de potencia reactiva, el lugar de su ubicación y el tiempo de operación determinan los beneficios económicos máximos posibles a obtener.

Otro hecho de importancia a destacar es que la transferencia de esta potencia influye decisivamente en los voltajes, al ser la principal responsable de las caídas que existen a lo largo de toda la red. Todo lo anterior ha hecho que se hayan dedicado numerosos esfuerzos para reducir sus efectos perjudiciales.

Entre los principales consumidores de potencia reactiva del sistema, encontramos los motores eléctricos entre un 60 a 65%; los transformadores de un 20 a un 25%; las líneas aéreas, reactores, convertidores y otros, cerca del 10%.

La transferencia de una considerable cantidad de potencia reactiva a través de las líneas y transformadores resulta desventajosa e indeseable por las siguientes razones:

- a) Aparecen pérdidas de potencia activa adicionales en todos los elementos del sistema que vienen dadas por la ecuación 1.2.1.

Como puede verse las pérdidas adicionales, debido a la transferencia de potencia reactiva, son proporcionales al cuadrado de dicha potencia.

- b) Aparecen pérdidas o caídas de voltaje adicionales; así por ejemplo, durante la transferencia de las potencias P y Q a través de un elemento de resistencia R y reactancia X, la caída de voltaje será:

$$\Delta V = \frac{PR + QX}{V} = \frac{PR}{V} + \frac{QX}{V} = \Delta V_a + \Delta V_r \quad (1.4.1)$$

$\Delta V_a$  = Caída de voltaje debido a la transferencia de potencia activa.

$\Delta V_r$  = Caída de voltaje debido a la transferencia de potencia reactiva.

Las caídas de voltaje adicionales  $\Delta V_r$  aumentan las desviaciones del voltaje de su valor nominal.

- c) La transferencia de cargas con potencia reactiva a través de líneas y transformadores disminuyen la capacidad de estos y requieren de medidas adicionales para el incremento de la misma (aumento de las secciones de los conductores de las líneas aéreas, aumento de la potencia nominal o número de transformadores).

La localización más conveniente o útil de los equipos compensadores será aquella que garantice el mínimo de gastos anuales. Para determinar los gastos se debe tener en cuenta que por un lado la instalación del equipo compensador aumenta los gastos anuales debido a las inversiones capitales necesarias, el costo de las pérdidas

y los gastos de operación y mantenimiento que tal equipo implica y por otro lado los gastos anuales disminuyen debido a la disminución de las pérdidas en el circuito, desde la fuente de alimentación hasta la ubicación del equipo compensador.

### 1.5 Formulación de la optimización de la operación de un sistema por los multiplicadores de Lagrange.

La formulación del problema para un sistema real de  $n$  nodos con generación de potencia activa y reactiva en  $h$  nodos, se obtiene por una generalización del planteamiento anterior, donde la función objetivo aumentada adoptará la forma siguiente:

$$\begin{aligned}
C_{TA} = & \sum_{i=1}^h \left[ C_{oi} + C_{li} \left[ P_{ci} + G_{ii} U_i^2 - \sum_{j=1}^n (G_{ij} U_i U_j \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} U_i U_j \sin(\varphi_i - \varphi_j)) \right] \right] \\
& + \sum_{i=h+1}^n K_{pi} \left[ P_{ci} + G_{ii} U_i^2 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (G_{ij} U_i U_j \cos(\varphi_i - \varphi_j) + B_{ij} U_i U_j \sin(\varphi_i - \varphi_j)) \right] \\
& + \sum_{i=h+1}^n K_{qi} \left[ Q_{ci} - B_{ii} U_i^2 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (G_{ij} U_i U_j \sin(\varphi_i - \varphi_j) - B_{ij} U_i U_j \cos(\varphi_i - \varphi_j)) \right]
\end{aligned} \tag{1.5.1}$$

y para obtener el mínimo, deberá cumplirse:

$$\frac{\partial C_{TA}}{\partial \varphi_i} = \sum_{j=1}^h C_{ij} H_{ji} + \sum_{j=h+1}^n (K_{pj} H_{ji} + K_{qj} J_{ji}) = 0 \tag{1.5.2}$$

$$i = 1 \dots h$$

$$i \neq b$$

$$\frac{\partial C_{TA}}{\partial U_i} = \sum_{j=1}^h C_{ij} N_{ji} + \sum_{j=h+1}^n (K_{pj} N_{ji} + K_{qj} L_{ji}) = 0 \tag{1.5.3}$$

$$i = 1 \dots h$$

$$i \neq b$$

$$\frac{\partial C_{TA}}{\partial K_{pi}} = P_{ci} + P_i = 0 \quad (1.5.4)$$

$$i = h + 1 \dots n$$

$$\frac{\partial C_{TA}}{\partial K_{qi}} = Q_{ci} + Q_i = 0 \quad (1.5.5)$$

$$i = h + 1 \dots n$$

lo cual implica la solución de  $4n - 2h - 2$  ecuaciones, para obtener los  $2n - 2$  valores de  $\theta$  y  $U$  y las  $2(n - h)$  valores de  $K_p$  y  $K_q$ .

Mediante el método de los multiplicadores de Lagrange todos los valores de los componentes del gradiente se puede calcular directamente.

Se puede demostrar a partir de las expresiones (1.5.2) y (1.5.3) para valores de  $i = h + 1$  hasta  $n$ , que las expresiones generales de los multiplicadores están dadas por:

$$K_{pk} = - \frac{J \left( \frac{P_i, Q_i \dots C_T, Q_k \dots P_n, Q_n}{Q_i, U_i \dots \dots Q_n, U_n} \right)}{\left( \frac{P_i, Q_i \dots P_k, Q_k \dots P_n, Q_n}{\varphi_i, U_i \dots \dots \varphi_n U_n} \right)} \quad (1.5.6)$$

$$K_{qk} = - \frac{J \left( \frac{P_i, Q_i \dots P_k, C_T \dots P_n, Q_n}{Q_i, U_i \dots \dots Q_n, U_n} \right)}{\left( \frac{P_i, Q_i \dots P_k, Q_k \dots P_n, Q_n}{Q_i, U_i \dots \dots \varphi_n U_n} \right)} \quad (1.5.7)$$

donde el denominador de cada expresión en la Jacobiana del sistema de ecuaciones, se representan por (1.5.4) y (1.5.5) con respecto a los ángulos y los voltajes de los nodos de carga.

Mientras que el numerador se trata de una expresión Jacobiana semejante, con la diferencia de que sustituye la función  $P$  ó  $Q$  respectivamente, por la función objetiva  $C_T$  original, es decir la función no aumentada.

## 1.6 Consideraciones de las restricciones por el método de los multiplicadores de Lagrange.

Para que la función definitiva del planteamiento anterior tenga utilidad práctica, es necesario que en todas las unidades generadoras, los voltajes y las potencias activa y reactiva generadas, tengan valores dentro de los límites permisibles. Para lograr esto es necesario que en el proceso de solución, si un voltaje de generación tiene un valor por encima del máximo permisible, se fije en este valor y se elimine la ecuación (1.5.3) correspondiente. De igual forma se procede, cuando el voltaje tienda a ser inferior al valor mínimo en cuyo caso se fija en este límite inferior. Esto puede hacerse en el caso de los voltajes por ser éste variable independiente y considerarse constante, no existe el componente del gradiente correspondiente.

Si algunos valores de la potencia activa o reactiva generadas se salieran de los límites permisibles, no es posible fijarlos directamente como en el caso anterior, por tratarse de variables intermedias dependientes de los ángulos y de la magnitud de los voltajes del nodo. En estos casos, si se trata de una potencia activa, al fijar su valor en uno de los límites superior o inferior, el nodo de generación en cuestión se convierte en un nodo de carga respecto a su comportamiento en cuanto a la potencia activa. Dado que el valor siguiente que saldrá del nodo  $f_i$  puede ser constante. Por tanto será necesario utilizar un nuevo multiplicador y añadir a la función objetivo aumentada (1.5.1) un término de la forma:

$$C_{RGF} \left[ P_{Cf} - P_{Gf} + G_{ff} U_f^2 - \sum (G_{fj} U_f U_j \cos(\varphi_f - \varphi_j) + B_{fj} U_f U_j \sin(\varphi_f - \varphi_j)) \right] \quad (1.6.1)$$

donde  $P_{Gf}$  será  $P_{Mf}$  o  $P_{mf}$  según el caso. Esto implica añadir una variable  $C_{RGF}$ ; por tanto en el punto de solución deberá cumplirse:

$$\frac{\partial C_{TA}}{\partial C_{RGF}} = P_{Cf} - P_{Gf} + P_f = 0 \quad (1.6.2)$$

la cual es semejante a la del tipo (1.5.4).

