

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**" FACTORES DE NODO DEL SNI, METODOS Y
ANALISIS DE SENSITIVIDAD "**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO EN LA ESPECIALIDAD DE
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

GABRIEL BENJAMIN SALAZAR YEPEZ

QUITO - ECUADOR

ABRIL DE 2000

DEDICATORIA

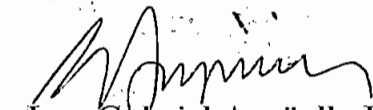
Por todo el apoyo recibido por parte de Ivonne, mi esposa, por toda la inspiración que me dió Gabrielito, mi hijo, y por toda la ayuda que con mucho esfuerzo, me dieron mis Padres; este trabajo está dedicado a todos ellos.

AGRADECIMIENTO

Quedo muy agradecido por toda la valiosa ayuda prestada por parte de los Ingenieros Gabriel Argüello, Fabián Novoa y por todo el personal de la Dirección de Transacciones Comerciales del CENACE, quienes gracias a sus sabios consejos, guiaron en buena forma este trabajo.

CERTIFICACION

Certifico que la Tesis "Determinación de los Factores de Nodo del SNI, métodos y análisis de sensibilidad", fue realizada en su totalidad por el Sr. Gabriel Benjamín Salazar Yépez, bajo mi dirección y asesoramiento.


**Ing. Gabriel Argüello R.
DIRECTOR DE TESIS**

INDICE

1	FACTORES DE NODO DE LA ENERGIA ELECTRICA _____	1
1.1	RESUMEN: _____	1
1.1.1	Agentes del MEM _____	2
1.1.2	Entidades del Sector Eléctrico _____	3
1.2	DEFINICIONES PRINCIPALES _____	4
1.3	FIJACION DE PRECIOS EN MERCADOS ELECTRICOS MAYORISTAS _____	6
1.3.1	Síntesis _____	6
1.4	FACTORES DE NODO DE LA ENERGÍA ELECTRICA _____	7
1.5	DESPACHO ECONOMICO Y PRECIOS NODALES _____	10
1.6	BARRA DE MERCADO O NODO DE REFERENCIA _____	15
2	TEORIA RELATIVA A LOS FACTORES DE NODO _____	16
2.1	FLUJO DE CARGA AC _____	16
2.1.1	El método de Gauss -Seidel _____	19
2.1.2	Método de Newton-Raphson _____	19
2.1.3	Flujo de Potencia Desacoplado _____	24
2.2	FLUJO DE CARGA DC _____	31
2.3	PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN _____	37
2.3.1	Un sistema de dos Generadores _____	37
2.3.2	Ecuaciones de coordinación, Pérdidas incrementales y Factores de Nodo. _____	40
2.3.3	La Fórmula de la Matriz B de pérdidas. _____	43
2.3.4	Derivación de la formula de la Matriz B de Pérdidas _____	47
2.3.5	Cálculo de la Matriz de Pérdidas _____	54
2.4	CALCULO DE FACTORES DE NODO _____	56
2.4.1	Una discusión sobre la Barra de Referencia versus los factores de nodo en el centro de carga. _____	56
2.4.2	Factores de nodo calculados en la barra de referencia directamente de un flujo de carga AC. _____	60
2.4.3	Factores de Nodo calculados en la barra de referencia utilizando un flujo de carga DC.62	62
2.4.4	Cálculo de los Factores de Nodo por el método del Jacobiano. _____	64
2.5	FORMULACION ACERCA DE LA TEORIA DE LOS FACTORES DE NODO _____	67
2.5.1	Relación matemática entre Factores de Nodo por Matriz de Pérdidas y Factores de Nodo con respecto a la Barra de Referencia. _____	68
2.5.2	Relaciones de Factores de Nodo, con aquellos calculados en el Centro de Carga del Sistema. _____	71
2.5.3	Los Precios Marginales Nodales NO cambian con el cambio de la barra de referencia. _____	72
2.5.4	Cálculo de FACTORES NODALES al cambiar la referencia. _____	74