Si se trata de una potencia reactiva generada que alcance valores fuera de los límites permisibles, se produce de la forma siguiente:

- Para un nodo  $f$  se añade la función objetivo un término del tipo

$$K_{qGf} \left[ Q_{cf} - Q_{Gf} - B_{ff} U_f^2 - \sum (G_{fj} U_f U_j \sin(\varphi_f - \varphi_j) - B_{fj} U_f U_j \cos(\varphi_f - \varphi_j)) \right] \quad (1.6.3)$$

donde  $K_{qGf}$  será el multiplicador de Lagrange correspondiente y  $Q_{Gf}$  será  $Q_{mf}$  o  $Q_{Mf}$ . Además, deberá cumplirse la solución siguiente:

$$\frac{\partial C_{TA}}{\partial C_{qGf}} = Q_{cf} - Q_{Gf} + Q_f = 0 \quad (1.6.4)$$

donde (1.6.4) es semejante a (1.5.5).

Al fijarse la potencia reactiva generada en uno de sus límites, el voltaje del nodo correspondiente adoptará el valor necesario para que se cumpla esta condición, por lo que es posible garantizar además que la magnitud del voltaje se mantenga en los límites permisibles. Para poder lograr esto será necesario utilizar las derivaciones (taps) de los transformadores, o utilizar mayores capacidades de generación de potencia reactiva si la situación lo requiere.

Por tanto la inclusión de cada restricción de potencia activa y reactiva, implica la selección de una nueva variante y la solución de una ecuación adicional.

### 1.7 Comprobación de las restricciones en el punto de solución.

Puesto que el conjunto de valores de las variables independientes  $\theta$  y  $U$ , en el punto de solución satisfacen las expresiones (1.5.2) hasta (1.5.5) incluyendo la (1.6.2) y (1.6.4) correspondientes a las restricciones. Se puede establecer para un voltaje de generación que esté restringido tal como  $f$  que:

$$\frac{\frac{\partial C_{TA}}{\partial U_f}}{U_f} = \frac{dC_{TA}}{dU_f} \quad (1.7.1)$$

Es decir que la derivada parcial de la función aumentada respecto a  $U_f$  dado por una expresión del tipo (1.5.3), es igual a la derivada total del consumo de combustible con respecto a  $U_f$ . Debe señalarse que (1.5.3) para  $U_f$ , así como para todos los voltajes de generación restringidos no necesariamente es 0, ya que al fijarse estos dejan de ser variables independientes.

Estas consideraciones permiten comprobar si las restricciones impuestas a  $U_f$ , no impiden la reducción aún más del consumo de combustible, para un valor permisible de dicho voltaje.

Si  $U_f$  está fijado en su valor máximo, deberá cumplirse que:

$$\frac{dC_{TA}}{dU_f} \leq 0 \quad (1.7.2)$$

y en caso de estar fijado en su valor mínimo, se cumplirá:

$$\frac{dC_{TA}}{dU_f} \geq 0 \quad (1.7.3)$$

De no satisfacerse la condición anterior será necesario buscar una nueva solución, considerando a  $U_f$  como variable independiente.

La función aumentada podría escribirse abreviadamente como:

$$C_{TA} = \sum_{i=1}^h (C_{oi} + C_{If} P_{Gi}) + \sum_{i=h+1}^n [K(P_{ci} + P_i) + K(Q_{ci} + Q_i)] + \sum_{i=1}^h K_{pGi} (P_{ci} - P_{Gi} + P_i) + \sum_{i=d}^h K_{qGi} (Q_{ci} - Q_{Gi} + Q_i) \quad (1.7.4)$$

donde se ha considerado,  $h - c$  unidades restringidas por potencia activa y  $h - c$  unidades restringidas por potencia reactiva. Para un nodo como  $f$ , en el punto de solución se cumple que:

$$\frac{\partial C_{TA}}{\partial P_{Gf}} = \frac{dC_{TA}}{dP_{Gf}} = C_{If} - K_{pGf} \quad (1.7.5)$$

lo que implica que la valoración del consumo de combustible con respecto a la potencia activa generada por la unidad  $f$ , estará dado por el consumo incremental de la unidad, menos el multiplicador de Lagrange correspondiente a la restricción de potencia activa.

Por tanto podrá establecerse si la potencia  $P_{Gf}$  está fijada en el valor máximo  $P_{Mf}$ , se cumplirá para la verdadera solución:

$$\frac{dC_{TA}}{dP_{Gf}} = C_{If} - K_{pGf} \leq 0 \quad (1.7.6)$$

equivalente a:

$$C_{If} \leq K_{pGf} \quad (1.7.7)$$

Esto significa físicamente: que si una unidad generadora está entregando su potencia activa máxima, su consumo incremental debe ser inferior o igual, al consumo incremental del resto del sistema en su conjunto en el nodo terminal de la unidad generadora. Esta última aseveración, puede combinarse de (1.5.6), donde la expresión matemática general del multiplicador de Lagrange para potencia activa no es más que la variación del consumo de combustible, con respecto a la potencia activa asociada en el sistema de restricciones, expresadas en forma implícita.

Si por el contrario,  $P_{Gf}$  estuviera fijado en su valor mínimo  $P_{mf}$ , deberá cumplirse que:

$$\frac{dC_{TA}}{dP_{Gf}} = C_{If} - K_{pGf} \geq 0 \quad (1.7.8)$$

o lo que es lo mismo

$$C_{If} \geq K_{pGf} \quad (1.7.9)$$

Por consiguiente una unidad generadora debe estar entregando su potencia activa mínima, cuando su consumo incremental sea mayor o igual al consumo incremental equivalente del sistema en el nodo terminal.

De manera análoga se puede establecer para un nodo  $f$ , a partir de (1.7.4) que:

$$\frac{\partial C_{TA}}{\partial P_{Gf}} = \frac{dC_{TA}}{dP_{Gf}} = -K_{qGf} \quad (1.7.10)$$

es decir, que la variación del consumo total de combustible, con respecto a la potencia reactiva generada por la unidad  $f$ , para un punto de solución está dada por el negativo del multiplicador de Lagrange asociado a dicha potencia reactiva.

Por consiguiente si la potencia reactiva generada  $Q_{Gf}$  está fijada en un valor máximo  $Q_{Mf}$ , ha de cumplirse para la verdadera solución posible, que:

$$\frac{dC_{TA}}{dP_{Gf}} = -K_{qGf} \leq 0 \quad (1.7.11)$$

también puede expresarse como:

$$K_{qGf} \geq 0 \quad (1.7.12)$$

Así una potencia reactiva generada deberá estar en su valor máximo, cuando el consumo incremental equivalente del sistema, debido a la entrega de potencia reactiva de la fuente sea positivo o cero. Esto significa que si la fuente generadora de potencia reactiva pudiera entregar más potencia reactiva, el consumo de combustible en el resto del sistema disminuiría, debido a la reducción de las pérdidas.

Si el valor de  $Q_{Gf}$  estuviera fijado en el límite inferior  $Q_{mf}$ , deberá cumplirse, entonces que:

$$\frac{dC_{TA}}{dP_{Gf}} = -K_{qGf} \geq 0 \quad (1.7.13)$$

o de otra forma:

$$K_{qGf} \leq 0 \quad (1.7.14)$$

De manera que si la potencia reactiva generada en  $f$  está en su valor mínimo, el consumo incremental del sistema, debido a la entrega de potencia reactiva en el punto, es negativo o cero. Es decir, si la fuente pudiera reducir su generación de potencia reactiva, el consumo de combustible en el sistema disminuiría.

### **1.8 Determinación de los coeficientes incrementales de combustible en un nodo cualquiera del sistema.**

El cálculo de la operación óptima del sistema se realiza para un estado de carga fijo del mismo, esto implica que los valores de potencia activa y reactiva son valores constantes, para una solución dada. Si se quiere determinar cuál sería la variación del consumo de combustible en el sistema, debido a la variación de la potencia activa o la potencia reactiva en cualquier nodo sería necesario determinar el valor de  $\frac{dC_{TA}}{dP_{ci}}$  o  $\frac{dC_{TA}}{dQ_{ci}}$ , según sea el caso,

tomando  $P_{ci}$  o  $Q_{ci}$  como variables independientes respectivamente.

En el punto de solución obtenemos todas las derivadas parciales con respecto a todas las variables independientes; tal como se ha expresado anteriormente se concluye por tanto:

$$\frac{dC_{TA}}{dP_{ci}} = \frac{\partial C}{\partial P} = K_{pi} \quad (1.8.1)$$

$$\frac{dC_{TA}}{dQ_{ci}} = \frac{\partial C}{\partial Q} = K_{qi} \quad (1.8.2)$$

donde podrá observarse los multiplicadores de Lagrange con las restricciones de carga en el nodo.

Por consiguiente los valores numéricos de estos multiplicadores para ese punto de solución obtenido se corresponden con los coeficientes incrementales  $K_p$  y  $K_q$  respectivamente en el nodo; estos vienen expresados en  $g/kW.h$  y  $g/kVAr.h$ .

*CAPÍTULO 2: COEFICIENTES INCREMENTALES DE  
PÉRDIDAS DEL SISTEMA ELECTROENERGÉTICO  
NACIONAL*

## **CAPÍTULO 2: COEFICIENTES INCREMENTALES DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA ELECTROENERGÉTICO NACIONAL**

### **2.1 Introducción.**

Como parte inicial de este capítulo se describen los circuitos equivalentes, mediante los cuales se representan todos los componentes del sistema de energía que intervienen en la transferencia de potencia.

Además se dan a conocer los resultados obtenidos durante la ejecución del programa PSX, así como las pruebas efectuadas en los circuitos típicos editados.

En el desarrollo del capítulo, puede apreciarse un análisis de los coeficientes incrementales de combustible en diferentes nodos de una red típica de 110/33/13 y 4/0,24 kV , en varios puntos del Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

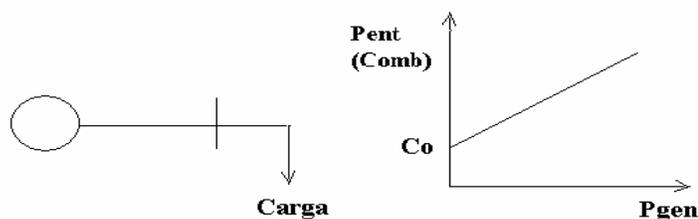
### **2.2 Representación de los elementos del sistema.**

Los elementos fundamentales que conforman un sistema electroenergético son las unidades generadoras, los transformadores, las líneas de transmisión y las cargas, representándose cada una de ellas mediante parámetros y circuitos equivalentes que modelan su funcionamiento real. Esta representación puede variar en dependencia de los aspectos que se quieran analizar y de la exactitud que se necesite lograr.

A continuación se describen las representaciones utilizadas de acuerdo a los objetivos que se persiguen.

#### **2.2.1 Unidades generadoras.**

Cada unidad generadora se describe por sus límites de generación de potencia activa y reactiva, por los voltajes máximos y mínimos permisibles en sus terminales, por la carga activa y reactiva que demanda su servicio de planta y por la característica de consumo de combustible en función de la potencia activa generada tal como se muestra:

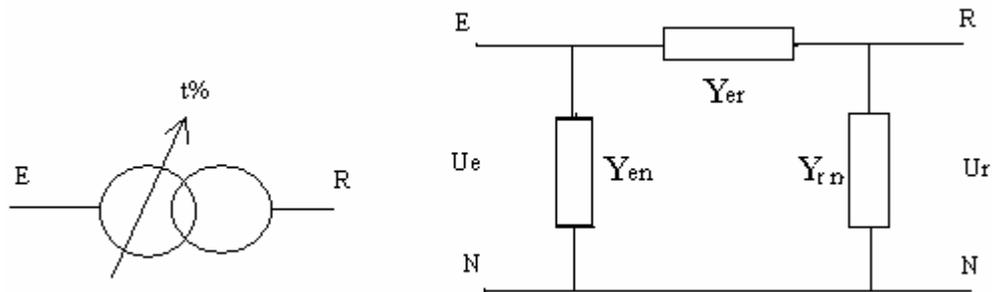


**Figura 2.2.1.1:** Característica de consumo de combustible de una unidad generadora.

La característica de consumo de combustible se representa por una línea recta, donde se tiene en cuenta el consumo de combustible sin generación de potencia activa ( $C_0$ ) y se considera un valor de consumo incremental ( $C_i$ ) constante. Aunque el planteamiento utilizado anteriormente para la optimización de la operación admita polinomios de orden superior, se utiliza la representación lineal, ya que la misma se adapta a las condiciones prácticas del sistema electroenergético cubano.

### 2.2.2 Transformadores.

Los transformadores se representan teniendo en cuenta la existencia de derivaciones (taps) por el extremo de envío del mismo, como se indica:



**Figura 2.2.2.1:** Circuito equivalente de un transformador con taps.

donde  $t$  es el valor en por ciento de la derivación.

Si se define  $T_t$  como:

$$T_t = \frac{t\%}{100 + t\%} \quad (2.2.2.1)$$

Se tendrá:

$$Y_{er} = (1 - T_t) \cdot Y_T \quad (2.2.2.2)$$

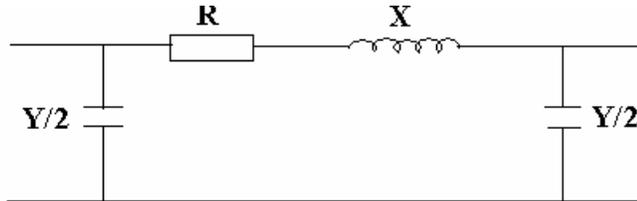
$$Y_{en} = -T_t (1 - T_t) \cdot Y_T \quad (2.2.2.3)$$

$$Y_{rn} = T_t \cdot Y_T \quad (2.2.2.4)$$

que dan los valores de las tres admitancias del circuito equivalente, en función del valor de la derivación y de la admitancia  $Y_T$  del transformador.

### 2.2.3 Líneas de transmisión.

Las líneas se representan por el circuito  $\pi$  donde se consideran sus parámetros fundamentales tal como se muestra:



**Figura 2.2.3.1:** Circuito  $\pi$  nominal de una línea.

Los valores de los parámetros pueden responder al circuito  $\pi$  equivalente o nominal. En todas las formulaciones posteriores se trabaja con los valores de admitancia dada por:

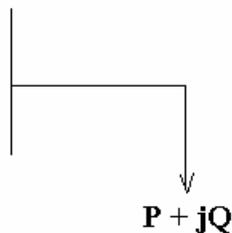
$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = \frac{1}{R_{ij} + jX_{ij}} \quad (2.2.3.1)$$

$$Y_{in} = Y_{jn} = -j\frac{B_{cij}}{2} \quad (2.2.3.2)$$

En cualquier caso el único parámetro que no puede despreciarse por pequeño que sea, es el valor de la resistencia de la línea, dado el papel que desempeñan las pérdidas en el cálculo de la optimización de la operación.

### 2.2.4 Cargas.

Las cargas se representan por los valores de la potencia activa y reactiva consumida tal como se muestra:



**Figura 2.2.4.1:** Representación gráfica de una carga.

### 2.3 Pruebas efectuadas.

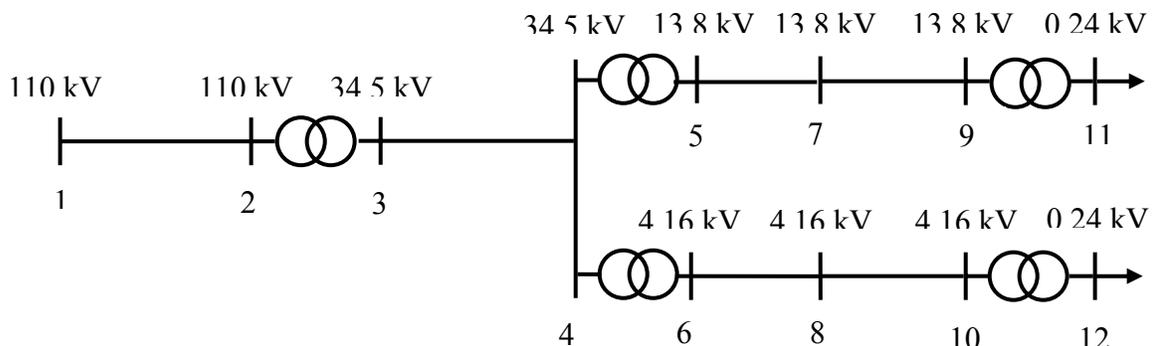
Utilizando el programa de computación antes mencionado que calcula la distribución óptima de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras del sistema electroenergético, se hicieron varios muestreos, con el objetivo de analizar el comportamiento del rango de variación de los coeficientes incrementales de combustible en los diferentes nodos.

Se seleccionaron seis subestaciones de 110 kV que se distribuyeron por las distintas regiones del país, siendo estas:

- ☀ Mariel
- ☀ Matanzas
- ☀ Santa Clara
- ☀ Vicente
- ☀ Holguín
- ☀ Renté

Para analizar como influye la proximidad o lejanía de las subestaciones en los valores de los coeficientes.

Para estudiar el efecto mencionado se implementó un esquema típico de líneas, transformadores y cargas desde el nivel de 110 kV hasta el de distribución secundario de 240 V. El esquema y sus valores se muestran en la Figura 2.3.1 y las Tablas 2.3.1 y 2.3.2. Las cargas se variaron en la misma proporción que las demandas del SEN para sus tres estados.