3	APLICACIÓN DE LA TEORIA DE FACTORES DE NODO EN PROCEDIMIENTOS DEL MEM	16
3.1.	TÉRMINOS AFINES A LA TEORÍA DE LOS FACTORES DE NODO.	76
3.2.	QUÉ DICE LA REGLAMENTACIÓN?	82
3.2.1.	Del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.	82
3.2.2.	Del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.	84
3.3.	FIJACION DE LOS PRECIOS DEL MEM.	86
3.3.1.	Mecanismo de Cálculo de Factores de Nodo.	86
3.4.	MECANISMO DE CALCULO DEL COSTO MARGINAL DE ENERGIA.	90
3.4.1.	En Operación Normal.	90
3.4.2.	En Caso de Desabastecimiento.	90
3.5.	MECANISMO DE CALCULO DEL PRECIO NODAL DE LA ENERGIA.	91
3.6.	DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION.	91
3.6.1.	Componentes de Costo.	91
3.6.2.	Declaración de Costos.	92
3.6.3.	Fecha y Plazo para la Declaración.	92
3.6.4.	Reajuste.	93
3.7.	DETERMINACION DE LA UNIDAD MARGINAL	95
3.7.1.	Antecedentes	95
3.7.2.	Consideraciones Iniciales	97
3.1.3.	Conclusiones	99
3.8.	DESPACHO ECONOMICO HORARIO	99
3.8.1.	Demanda Horaria.	100
3.9.	LIQUIDACION DE ENERGIA	101
3.9.1.	Liquidación de las Transacciones de Energía de Distribuidores y Grandes Consumidores.	102
3.9.2.	Liquidación de las Transacciones de Energía de Generadores.	106
3.9.3.	Liquidación a la Empresa de Transmisión.	112
3.10.	APLICACIÓN DE LA TEORIA DE LOS FACTORES DE NODO EN OTROS MEM LATINOAMERICANOS.	116
3.10.1.	Argentina (CMMESA).	116
3.10.2.	Panamá	124
3.10.3.	Bolivia	125
3.10.4.	Colombia	128
4.	METODOLOGIAS DE CALCULO DE LOS FACTORES DE NODO	134
4.1.	INTRODUCCIÓN	134
4.2.	FACTORES DE NODO OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE CARGA AC (Newton Raphson – Completo).	135
4.2.1.	Herramienta Utilizada	135
4.2.2.	Metodología de cálculo, utilizando datos de potencias horarias.	136
4.2.3.	Metodología de cálculo, utilizando datos de energías horarias	138

4.3.	FACTORES DE NODO OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE CARGA AC (Newton Raphson desacoplado rápido).	139
4.3.1.	Herramienta utilizada	139
4.3.2.	Metodología de cálculo.	140
4.4.	FACTORES DE NODO OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE CARGA DC (APROXIMADOS)	141
4.4.1.	Herramienta utilizada	141
4.4.2.	Metodología de cálculo.	141
4.5.	DATOS TÉCNICOS DEL MODELO DEL S.N.I., UTILIZADO PARA LA SIMULACIÓN.	143
5.	ANÁLISIS DE LOS FACTORES DE NODO	152
5.1	OBTENCIÓN DE FACTORES DE NODO PROMEDIO PONDERADOS.	152
5.1.1	Introducción	152
5.1.2	Presentación de Resultados.	158
5.1.3	Análisis de Resultados.	158
5.2	OBTENCIÓN DE FACTORES DE NODO POR BANDA HORARIA	159
5.2.1	Introducción	159
5.2.2	Presentación de Resultados.	161
5.2.3	Análisis de Resultados.	162
5.3	DETERMINACIÓN DE FACTORES ESTACIONALES TIPO	164
5.3.1	Introducción	164
5.3.2	Presentación de Resultados.	167
5.3.3	Análisis de Resultados.	167
5.4	ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD DE LOS FACTORES DE NODO APLICADOS EN LIQUIDACIONES DE ENERGÍA.	168
5.4.1	Introducción.	168
5.4.2	Presentación de Resultados.	170
5.4.3	Análisis de Resultados	171
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
6.1.	CONCLUSIONES.	219
6.2.	RECOMENDACIONES.	222

CAPITULO 1

CAPITULO 1

1. FACTORES DE NODO DE LA ENERGIA ELECTRICA

1.1 RESUMEN:

Un Sistema Nacional Interconectado, se encuentra constituido de Centros de Generación, Red de Transporte y Centros de Carga o Consumo (Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores)

Anteriormente en el Ecuador el Sector Eléctrico, estaba constituido por un modelo de Monopolio Verticalmente Integrado, que era el del INECEL, en el cual no se tenían muchas opciones para un libre Mercado de la Energía Eléctrica. Pero es a partir del 1 de Abril de 1999, que entra en vigencia un Modelo de Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), como el de la figura 1.1, en el cual se dan formas distintas de negociar con la Energía Eléctrica. Este modelo tiene como característica básica la competencia en la generación, con la transmisión nacional centralizada y la distribución por área en régimen de monopolio, excepto para los grandes consumidores.