**Figura 2.3.1:** Circuito típico de una línea de 110/34.5/13.8-4.16/0.24 kV.

**Tabla 2.3.1:** Valores típicos de las líneas y transformadores

Líneas				Transformadores		
Entre	Km	Z( $\Omega$ )	B(S)	Entre	MV.A	%Z
1 – 2	70	14 + j25	0,002	2 – 3	25	0.01 + j0.1
3 – 4	20	5 + j11.3	0	4 – 5	2	0.01 + j0.006
5 – 9	1.5	1.1 + j1.3	0	4 – 6	1.5	0.01 + j0.006
6 – 9	3	0.4 + j1.3	0	9 -11	0.2	0.01 + j0.006
				10 - 12	0.1	0.01 + j0.006

**Tabla 2.3.2:** Valores de las cargas (MV.A)

Cargas			
Nodo	Mínima	Media	Máxima
2	6 + j 1.5	9 + j 3.94	10 + j 5
3	3.6 + j 0.86	6.3 + j 2.46	7 + j 6
4	1.2 + j 0.3	1.8 + j 0.7	2 + j 1
9	0.54 + j 0.48	0.81 + j 0.56	0.9 + j 0.8
10	0.36 + j 0.14	0.54 + j 0.26	0.6 + j 0.4
11	0.12 + j 0.03	0.18 + j 0.07	0.2 + j 0.1
12	0.06 + j 0.02	0.09 + j 0.03	0.1 + j 0.1
7	0.54 + j 0.14	0.81 + j 0.56	0.9 + j 0.8
8	0.24 + j 0.05	0.36 + j 0.14	0.4 + j0.3

En el esquema típico de líneas se situaron los nodos 7 y 8 para representar la naturaleza altamente distribuida de las cargas en los circuitos primarios de distribución..

El croquis se ubicó en las regiones (nodos) antes mencionadas y se corrió el sistema para los tres estados definidos en la operación del SEN: Máxima, Media y Mínima.

Para el estado de máxima se utilizó un escenario del SEN en el cual la carga era 2 650 kW a un factor de potencia de 0.96. La media la estimamos a un 90% de la máxima pero con un factor de potencia empeorado de 0.93 y la mínima al 60% de la máxima pero con un factor de potencia mejorado de 0.98.

Estos valores lógicamente dependen de la época del año, si es fin de semana o día laborable, la temperatura, de si están Antillana y ACINOX trabajando, etc. Las medidas del PAEC con el trabajo de los controladores de carga han tenido el efecto de reducir el pico, desplazando cargas para la media, además la televisión ha subido la media, al igual que el riego que influye grandemente en el horario de mínima. O sea, el gráfico se está modificando tendiendo hacia un factor de carga anual más alto.

Como resumen de lo antes expuesto las demandas totales para cada estado de carga son:

- para máxima una carga de 2560 MW y 1300 MVar.
- para mínima una carga de 1 536 MW y 385 MVar.
- y para media una carga de 2 300MW y 909 MVar.

A continuación se muestran los coeficientes  $K_p(g/kW.h)$  y  $K_q(g/kVAr.h)$ , resultado de las corridas para cada circuito típico:

**Tabla 2.3.3:** Valores de  $K_p$  y  $K_q$  del esquema típico situado en Mariel.

Líneas típicas de 110 – 34.5 - 4.16 - 13.8 – 0.24 kV							Mariel	
Consumo mínimo de combustible								
Nodos	Máxima		Media		Mínima		Promedio	
	$K_p$	$K_q$	$K_p$	$K_q$	$K_p$	$K_q$	$K_p$	$K_q$
Nodo 1	2,52	0,04	2,73	0,07	2,31	0,002	2,52	0,03
Nodo 2	2,86	0,13	2,84	0,12	2,36	0,03	2,68	0,09
Nodo 3	2,91	0,19	2,88	0,17	2,38	0,04	2,72	0,13
Nodo 4	3,10	0,34	3,03	0,27	2,44	0,06	2,85	0,22
Nodo 5	3,24	0,53	3,12	0,38	2,46	0,07	2,94	0,32
Nodo 6	3,27	0,46	3,15	0,35	2,48	0,07	2,96	0,29
Nodo 7	3,41	0,53	3,32	0,55	2,53	0,11	3,08	0,39
Nodo 8	3,53	0,80	3,26	0,39	2,52	0,08	3,10	0,42
Nodo 9	3,42	0,80	3,26	0,39	2,52	0,08	3,06	0,42
Nodo 10	3,53	0,53	3,32	0,55	2,53	0,11	3,16	0,39
Nodo 11	3,48	0,56	3,31	0,42	2,54	0,09	3,11	0,35
Nodo 12	3,70	0,93	3,44	0,63	2,57	0,13	3,20	0,56

**Tabla 2.3.4:** Valores de Kp y Kq del esquema típico situado en Matanzas.

Líneas típicas de 110 – 34.5 - 4.16 - 13.8 – 0.24 kV							Matanzas	
Consumo mínimo de combustible								
Nodos	Máxima		Media		Mínima		Promedio	
	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq
Nodo 1	2,52	0,04	2,40	0,06	2,29	0,005	2,40	0,03
Nodo 2	2,71	0,09	2,59	0,06	2,32	0,03	2,54	0,06
Nodo 3	2,73	0,11	2,59	0,07	2,30	0,03	2,54	0,07
Nodo 4	3,03	0,45	2,79	0,26	2,37	0,07	2,73	0,26
Nodo 5	3,04	0,46	2,78	0,27	2,37	0,07	2,73	0,26
Nodo 6	3,04	0,46	2,78	0,27	2,37	0,07	2,73	0,26
Nodo 7	3,18	0,55	2,90	0,32	2,41	0,08	2,83	0,31
Nodo 8	3,56	0,89	3,13	0,52	2,42	0,12	3,03	0,51
Nodo 9	3,24	0,59	3,13	0,35	2,43	0,09	3,11	0,34
Nodo 10	3,53	1,09	3,23	0,62	2,51	0,14	3,09	0,61
Nodo 11	3,74	0,76	3,94	0,44	2,48	0,10	3,20	0,43
Nodo 12	3,78	1,04	3,27	0,61	2,53	0,14	3,19	0,59

**Tabla 2.3.5:** Valores de Kp y Kq del esquema típico situado en Santa Clara.

Líneas típicas de 110 – 34.5 - 4.16 - 13.8 – 0.24 kV							Santa Clara	
Consumo mínimo de combustible								
Nodos	Máxima		Media		Mínima		Promedio	
	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq
Nodo 1	2,63	0,02	2,40	0,03	2,25	0,009	2,42	0,01
Nodo 2	2,65	0,04	2,42	0,04	2,27	0,008	2,44	0,02
Nodo 3	2,91	0,16	2,84	0,14	2,29	0,002	2,68	0,10
Nodo 4	3,09	0,30	3,02	0,26	2,34	0,02	2,81	0,19
Nodo 5	3,20	0,43	3,03	0,29	2,36	0,03	2,86	0,25
Nodo 6	3,29	0,43	3,05	0,30	2,38	0,04	2,90	0,25
Nodo 7	3,42	0,49	3,17	0,35	2,42	0,04	3,00	0,29
Nodo 8	3,49	0,65	3,30	0,50	2,43	0,06	3,07	0,40
Nodo 9	3,48	0,53	3,22	0,38	2,43	0,05	3,04	0,32
Nodo 10	3,61	0,77	3,39	0,61	2,45	0,07	3,15	0,48
Nodo 11	3,61	0,60	3,42	0,50	2,45	0,06	3,16	0,38
Nodo 12	3,67	0,76	3,44	0,60	2,47	0,07	3,19	0,47

**Tabla 2.3.6:** Valores de Kp y Kq del esquema típico situado en Vicente.

Líneas típicas de 110 – 34.5 - 4.16 - 13.8 – 0.24 kV							Vicente	
Consumo mínimo de combustible								
Nodos	Máxima		Media		Mínima		Promedio	
	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq
Nodo 1	2,56	0,04	2,40	0,06	2,25	0,003	2,403	0,03
Nodo 2	2,85	0,16	2,61	0,10	2,31	0,01	2,59	0,09
Nodo 3	2,86	0,17	2,62	0,11	2,31	0,01	2,59	0,09
Nodo 4	3,04	0,28	2,74	0,18	2,36	0,008	2,71	0,15
Nodo 5	3,04	0,29	2,75	0,19	2,37	0,008	2,72	0,16
Nodo 6	3,04	0,29	2,75	0,18	2,37	0,008	2,72	0,15
Nodo 7	3,15	0,34	2,83	0,22	2,40	0,01	2,79	0,19
Nodo 8	3,25	0,47	2,89	0,31	2,42	0,04	2,85	0,27
Nodo 9	3,33	0,55	2,86	0,24	2,41	0,02	2,87	0,27
Nodo 10	3,20	0,37	2,95	0,36	2,44	0,05	2,86	0,26
Nodo 11	3,35	0,56	2,98	0,31	2,43	0,04	2,92	0,30
Nodo 12	3,38	0,47	2,97	0,36	2,45	0,05	2,93	0,29