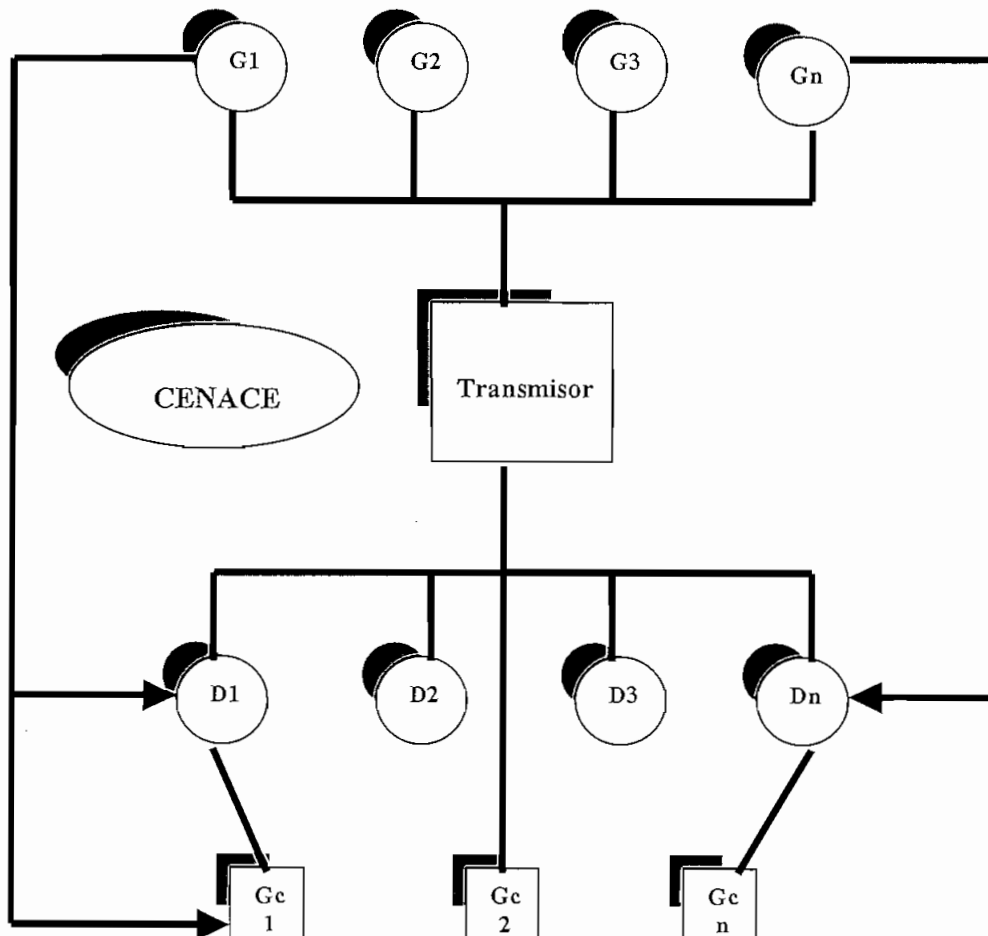


Fig 1.1

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se compone de:

- a) *Un Mercado a Término*: con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre generadores y consumidores.
- b) *Un Mercado SPOT*: con precios sancionados en forma horaria en función del COSTO económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo, medido en la Barra de Mercado, que es un nodo físico perfectamente definido de la red eléctrica.
- c) *Exportación e importación de Energía*: por parte de quienes tengan Concesiones, Permisos o Licencias.

1.1.1 AGENTES DEL MEM

El MEM tiene como agentes a los siguientes:

- Generadores.
- Distribuidores.
- Grandes Consumidores.
- Quienes realicen actividades de Exportación o Importación de Energía.

El Transmisor:

“El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.

Mediante el pago del correspondiente peaje, el transmisor y los distribuidores están obligados a permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, transformación y distribución de sus sistemas, de acuerdo con los términos de la presente Ley y sus reglamentos.

Para los fines de esta Ley la capacidad de transmisión incluye la de transformación y el acceso a toda otra instalación o servicio que el CONELEC determine, siempre y cuando esas instalaciones sean directamente necesarias para la prestación del servicio respectivo. El transmisor y los distribuidores no podrán otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones para el transporte de energía, a los generadores, consumidores o distribuidores; excepto, las que puedan fundarse en categorías de consumidores o en diferencias concretas y objetivas que se determinen mediante el reglamento respectivo.

El transmisor no podrá comercializar energía eléctrica” [1].

- Se convierte en el vínculo entre los agentes del MEM.
- Se la define en el Ecuador como una Empresa Monopólica con la obligación de dar libre acceso a la red a cualquier agente y de realizar la expansión del sistema.
- No tiene nada que ver en la comercialización de la energía.

1.1.2 ENTIDADES DEL SECTOR ELECTRICO

El nuevo modelo del Sector Eléctrico requiere de entidades que den las normas, las regulaciones y que lo administren tanto comercial como técnicamente, estas son:

CONELEC “Créase el Consejo Nacional de la Electricidad CONELEC, como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa.

El CONELEC no ejercerá actividades empresariales en el sector eléctrico. Se encargará de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica. Ejercerá además todas las actividades de regulación y control definidas en esta Ley.

Tendrá su sede en la capital de la República, aprobará su estructura orgánica y los reglamentos internos que se requiera para su funcionamiento. Sus actuaciones se sujetarán a los principios de descentralización, desconcentración, eficiencia y desregulación administrativa que establece la Ley de Modernización” [1].

Tendrá a su cargo las siguientes funciones dentro del MEM:

- Regulación del Sector Eléctrico
- Fijación de Tarifas.
- Otorgar Concesiones, Permisos o Licencias a distintos agentes.
- Supervisión.
- Planificación.

CENACE “El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, se constituirá como una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encargará del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final”. [1]. Tiene a su cargo las siguientes funciones:

- Planificación Operativa.
- Programación de los mantenimientos.
- Despacho económico horario.
- Supervisión en tiempo real del S.N.I.
- Proveer información a los diferentes actores del MEM.