**Tabla 2.3.7:** Valores de Kp y Kq del esquema típico situado en Holguín.

Líneas típicas de 110 – 34.5 - 4.16 - 13.8 – 0.24 kV							Holguín	
Consumo mínimo de combustible								
Nodos	Máxima		Media		Mínima		Promedio	
	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq
Nodo 1	2,55	0,04	2,40	0,07	2,32	0,001	2,42	0,03
Nodo 2	2,66	0,13	2,45	0,09	2,34	0,01	2,48	0,07
Nodo 3	2,67	0,14	2,46	0,10	2,35	0,02	2,49	0,08
Nodo 4	2,81	0,25	2,57	0,18	2,40	0,04	2,59	0,15
Nodo 5	2,813	0,26	2,58	0,18	2,41	0,05	2,60	0,16
Nodo 6	2,813	0,26	2,58	0,18	2,41	0,05	2,60	0,16
Nodo 7	2,89	0,33	2,64	0,24	2,44	0,06	2,65	0,21
Nodo 8	2,99	0,39	2,71	0,28	2,47	0,07	2,72	0,24
Nodo 9	2,93	0,36	2,67	0,26	2,45	0,07	2,68	0,23
Nodo 10	3,06	0,45	2,76	0,32	2,49	0,08	2,77	0,28
Nodo 11	3,06	0,46	2,76	0,33	2,49	0,08	2,77	0,29
Nodo 12	3,10	0,45	2,79	0,32	2,50	0,08	2,79	0,28

**Tabla 2.3.8:** Valores de Kp y Kq del esquema típico situado en Renté.

Líneas típicas de 110 – 34.5 - 4.16 - 13.8 – 0.24 kV							Renté	
Consumo mínimo de combustible								
Nodos	Máxima		Media		Mínima		Promedio	
	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq	Kp	Kq
Nodo 1	2,61	0,05	2,43	0,08	2,30	0,001	2,44	0,04
Nodo 2	2,68	0,07	2,50	0,09	2,33	0,008	2,50	0,05
Nodo 3	2,69	0,08	2,51	0,10	2,34	0,009	2,51	0,06
Nodo 4	2,84	0,18	2,62	0,17	2,40	0,03	2,62	0,12
Nodo 5	2,84	0,18	2,63	0,18	2,40	0,03	2,62	0,13
Nodo 6	2,84	0,18	2,63	0,18	2,40	0,06	2,62	0,14
Nodo 7	3,05	0,33	2,79	0,29	2,48	0,04	2,77	0,22
Nodo 8	2,93	0,23	2,70	0,22	2,44	0,08	2,69	0,17
Nodo 9	2,97	0,40	2,85	0,34	2,51	0,05	2,82	0,26
Nodo 10	2,98	0,26	2,73	0,23	2,45	0,09	2,72	0,19
Nodo 11	3,14	0,46	2,95	0,37	2,54	0,06	2,83	0,29
Nodo 12	3,27	0,29	2,74	0,26	2,46	0,10	2,82	0,21

**Tabla 2.3.9:** Coeficiente promedio de cada nodo

Nodos	KppromT	KqpromT
Nodo 1	2,43	0,03
Nodo 2	2,54	0,06
Nodo 3	2,59	0,09
Nodo 4	2,72	0,18
Nodo 5	2,74	0,21
Nodo 6	2,75	0,21
Nodo 7	2,85	0,27
Nodo 8	2,91	0,33
Nodo 9	2,93	0,29
Nodo 10	2,95	0,39
Nodo 11	2,99	0,35
Nodo 12	3,02	0,38

Como ha podido verse, en este epígrafe se hizo un análisis del valor de los coeficientes incrementales para los diferentes nodos del esquema típico y para los nodos fundamentales del SEN en sus tres estados de carga representativos.

El análisis de los resultados permite destacar los siguientes aspectos:

En las primeras tablas se puede observar la variación del valor de los coeficientes entre el nodo 1 (110 kV) y los nodos 11 y 12 (240V) con lo que se ratifica la influencia del voltaje en dichos coeficientes, ya que en la medida que este disminuye, los coeficientes tienden a aumentar, lo que se debe a que en bajo voltaje las pérdidas de potencia en las líneas son mucho mayores, lo que equivale a un mayor consumo de combustible.

Otro aspecto que justifica este resultado es que, en los últimos nodos como es lógico, al estar eléctricamente más alejados de la subestación, la resistencia hasta el punto de alimentación es mayor y lógicamente también lo serán las pérdidas de potencia.

Otra variación que se aprecia muy claramente en dichas tablas es entre los tres estados de carga, donde se observa como a pesar de la poca diferencia de carga el valor de los coeficientes aumenta proporcionalmente con la carga. Esto es debido en gran medida a que del estado de mínima al de máxima el flujo de potencia por la línea es mucho mayor y por tanto la corriente también aumenta lo que trae consigo mayores pérdidas y con ello mayor consumo de combustible. Es de interés observar que el solo hecho de pasar por un transformador (2 - 3), (4 - 5), (4 - 6), (9 - 11) y (10 - 12). Provoca un incremento de los coeficiente  $K_p$  y  $K_q$ .

Al final de cada tabla se puede ver como la media de los coeficientes para los tres estados de carga, en cada uno de los nodos del SEN seleccionados, los valores resultan muy similares para los seis nodos donde se situó el esquema típico. En la tabla 2.3.9 se pueden observar con más claridad este hecho donde se promedian dichos resultados.

Al entrar un poco más a fondo en algunas particularidades se puede observar como en los nodos de 110 kV del circuito de Matanzas, donde existe una gran planta generadora, los coeficientes son mayores que los de Santa Clara. La respuesta a este hecho es que dicha planta está al tope de su generación y los incrementos de carga tienen que venir desde otra fuente lejana con el consabido aumento de pérdidas y por tanto se eleva el consumo de combustible y como es lógico el de los coeficientes.

CAPÍTULO 3: COMPONENTES BÁSICAS DE LAS TARIFAS  
ELÉCTRICAS.

## **CAPÍTULO 3: COMPONENTES BÁSICAS DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS**

### **3.1 Introducción.**

En el presente capítulo se incursiona por varios aspectos de las tarifas eléctricas, que son de gran importancia hoy en día, por ser uno de los objetivos principales de la nueva estrategia económica de la Unión Eléctrica del país.

Primeramente se hace una alusión bien detallada de cada uno de los conceptos y generalidades más relevantes de las tarifas eléctricas.

Más adelante se estudia detalladamente todos los gastos que se requieren tanto para producir la energía como para llevarla hasta los bornes del usuario. Esto se divide en tres partes principales:

- Costo de la energía en barras de la central.
- Costo de la energía en el extremo final de la línea de transmisión.
- Costo de la energía en bornes del usuario.

Por cada una se llega a los gastos generales de la energía, para definir el costo unitario del kW.h.

Finalmente mostramos la recaudación anual del capital, mediante el cual la empresa debe cubrir al menos los gastos de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

### **3.2 Generalidades de las tarifas eléctricas.**

Generalmente son tres los conceptos que se consideran para formular las facturas de consumo de energía eléctrica: la demanda máxima, la energía consumida y el factor de potencia.

Los cargos por concepto de la demanda se basan en los costos de generación de la energía eléctrica, de la transmisión y de la distribución de la misma, tomando en cuenta los medios disponibles para tal efecto. Se incluyen aquí los cargos redituables de la inversión, incluyendo intereses, impuestos, amortizaciones, etc.

En el caso de los cargos por concepto de energía, se comprenden los gastos de combustible, mantenimiento y otros gastos relacionados con la operación.

Cargos por demanda máxima: Entre mayor sea la demanda de energía en un momento dado por un período de 15 minutos, más alto será también el cargo por demanda. Entre más uniformemente se pueda repartir el consumo de energía eléctrica en una planta, más bajo será el cargo por demanda.

Cargos por energía consumida: Los costos de operación de la parte de la factura de consumo de energía eléctrica se basan en el número de kW.h registrados en el término de cierto período. Para establecer comparaciones, tómese en consideración este período de facturación. El número de días de trabajo y el número de días cubiertos tendrán diferencias.

Cargos por bajo factor de potencia: Debido a que la compañía suministradora tendrá que transmitir una corriente mayor a un sistema con bajo factor de potencia, que si hacia otro cuyo factor de potencia sea más alto, se ha introducido una cláusula al respecto para llevar a cabo la facturación. Esta cláusula ofrece una reducción en las cuotas de consumo para cargas con factor de potencia alto, o impone una multa si el factor de potencia es bajo.

### **3.2.1 Estructura de las tarifas.**

La estructura de las tarifas por consumo de energía eléctrica se basa en los costos de suministro a los usuarios, por lo cual se han tomado en cuenta las diferencias regionales, estaciones del año, horarios de consumo, nivel de la tensión de suministro y la demanda.

#### Niveles de tensión:

Baja tensión < 1 kV

1 kV < Media tensión < 35 kV

35 kV < Alta tensión, subtransmisión < 220 kV

Alta tensión > 220 kV

### **3.2.2 Parámetros a controlar en la energía eléctrica.**

a) Factor de potencia: En un sistema eléctrico, uno de los factores a controlar es el factor de potencia. Este factor resulta de la comparación de la potencia aparente (kV.A) con la potencia real (kW).