1.2 DEFINICIONES PRINCIPALES

Costo Marginal de la Energía Eléctrica.-

- Se lo mide en la Barra de Mercado y representa el costo económico de generar el próximo kWh.
- Se denomina Costo Marginal o Precio de Mercado (λ) al que resulta de realizar el despacho económico de la oferta de generación en la Barra de Mercado y el costo de producir el siguiente kWh.

Barra de Mercado.-

- Es una barra física del sistema en la cual se sanciona el precio marginal del sistema. Es decir en dicho nodo se efectúa el despacho económico.
- Es una barra eléctrica de una subestación específica, asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio.

Factor de Nodo.-

- Factor de Nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.
- Es un factor que penaliza el costo de llevar o traer la energía de un generador o de una carga a o desde la barra de mercado, este factor incluye las pérdidas marginales de transmisión ante una variación de la inyección de generación o del retiro de carga en dicho nodo con respecto al nodo de referencia.
- El factor de Nodo de un nodo “i” es la relación entre el precio de la energía puesta en ese punto y el precio de la energía en el centro de carga (precio de mercado).
- Se define como Factor de Nodo de las barras del sistema de transmisión a la relación entre el precio de la energía en esas barras y el de Mercado asociado al nivel de pérdidas marginales relacionado con los intercambios de dicho nodo respecto del Mercado.

- El Factor de Nodo (F_{ni}) de un nodo "i", con respecto a un nodo que se toma como referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo "i" el costo marginal incorpora las pérdidas de transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte.

1.3 FIJACION DE PRECIOS EN MERCADOS ELECTRICOS MAYORISTAS

1.3.1 SINTESIS

El sistema nodal dentro del funcionamiento de un Mercado Eléctrico Mayorista, se constituye en una metodología eficiente para la determinación de precios de la energía eléctrica tanto temporal como espacialmente. El valor de la energía varía según la hora o tiempo de producción así como por el lugar donde es producida o utilizada. El concepto de precio de la energía en un nodo del sistema de transmisión refleja entonces el costo de producción en cierto instante y el costo de transportarla hasta dicho nodo. Adicionalmente el sistema nodal proporciona la viabilidad requerida tanto para la contratación de energía cuanto para la liquidación de transacciones al permitir valorar la energía en los puntos de inyección y retiro. [19]

El costo marginal de la energía del sistema fija el precio del mercado que los compradores están dispuestos a pagar y el precio con el que se remunera a los vendedores del MEM.

El valor de la energía varía en función del tiempo (t) y el lugar donde es producida o utilizada. Concepto temporal y espacial. El sistema nodal es adecuado para la fijación temporal y espacial del precio de la energía.

Se considera al Mercado ubicado en el centro de carga del sistema. El despacho óptimo se realiza en este nodo, o sea, incluyendo no solo los costos marginales de operación de los generadores sino también las pérdidas marginales del transporte.

El precio de la energía llevado al centro de carga resulta entonces en un valor único llamado Precio Marginal del Sistema o Precio de Mercado y que representa al costo económico de generar el próximo kWh. Todos los generadores del Sistema cobran su energía al precio marginal afectado por un factor que tiene en cuenta el pago de las pérdidas y el servicio de transporte. Los generadores que produzcan su energía más barata (infra-marginales) tendrán, en concepto de venta de energía, un beneficio y en particular la máquina que esté fijando el precio marginal tendrá un beneficio nulo.

Los precios nodales de energía en todos los puntos de la red, se obtienen a partir del Precio de Mercado multiplicado por su factor de nodo. Los generadores cobran y los consumidores pagan la energía que producen o consumen a su respectivo precio nodal.

En consecuencia los factores nodales son los vínculos esenciales en la determinación de precios en cada nodo y vinculan también eléctricamente a los Agentes a través de la red de transmisión. Los factores nodales varían hora a hora en función de la variación del despacho y están influenciados fuertemente por la configuración del sistema de transmisión. Estos factores son una herramienta que lleva implícita gran información, ya que además de darnos señales adecuadas para la valoración espacial de la energía, nos da también señales de cómo está distribuida tanto la carga como la generación dentro de nuestro sistema y donde sería factible la instalación de nueva generación.

1.4 FACTORES DE NODO DE LA ENERGÍA ELECTRICA

El factor de nodo en un punto de la red es la relación entre el precio de la energía puesta en ese punto y el precio de la energía en el centro de carga (Precio de

Mercado). El precio de la energía varía a lo largo de la red debido a que quien la usa en ese lugar está asumiendo implícitamente el pago de pérdidas y transporte hasta el centro de carga. Como ejemplo se puede decir que si un generador está llevando energía desde un área remota hacia el centro de carga, el precio de la energía generada será menor al precio de Mercado debido a que ese generador está pagando implícitamente las pérdidas y el transporte hasta el centro de carga. Análogamente, un consumidor que está trayendo energía desde el centro de carga verá en su área, un precio de energía mayor al del Mercado. [12]

Como ejemplo, en el esquema de la figura 1 se representa un sistema de dos barras vinculadas por una línea de transmisión.

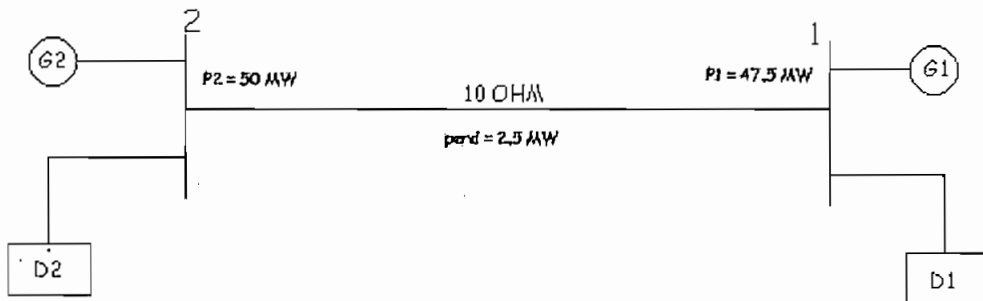


Fig. 1

Asumamos las siguientes posiciones: a) la potencia se está transmitiendo desde la barra 2 hacia la barra 1, b) el centro de carga está en la barra 1, c) el generador 2, más barato que el generador 1, está operando a potencia máxima y el generador 1, operando con margen de potencia, está fijando el precio de la energía. Este precio sería EL PRECIO MARGINAL DEL SISTEMA y está fijado por el costo que tendría la generación del próximo kWh de energía, d) los valores de potencia transmitida en cada extremo y pérdidas de la línea están indicados en la figura, e) se hace la simplificación de despreciar la potencia reactiva.

Si ahora suponemos que la demanda aumenta en la barra 1 en 1 MW (fig 2), esta variación de demanda la va a asumir el generador 1, el cual va a aumentar su potencia en exactamente 1 MW.

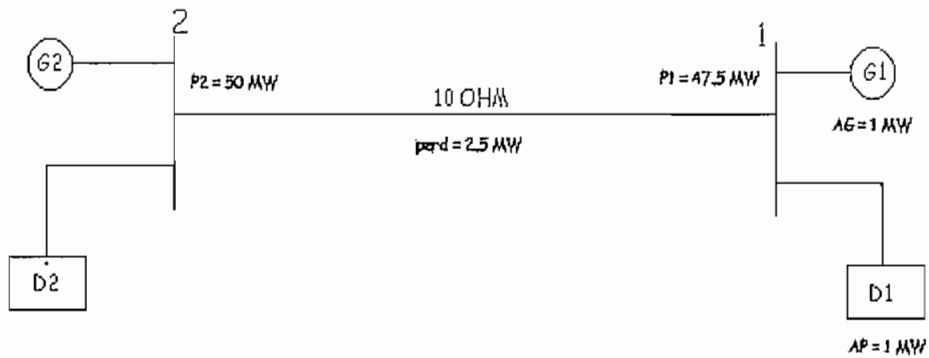


Fig. 2

Es decir que el aumento de demanda en la barra 1 requiere del mismo aumento de generación de la máquina que está fijando el precio del sistema. Si ahora se supone que el aumento de demanda se da en la barra 2 (fig 3), esto implicará una disminución de la potencia transmitida y por lo tanto un decremento de las pérdidas Δperd . Bajo esta situación el generador 1 no va a aumentar su generación en 1 MW sino en un valor menor (debido a que disminuyeron las pérdidas del sistema).

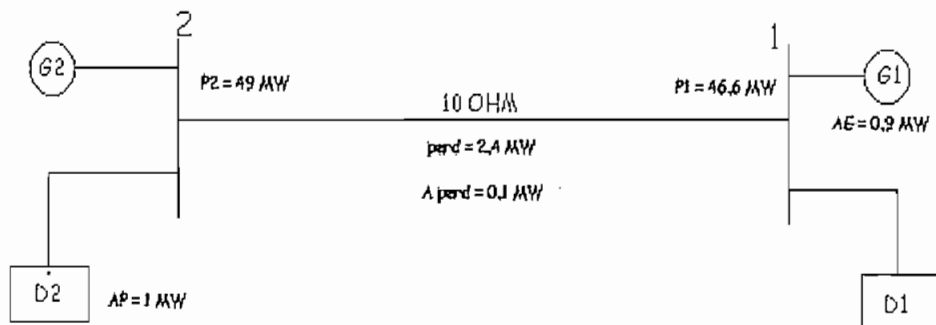


Fig. 3

La disminución de pérdidas resulta en:

$$\Delta \text{perd} = 2.5 \text{ MW} - 2.4 \text{ MW} = 0.1 \text{ MW}$$

Esto significa que el generador 1 aumentará su generación en:

$$\Delta G = 1.0 \text{ MW} - 0.1 \text{ MW} = 0.9 \text{ MW}$$

Es decir que el aumento de demanda de la barra 2 requirió de un aumento equivalente del 90% de la potencia de la máquina que estaba fijando el precio. Es decir que llevar energía a la barra 2 cuesta el 90% de lo que cuesta en la barra 1, o sea, el 90% del precio marginal del sistema. Este método está basado en las pérdidas marginales del transporte y se define un FACTOR DE NODO que representa la relación entre el precio de la energía en ese nodo y en el Mercado o centro de carga. En el ejemplo el Factor de Nodo de la barra 2 resulta ser igual a 0.9. [12]