El censado se lleva a cabo por medio de un medidor de desfase entre voltaje y corriente.

b) Demanda (kW): Otro parámetro importante a controlar es el pico de demanda máxima de potencia. Esta medición se hace continuamente por parte de la compañía suministradora y se registra el valor más alto de la demanda de todo el mes. En base a este valor máximo se calcula la facturación.

c) Energía (kW.h): El método de control de energía más usado consiste en encender y apagar cargas por medio de un temporizador. Este "controlador" tendrá la tarea de eliminar el encendido y apagado manual de cargas, asegurando la repetibilidad y precisión.

### 3.3 Costo de la energía eléctrica en barras de la centrales.

El primer aspecto económico a considerar en el estudio de las centrales eléctricas, es el del costo de la energía eléctrica producida. Estudiaremos a continuación uno de los varios métodos existentes para obtener el valor de lo que corrientemente se denomina "precio del kW.h".

Este precio está afectado en la realidad por muy diversos factores, algunos de los cuales incluimos en el desarrollo de este trabajo.

El "costo de la energía eléctrica puesta en bornes del usuario" es la suma de varios costos parciales, que pasamos a estudiar:

- Los costos a tener en cuenta para el cálculo de la unidad de energía eléctrica suministrada al sistema eléctrico de potencia se pueden evaluar a partir del "capital total invertido en la central":

$$C = C_t + C_e + C_i + C_{gg} + C_g \quad [\$] \quad (3.3.1)$$

donde:

$C$  = capital total invertido en la central, en \$

$C_t$  = capital invertido en el terreno de la central, en \$.

$C_e$  = capital invertido en el edificio de la central, en \$.

$C_i$  = capital invertido en todas las instalaciones auxiliares de la central, en \$.

$C_{gg}$  = capital invertido en todos los grupos generadores de la central, en \$.

$C_g$  = capital en giro (es decir, el capital que está en la calle, en razón de que la energía eléctrica no se cobra inmediatamente), en \$

Todos los gastos anuales de la central (incluyendo las depreciaciones) deben compensarse con la venta anual de energía **Ea** . Es decir:

$$\mathbf{Ga} = \mathbf{cm} \cdot \mathbf{Ea} \quad [\$ /\text{año}] \quad (3.3.2)$$

donde:

**Ga** = gasto total anual de la central, en \$/año.

**cm** = costo promedio de la energía eléctrica producida por la central, en \$/kW.h

**Ea** = cantidad de energía eléctrica producida por la central en el año, en \$/año.

El gasto anual puede quedar expresado por:

$$\mathbf{Ga} = \mathbf{f} \cdot \mathbf{kc} \cdot \mathbf{Cap} + \mathbf{ks} \cdot \mathbf{Cap} + \mathbf{b} \cdot \mathbf{Ea} \quad [\$/\text{año}] \quad (3.3.3)$$

donde:

**Ga** = gasto total anual de la central, en \$/año.

**f = i + d** = coeficiente de carga financiera, en 1 año.

**i** = tasa de interés anual.

**d** = depreciación unitaria anual.

**f . kc . Cap = F** = carga financiera, en \$/año.

**kc** = capital unitario de implantación, en \$/kW.

**S** = gastos fijos indirectos por año (sueldos, seguros, limpieza, etc.), en \$/año.

**Ks** = gastos fijos indirectos unitarios por año (coeficiente que depende del tipo de equipos generadores y de la magnitud de la central), en \$/kW.año.

**Cap** = **fres . Pmáx** = capacidad de la central, en MW.

**fres** = Factor de reserva de la central.

**Pmáx** = Demanda máxima de potencia activa en MW.

**b.Ea** = gastos directos (comprende fundamentalmente los gastos en combustibles y lubricantes), en \$/año.

**b** = gastos directos unitarios (principalmente en combustibles y lubricantes), en \$/año.

**Ea** = energía eléctrica producida por la central en un año, en kW.h/año.

Dividiendo el gasto anual **G<sub>a</sub>** de la central por la energía eléctrica generada en el año **E<sub>a</sub>**, se obtiene el costo unitario de la energía producida por dicha central (comúnmente conocido como costo del kW.h en barras de la central):

$$c_m = \frac{G_a}{E_a} = \frac{f_{res}}{T_{AUE}} \cdot (f \cdot k_c + k_s) + b \quad (3.3.4)$$

donde:

**c<sub>m</sub>** = costo promedio del kW.h producido por la central, en \$/kW.h.

**T<sub>AUE</sub>** = **E<sub>a</sub>/P<sub>máx</sub>** = tiempo anual de utilización equivalente de la central, en h/año.

Es decir, **c<sub>m</sub>** es el costo unitario de la energía eléctrica determinado en barras de la central, en [\$/kW.h], que aumenta en la medida que aumenta el factor de reserva (**f<sub>res</sub>**), y disminuye en la medida que aumenta el tiempo anual de utilización equivalente de la central para el año (**T<sub>AUE</sub>**).

Los factores:

- **k<sub>c</sub>** = capital unitario de implantación (o capital por kW instalado de la central), en \$/kW.
- **k<sub>s</sub>** = gastos fijos indirectos unitarios por año (coeficiente que depende del tipo de equipos generadores y de la magnitud de la central), en \$/kW. año; dependen del tipo de unidades convertidoras de energía que se seleccionen.

Se pueden establecer (es decir, definir valores) mediante consultas a los fabricantes especializados de los diversos equipamientos y a las empresas eléctricas productoras de energía que ya tengan en servicio bloques generadores de parecidas características.

En cambio, el gasto directo unitario **b** en \$/año para producir 1 kW.h (combustibles, lubricantes), depende preponderantemente del tipo de combustible a utilizar, lo que a su vez depende del tipo de central seleccionada.

### 3.4 Costo de la energía eléctrica en el extremo final del sistema de transmisión.

En un sistema eléctrico de potencia regional, los gastos anuales de transmisión serán:

$$G_{a(tr)} = f_{tr} \cdot k_{c(tr)} \cdot L_L + k_{s(tr)} \cdot L_L + b_{tr} \cdot e_{f(tr)} \quad (3.4.1)$$

donde:

**G<sub>a(tr)</sub>** = gastos fijos indirectos por año en sistema de transmisión (sueldos, seguros, servidumbres de paso, etc.), en \$/año.

**f<sub>tr</sub>** = coeficiente de carga financiera en el sistema de transmisión, en un año.

**k<sub>c(tr)</sub>** = capital unitario de implantación de la línea de transmisión, en \$/km.

**L<sub>L</sub>** = longitud de la línea de transmisión en cuestión, en km.

**k<sub>s(tr)</sub>** = gastos fijos indirectos unitarios por año (coeficiente que depende del nivel de tensión y tipo de línea de transmisión), en \$/km.

**b<sub>tr</sub>** = precio de la unidad de energía eléctrica puesta en la red de transmisión, en \$/kW.h

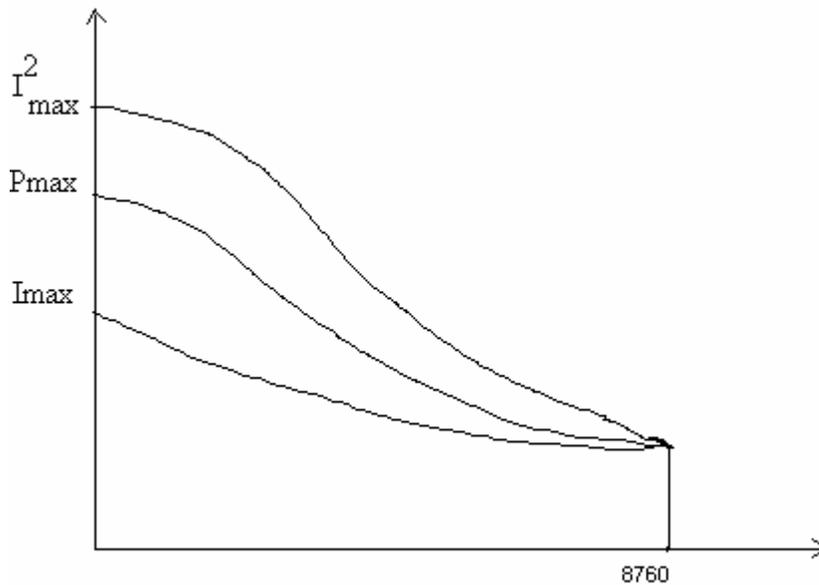
**e<sub>f(tr)</sub>** = pérdidas fijas de energía eléctrica por año, en el sistema de transmisión (que no dependen del grado de carga o de venta de energía, sino que son más bien función de la tensión de transmisión, tales como las que se producen en el hierro de los transformadores de transmisión y las originadas por el efecto corona y por pérdidas en las cadenas de aisladores de las líneas), en kW.h/año.

Los valores de  $e_{f(tr)}$  se determinan en base a datos de los protocolos de ensayos de los transformadores de potencia por un lado, y en función de la información estadística sobre condiciones atmosféricas de la región en donde se construirá la línea de transmisión (o donde está construida, si es existente) y de los datos de la línea misma, por el otro lado.