$$\text{FN} = 1 + \left(\frac{\partial \text{perd}}{\partial P} \right)$$

$$\text{FN} = 1 + \left(\frac{-0.1 \text{ MW}}{1 \text{ MW}} \right) = 0.9$$

1.5 DESPACHO ECONOMICO Y PRECIOS NODALES

Si un sistema de potencia consiste de n unidades de generación para abastecer una demanda total de PD a través de un sistema de transmisión, existirán pérdidas PL que son función de las potencias de generación y de demanda del sistema. El despacho económico consiste en determinar las potencias de generación de las n

unidades que satisfagan la demanda PD al mínimo costo de producción. El costo de producción de cada generador está determinado por su curva de entrada-salida f_i (P_{gi}). El costo total del sistema es obviamente la suma de los costos de producción de cada unidad.

Matemáticamente el problema consiste en minimizar la función objetivo FT que es costo total de producción sujeta a la restricción que es cumpla el balance de la potencia activa del sistema, es decir:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad FT &= f_1 + f_2 + \dots + f_n = \sum_{i=1}^n f_i(P_{gi}) \\ PD + PL - \sum_{i=1}^n P_{gi} &= \phi = 0 \end{aligned}$$

La solución del problema se obtiene al resolver el siguiente sistema de ecuaciones denominadas **ecuaciones de coordinación** obtenidas a su vez de la derivación de la función de Lagrange. $L = FT + \lambda\phi$:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_i}{\partial P_{gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial P_{gi}} \right) &= 0 \quad (1) \\ PD + PL - \sum_{i=1}^n P_{gi} &= \phi = 0 \end{aligned}$$

Al resolver el sistema de ecuaciones se obtiene el valor de λ y los P_{gi} que además deben estar dentro de sus límites. Existen dos métodos para la solución de estas ecuaciones, el primero o clásico en el despacho económico que consiste en expresar la potencia PL en función de las potencias de generación a través de los denominados coeficientes de pérdidas B; el otro método es la incorporación de las ecuaciones de flujo de potencia como restricciones del problema de optimización; método denominado flujo óptimo de potencia. Una variante al flujo óptimo es la solución de las ecuaciones antes indicadas determinando las pérdidas incrementales o

marginales de transmisión a partir de jacobiano de las ecuaciones del flujo de potencia en el punto de solución.

Se definen las siguientes expresiones como:

$$\frac{df_i}{dP_{gi}} \quad \text{Costo marginal o incremental de generador } i$$

$$\frac{\partial PL}{\partial P_{gi}} \quad \text{Pérdidas marginales de transmisión debido al generador } i$$

$$\lambda \quad \text{Costo marginal del sistema}$$

$$F_{ni} = \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial P_{gi}} \right) \quad \text{Factor de nodo del generador } i.$$

La forma detallada de cálculo de las pérdidas de transmisión y de los factores de nodo se la hace por varios métodos, los cuales se encuentran expuestos en el capítulo # 2 de este trabajo de tesis.

De las ecuaciones de coordinación y de las definiciones anteriores se establece lo siguiente: Las funciones de costo f_i son normalmente cuadráticas, por lo que los costos marginales de los generadores se expresan como funciones lineales de las potencias, en este caso los generadores que no están en sus límites trabajan a igual costo marginal que a la vez es del sistema. Cuando las funciones de costo se las aproxima a lineales, los costos marginales de los generadores son constantes y no es posible obtener una solución a igual costo marginal por lo que para obtener el despacho económico, los costos marginales de cada generador afectado por el correspondiente factor de nodo, se ordenan de menor a mayor hasta satisfacer la carga y pérdidas del sistema, el último generador de esta forma establece el costo marginal del sistema λ . [19]

En lo relacionado con las magnitudes relativas de factor de nodo se tiene que si se incrementa una potencia en el nodo i y aumentan las pérdidas, las pérdidas marginales son positivas y por tanto el factor de nodo es menor que 1.

Lo indicado puede resumirse en las siguientes expresiones derivadas de las ecuaciones de coordinación.

$$\frac{df_i}{dP_{gi}} \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial P_{gi}} \right)^{-1} = \lambda$$

Lo que es igual a:

$$\frac{df_i}{dP_{gi}} \frac{1}{F_{ni}} = \lambda \quad (2)$$

Es decir los costos marginales de generación divididos para su factor de nodo deben ser iguales en el punto económico. Cuando las funciones de costo son lineales todas las unidades se les carga a su máximo según el orden de mérito dado por la ecuación (2) siendo la última unidad despachada la que establece el costo marginal del sistema. Cuando no se considera el sistema de transmisión, es decir un sistema sin pérdidas todos los factores nodales serían igual a 1. El efecto de incluir el sistema de transmisión y por tanto las pérdidas marginales de transmisión, determina que los costos marginales varíen en cada nodo o barra de la red. Efectivamente, si se ha determinado el costo del sistema de acuerdo con (2) la relación de costos entre cualesquiera dos barras p y q del sistema es:

$$\frac{df_p}{dP_p} \frac{1}{F_{np}} = \frac{df_q}{dP_q} \frac{1}{F_{nq}} = \lambda \quad (3)$$

Donde F_{np} y F_{nq} son los factores nodales de las barras p y q respectivamente y, dfp/dPp y dfq/dPq son los **precios marginales nodales** de p y q . No necesariamente p o q o ambos deben ser nodos de generación, es decir es cualquier nodo de la red de transmisión. La expresión (3) es de gran importancia pues establece el precio marginal de la energía en cualquier nodo p del sistema dado por:

$$\frac{dfp}{dPp} = \lambda F_{np} = \rho_p \quad (4)$$

Por lo tanto el precio nodal de energía esta dado por el producto del costo marginal del sistema multiplicado por el correspondiente factor de nodo. Siendo el costo marginal de generación del sistema obtenido de la ecuación (2).

En general los factores nodales son menores que 1 para nodos generadores o exportadores y mayores que 1 para nodos de demanda o importadores. Examinando la expresión (4), vemos que el precio marginal nodal para un nodo exportador es menor que el de Mercado y a ese precio son remunerados por su producción horaria de energía los generadores ubicados en ese nodo o a ese precio pagan la energía los distribuidores conectados al nodo; alternativamente para un nodo importador el precio nodal es mayor que el de Mercado y por tanto a ese precio son remunerados por su producción horaria de energía los generadores ubicados en ese nodo o a ese precio pagan la energía los distribuidores conectados al nodo.

De los resultados de esta señal económica, que indica que los precios nodales pueden ser menores o mayores que el precio marginal del Mercado, aparece la necesidad para los Agentes de mejorar su vinculación con el Mercado con inversiones en transmisión, a la vez que orienta a la nueva generación las mejores posibilidades de ubicación. [19]

1.6 BARRA DE MERCADO O NODO DE REFERENCIA

El precio de la energía se la define en una barra de referencia en la que se minimizan los costos de operación de los generadores incluyendo su participación en las pérdidas de transmisión hasta dicha barra. La barra escogida como referencia es la denominada *Barra de Mercado* y la participación en las pérdidas se la hace a través de los *Factores de Nodo*.

La expresión para el precio nodal de la energía dada por la ecuación (4) sugiere que existe o debe seleccionarse un nodo en el cual el factor de nodo sea 1 de tal forma que el precio marginal de ese nodo coincide con el de Mercado.

El nodo así seleccionado se le denomina nodo de referencia o Barra de Mercado.

$$\frac{dfp}{dPp} = \lambda \quad (5)$$

De esa forma se puede definir que la Barra de Mercado es el nodo en el que se sanciona el precio marginal del sistema. Es decir en dicho nodo se efectúa el despacho económico mediante la expresión (2), y por tanto los factores nodales Fni son calculados respecto a esta referencia. Como se demostrará a continuación en el capítulo # 2 de este trabajo, el nodo de referencia o Barra de Mercado así conceptualizado puede ser cualquier nodo del sistema de transmisión. Si se cambia la referencia obviamente cambia el precio marginal del mercado, cambian los factores nodales pero el precio marginal nodal no se ve afectado y por tanto los cobros o pagos horarios de energía que se realizan con precios nodales no se afectan. Estos conceptos son de gran importancia en el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista. [19]

CAPITULO 2

CAPITULO 2

2 TEORIA RELATIVA A LOS FACTORES DE NODO

El balance entre generación y carga más pérdidas, tiene que ser mantenido cuando se está en la búsqueda de las condiciones óptimas de operación de un Sistema de Potencia. La distribución de carga va a ser conocida y las plantas de generación serán determinadas mediante un Despacho Económico, las pérdidas corresponden a una variable desconocida que es muy importante de ser evaluada. Esta evaluación puede llevarse a cabo mediante métodos exactos de flujo de carga o métodos aproximados.

Flujo de carga es el nombre que se da a la solución de una red eléctrica, que permite encontrar las corrientes, voltajes y los flujos de potencia en todas las barras del sistema.

Normalmente se asume que el sistema es balanceado y es común el uso de los términos, Flujo de Carga, para soluciones únicamente de secuencia positiva.

2.1 FLUJO DE CARGA AC

El método de Flujo de Carga AC resuelve un sistema de ecuaciones No Lineales, que representan los flujos de potencia a través de los elementos de la red. Esta resolución, se la hace por medio de algoritmos iterativos, siendo el más popular el de Newton Raphson simplificado, que utiliza la matriz Jacobiana con los criterios de desacoplamiento.

El flujo de carga AC implica que se deben tener distintos tipos de especificaciones de Barras, como las mostradas en la figura 2.1, es de notar que las combinaciones $[P, \theta]$, $[Q, |E|]$ y $[Q, \theta]$ son combinaciones generalmente no utilizadas.