Finalmente:

$$e_{f(tr)} = e_{f(Fe)} + e_{f(corona)} + e_{f(conductancia)} \quad (3.4.2)$$

Para valorar las pérdidas anuales de energía en el sistema de transmisión  $e_{f(tr)}$ , debemos definir el concepto de tiempo anual equivalente de pérdidas por transmisión, con el siguiente razonamiento:



**Figura 3.4.1:** Curva anual de duración de  $I^2$  para una línea de transmisión dada.

En la figura 3.4.1, la curva (1) representa a la curva ordenada de las cargas a transmitir. La curva (2) es la correspondiente curva ordenada de corrientes de cargas. La gráfica (3) es correspondiente curva ordenada de:

$$I^2_{\text{fase}}$$

En dicha figura, la abscisa **TAEPJ** es la base de un rectángulo que tiene las dos propiedades siguientes:

- La altura del rectángulo es  $I^2_{\text{máx}}$
- La superficie del rectángulo:  $I^2_{\text{máx}} \text{ TAEPJ}$  es igual al área comprendida entre la gráfica (3) y los ejes coordenadas.

**TAEPJ** es el tiempo anual equivalente de pérdidas por efecto Joule, es decir, el número de horas por año en que, si hipotéticamente funcionara la línea de transmisión con la demanda máxima anual en forma constante, se producirían las mismas pérdidas por efecto Joule que las que realmente se producen durante todo el año con carga real (variable).

Se sabe que:

$$P_{\text{máx}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{máx}} \cdot \cos\phi \quad (3.4.3)$$

donde  $I_{\text{máx}}$  es el máximo promedio de la intensidad de corriente (por fase) durante 15 min.

Luego:

$$I_{\text{máx}} = \frac{P_{\text{máx}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} \quad (3.4.4)$$

entonces:

$$e_{j(\text{tr})} = 3R \cdot T_{\text{AUPJ}} \cdot \frac{P_{\text{máx}}^2}{3U^2 \cdot \cos^2\phi} \quad (3.4.5)$$

donde:

$e_{j(\text{tr})}$  = pérdidas variables de energía eléctrica por año, en el sistema de transmisión, por efecto Joule, proporcionales al cuadrado de la corriente que circula por los conductores activos (es decir, varían con la potencia transmitida), en kW.h/año.

$R$  = resistencia de cada una de las fases, en  $\Omega$ .

$T_{\text{AEPJ}}$  = tiempo anual equivalente de pérdidas en la línea de transmisión por efecto Joule, en h/año.

$U$  = tensión nominal compuesta (entre fases) de la línea de transmisión, en kV.

$P_{\text{máx}}$  = carga de pico anual (máximo promedio durante 15 min) de la línea de transmisión en cuestión, en kW.

$\cos \phi$  = factor de potencia de la carga transmitida por la línea.

Se define:

$$k_{j(\text{tr})} = \frac{R}{U^2 \cdot \cos^2\phi} \quad (3.4.6)$$

donde:

$k_{j(\text{tr})}$  = factor de pérdidas anuales de transmisión por efecto Joule, en  $\Omega/V^2$ .

luego:

$$e_{j(tr)} = T_{AEPj} \cdot k_{j(tr)} \cdot P_{\text{máx}}^2 \quad (3.4.7)$$

Finalmente, la ecuación

$$Ga_{(tr)} = f_{tr} \cdot kc_{(tr)} \cdot L_L + ks_{(tr)} \cdot L_L + b_{tr} \cdot e_{f(tr)} \quad [$/año] \quad (3.4.1)$$

es sustituida por:

$$Ga_{(tr)} = \left\{ f_{tr} \cdot kc_{(tr)} \cdot L_L + ks_{(tr)} \cdot L_L + b_{tr} [e_{f(tr)} + T_{AEPj} \cdot k_{j(tr)} \cdot P_{\text{máx}}^2] \right\} \quad [$/año] \quad (3.4.8)$$

siendo esta última, la “ecuación general de los gastos de transmisión”.

### 3.5 Costo de la energía eléctrica en los bornes del usuario.

Analicemos ahora un sistema eléctrico de potencia completo, que lógicamente incluye:

- Generación eléctrica.
- Transmisión de la energía eléctrica.
- Distribución de la energía eléctrica.

Ya hemos estudiado los conceptos de gastos de generación y transmisión de la energía eléctrica. Ahora, el estudio de los gastos anuales de distribución de la energía eléctrica se puede encarar en forma muy similar a los correspondientes al sistema de transmisión, utilizando una expresión matemática final del tipo de la (3.4.8).

El principal problema se plantea, al pretender evaluar las pérdidas anuales por efecto Joule en una red de distribución, tomando en consideración una expresión similar a la (3.4.5) para una línea de transmisión:

$$e_{j(dr)} = 3R \cdot T_{AUPJ} \cdot \frac{P_{\text{máx}}^2}{3 \cdot U^2 \cdot \cos^2 \cdot \cos\phi} \quad [\text{kW.h/año}] \quad (3.5.1)$$

donde:

$e_j(dt)$  = pérdidas variables de energía eléctrica por año, en el sistema de distribución, por efecto Joule, proporcionales al cuadrado de la corriente que circula por los conductores activos (es decir, varían con la potencia transmitida), en kW.h/año.

$R$  = resistencia de cada una de las fases en  $\Omega$ .

$T_{AEPJ}$  = tiempo anual equivalente de pérdidas en la red de distribución por efecto Joule, en h/año.

$U$  = tensión nominal de la línea de transmisión, en kV.

$P$  = máxima carga de pico anual (máximo promedio durante 15 min) de la línea de transmisión en cuestión, en kW.

$\cos \theta$  = factor de potencia de la carga transmitida por la línea.

Es difícil valorar por tramos. Se adoptan parámetros medios representativos.

Ahora bien, para calcular el costo medio de la energía eléctrica en bornes del usuario, a todos los gastos fijos de generación, transmisión y distribución, se debe agregar el "gasto fijo de comercialización".

Llamaremos "parte fija de los gastos totales", al correspondiente, a la potencia que hay que tener disponible "en la red", que el usuario puede o no utilizar.

Pero, como hemos hablado de que una parte de los gastos totales son fijos, es decir, son independientes de la cantidad de energía eléctrica facturada, resulta necesario armar una ecuación polinómica para establecer el importe total  $V$  de la factura por suministro de potencia y energía eléctrica, quedando:

$$V = v_c + b \cdot E_u \quad (3.5.2)$$

donde:

$V$  = importe total de la factura de energía eléctrica, en [\$]

$v_c$  = gasto fijo de comercialización de la energía eléctrica, que depende del procedimiento de comercialización que se hubiere adoptado, en [\$].

$E_u$  = energía eléctrica consumida por el usuario en el período de facturación, en [kW.h].

donde:

$$b = \left[ \frac{v_p}{TUE_u} + v_e \right] \quad [$/kW.h] \quad (3.5.3)$$

$$TUE_u = \frac{E_u}{P_{\max(u)}} = \text{tiempo de utilización equivalente de la potencia contratada,}$$

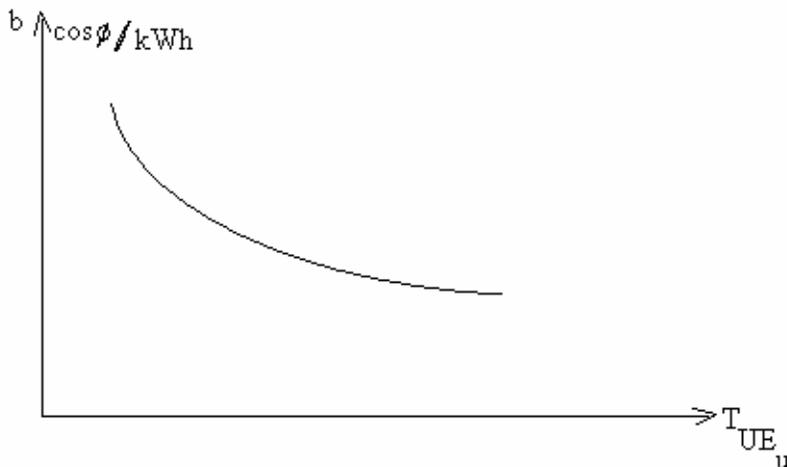
por parte del usuario, durante el período de facturación, en hs.

$v_p$  = costo unitario de la demanda de potencia activa “requerida” (en el período de facturación) por el usuario, en \$/kW

$v_e$  = costo directo unitario de la energía eléctrica consumida por el usuario, en \$/kW

$P_{\max(u)}$  = máximo promedio (durante 15 min) de la potencia activa demandada por el usuario, en el período de facturación, en [kW].

Conviene hacer notar que  $v_p$  y  $v_e$  son valores independientes del grado de uso de la demanda de potencia del usuario.



**Figura 3.5.1:** Gráfica de  $b = f(TUE_u)$

El precio unitario compuesto  $b$  [\$/kW.h], que es una función del  $TUE_u$ , varía con éste en la forma indicada en la figura 3.5.1.

### 3.6 Recaudación anual total.

Como conclusión, podemos decir que, la "recaudación anual de dinero" por parte de la Empresa o las Empresas que atienden el servicio público de electricidad, debe ser tal que cubra como mínimo los gastos que a continuación se detallan:

$$R_a \geq \{F_t + G_{a(g)} + G_{a(tr)} + G_{a(dt)} + G_{a(c)}\} \quad [\$] \quad (3.6.1)$$

donde:

**R<sub>a</sub>** = recaudación anual total por venta de potencia y energía eléctrica, en \$/año.

**F<sub>(t)</sub> = I<sub>(t)</sub> + D<sub>(t)</sub>** = carga financiera total en todo el sistema eléctrico en \$ /año.

**G<sub>a(g)</sub>** = gasto anual en generación, en \$ /año.

**G<sub>a(tr)</sub>** = gasto anual en transmisión, en \$ /año.

**G<sub>a(dt)</sub>** = gasto anual en distribución, en \$ /año.

**G<sub>a(c)</sub>** = gasto anual en comercialización, en \$ /año.

Si a la recaudación anual, se le restan los gastos anuales totales, se tiene el excedente bruto de explotación **EX<sub>(b)</sub>**, es decir:

$$EX_{(b)} = R_a - \{G_{a(g)} + G_{a(tr)} + G_{a(dt)} + G_{a(c)}\} \quad (3.6.2)$$

donde:

**EX<sub>(b)</sub>** = excedente bruto de explotación, en \$ /año.

Y el excedente neto de explotación (de todo el sistema eléctrico de potencia), resulta ser:

$$EX_{(n)} = R_a - \{I_{(tp)} + D_{(t)} + G_{a(g)} + G_{a(tr)} + G_{a(dt)} + G_{a(c)}\} \quad (3.6.3)$$

donde:

**EX<sub>(n)</sub>** = excedente neto de explotación, en \$ /año .

**I<sub>(tp)</sub>** = Interés sobre el total de préstamos tomados oportunamente, en \$ /año.

**D<sub>(t)</sub>** = Depreciación total (para todo el sistema), en \$ /año.

Lo que equivale a decir, que el excedente neto de explotación debe compensar al interés del capital propio total:

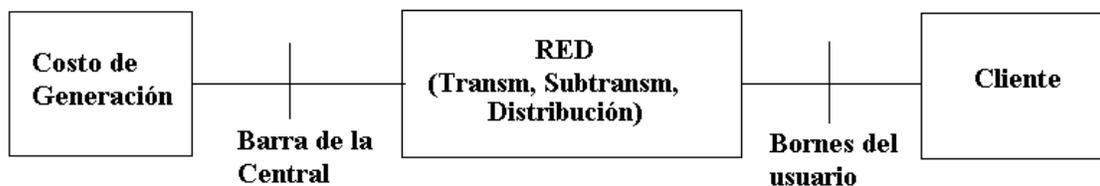
$$EX_{(n)} = I_{(tc)} \quad [\$ /año] \quad (3.6.4)$$

### 3.7 Sobre los métodos de cálculo de pérdidas para considerarlas en las tarifas.

Se han presentado dos métodos de cálculo de pérdidas para considerar su efecto en las tarifas: el método clásico o tradicional que determina las pérdidas en cada uno de los elementos del sistema eléctrico y el método de los coeficientes de consumo incremental.

La principal aplicación de estos, es estimar el costo de la energía para ser utilizado posteriormente en una nueva política de tarifas eléctricas que se viene implementando.

En los dos casos y como es lógico, los estudios giran alrededor del mismo esquema, el cual se representa a continuación:



**Figura 3.5.1:** Representación esquemática de un sistema eléctrico.

A pesar de que ambos métodos convergen a un mismo punto, los dos por separado tienen sus ventajas y desventajas.

#### 3.7.1 Método clásico.

➤ **Ventajas**

- Es de fácil comprensión ya que hace un análisis muy detallado y escalonado de las principales partes de un sistema eléctrico, esto puede verse en forma de esquema en la figura 3.5.1.
- Considera elementos no eléctricos (mano de obra, gastos complementarios, recaudación, etc.), haciendo que se acerque más a las condiciones reales de operación de una empresa.
- Maneja el cálculo de todos los gastos con mucha claridad y los abarca todos, gastos de generación, transmisión, distribución e incluso tiene en cuenta los gastos de comercialización, el cual a pesar de tener poca relación con los términos eléctricos, influye en gran medida en los gastos totales anuales.

➤ Desventajas

- Alto volumen de cálculos complejos, lo que implica que a la hora de ser utilizado ocuparía más tiempo.
- Trabaja con valores medios de carga.
- No considera las características de las plantas generadoras.

### **3.7.2 Método de los coeficientes incrementales.**

➤ Ventajas

- Facilidad de los cálculos (PSX). En una corrida se obtienen los coeficientes  $K_p$  y  $K_q$  en todos los nodos del sistema.
- Posibilidades de diferentes modelaciones ya que el programa facilita la edición de cualquier circuito.
- Valora el efecto de los gráficos de carga en sus tres estados, máxima, media y mínima. Pueden incluirse otros, si se considera necesario
- Trabaja con los consumos incrementales de las máquinas generadoras. Pueden prepararse los escenarios que se consideren

➤ Desventajas

- Trabaja sobre valores medios de los coeficientes, aunque se pueden obtener tantos como se deseen. Realmente este inconveniente no ocasiona serias afectaciones, ya que el objetivo del método es llegar a un valor promedio de  $K_p$  y  $K_q$  en los principales nodos del sistema típico.

# *CONCLUSIONES*

## CONCLUSIONES

Cuando se analizan los resultados obtenidos durante el desarrollo del trabajo se arriba a las siguientes conclusiones:

1. Para la propuesta de una tarifa eléctrica es imprescindible determinar el costo de la energía eléctrica servida a cada cliente, los que tienen diferentes categorías en cuanto a demanda y lugar de ubicación dentro del Sistema Eléctrico. Entre estos costos se encuentra el de las pérdidas técnicas, uno de los más difíciles de determinar.
2. La componente de pérdidas se ve influenciada tanto por el nivel del voltaje como por la hora del día en que se produce el consumo, aspectos que influyen apreciablemente en los resultados finales. El método aquí presentado valora estos elementos.
3. El esquema típico utilizado, sus diferentes ubicaciones dentro del SEN, así como las corridas para los tres estados típicos de carga garantizan resultados de los costos incrementales confiables.
4. Los valores obtenidos de los coeficientes  $K_p$  y  $K_q$  se ajustan muy bien a todo el estudio previo que se hace alrededor de este tema. Por ejemplo es apreciable su variación con el aumento de la demanda, con la lejanía de la subestación, al pasar por los transformadores y con el nivel del voltaje. Es importante destacar como el coeficiente  $K_q$  experimenta una mayor variación que  $K_p$ .
5. Como puede apreciarse (Tabla 2.3.9), los incrementos de los coeficientes  $K_p$  varían desde 2.43 en el nodo 1 del esquema hasta 3.02 en el nodo 12 y  $K_q$  lo hace desde 0.03 hasta 0.38. El primer incremento es solo del orden del 24 % en tanto que el segundo incrementa en más de 12 veces.
6. Con el valor de dichos coeficientes puede hacerse un estudio de la influencia que tiene, en la transferencia de potencia activa y reactiva hasta los diferentes consumidores; la lejanía, el voltaje, etc.

# RECOMENDACIONES

## **RECOMENDACIONES**

1. Continuar este trabajo tomando una mayor cantidad de líneas de muestra en los diferentes puntos del sistema, con el objetivo de hacer una valoración más exacta de los valores de los coeficientes en el SEN.
2. Valorar los resultados aquí obtenidos para su utilización en el diseño de la nueva tarifa eléctrica.
3. Ampliar la búsqueda de los coeficientes para la distribución secundaria .

# BIBLIOGRAFÍA

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Costo de la energía eléctrica y medición del consumo.  
<http://www.frsf.utn.edu.ar/investigacion/grupos/gisep/apuntes/apuntes.htm>
2. CPE1212.  
<http://www.frsf.utn.edu.ar/investigacion/grupos/gisep/apuntes/CPE1212.pdf>.
3. García Sánchez Z. Manual para las aplicaciones docentes del PSX. Trabajo de Diploma. Departamento de Electroenergética, UCLV, 2002.
4. González Cueto J.A. Aplicación y desarrollo de métodos para el análisis de redes eléctricas de potencia. Tesis para optar el grado científico de Doctor en Ciencias, UCLV, 2000.
5. Negrín Jáuregui IE. Evaluación de los coeficientes incrementales de pérdidas en la red de Sancti Spíritus. Trabajo de Diploma. Departamento de Electroenergética, UCLV, 1991.
6. Pérez González L. Consumo incremental de la potencia reactiva en el Sistema Electroenergético Nacional. Trabajo de Diploma. Departamento de Electroenergética UCLV, 1989.
7. Stevenson William D. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Edición Revolucionaria, 1977.