TIPO DE BARRA	P	Q	E	0	Observaciones
CARGA	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			Características propias de la carga
VOLTAJE CONTROLADO	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		Se asume que E permanece constante
GENERACION O COMPENSADOR SINCRONICO	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		Generador o Compensador Sincrónico (P = 0), cosiderando el límite de VAR
GENERACION O COMPENSADOR SINCRONICO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			Q- límite inferior de VAR Q+ límite superior de VAR
IMPEDANCIA A TIERRA					Es necesario que sea dada Z
REFERENCIA			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Barra Oscilante, ajusta el flujo neto de potencia manteniendo el voltaje constante

Fig. 2.1 Especificaciones de Barras en flujos de potencia.

La red de transmisión consiste en impedancias complejas entre barras y de estas a tierra. Un ejemplo es dado por la figura 2.2. Las ecuaciones pueden ser escritas en forma matricial, de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{12} & -y_{12} & 0 & 0 \\ -y_{12} & (y_{12} + y_{2g} + y_{23}) & -y_{23} & 0 \\ 0 & -y_{23} & (y_{23} + y_{3g} + y_{34}) & -y_{34} \\ 0 & 0 & -y_{34} & (y_{34} + y_{4g}) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

(todas las I, E, son complejas)

Esta matriz es llamada *la matriz Y de red*, la cual viene dada así:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \\ E_4 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Las reglas para formar la matriz Y son

Si una línea existe desde i hasta j

$$Y_{ij} = y_{ij}$$

y

$$Y_{ii} = \sum_j y_{ij} + y_{ig}$$

j sobre todas las líneas conectadas hacia i

La ecuación para la inyección de potencia a una barra, es usualmente escrita como:

$$\frac{P_k - jQ_k}{E_k^*} = \sum_{j=1}^n Y_{jk} E_j + Y_{kk} E_k \quad (2.3)$$

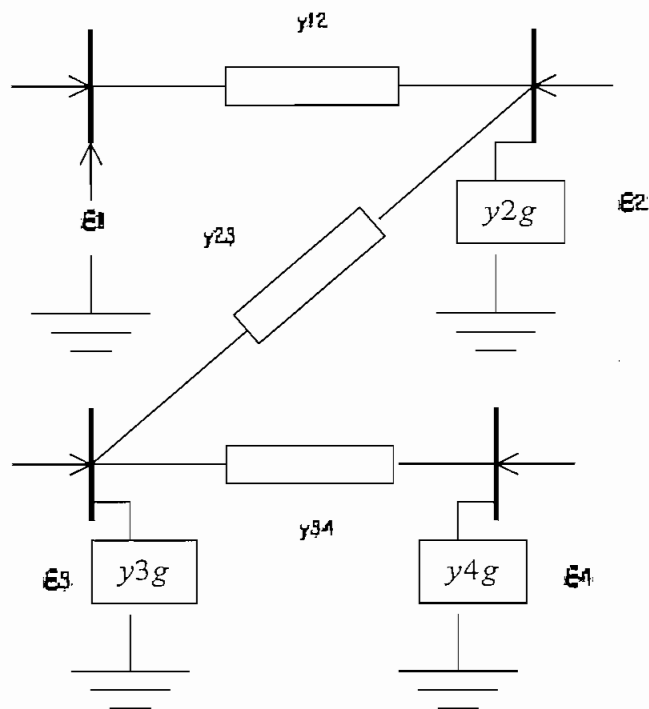


Fig. 2.2 Red de AC de 4 barras

2.1.1 El método de Gauss -Seidel

Los voltajes en cada barra, pueden ser resueltos usando el método de Gauss -Seidel. La ecuación en este caso es:

$$E_k^{(\alpha)} = \frac{1}{Y_{kk}} \frac{(P_k - jQ_k)}{E_k^{(\alpha-1)*}} - \frac{1}{Y_{kk}} \left[\sum_{j < k} Y_{jk} E_j^{(\alpha)} + \sum_{j > k} Y_{jk} E_j^{(\alpha-1)} \right] \quad (2.4)$$

Voltaje para la iteración α

El método de Gauss-Seidel fue el primer método de flujo de carga AC que fue desarrollado para darse solución en un computador digital. Este método es caracterizado por su resolución larga debido a su lenta convergencia y a menudo se presentan dificultades cuando se tienen inusuales condiciones de la red, tales como ramas de reactancias negativas. El proceso de solución es el que se muestra en la figura 2.3.

2.1.2 Método de Newton-Raphson

Una de las desventajas del método de Gauss-Seidel en realidad es que cada barra está tratada independientemente, lo que hace más lenta la convergencia. Cada corrección para una barra requiere posteriores correcciones para todas las barras, porque estas están interconectadas entre sí. El Método de Newton -Raphson está basado en la idea de ir calculando las correcciones mientras va tomando en cuenta todas las iteraciones.

El método de Newton introduce la idea de un error en una función $f(x)$ conduciendolo, a cero, al realizar ajustes en Δx para la variable independiente asociada con la función.

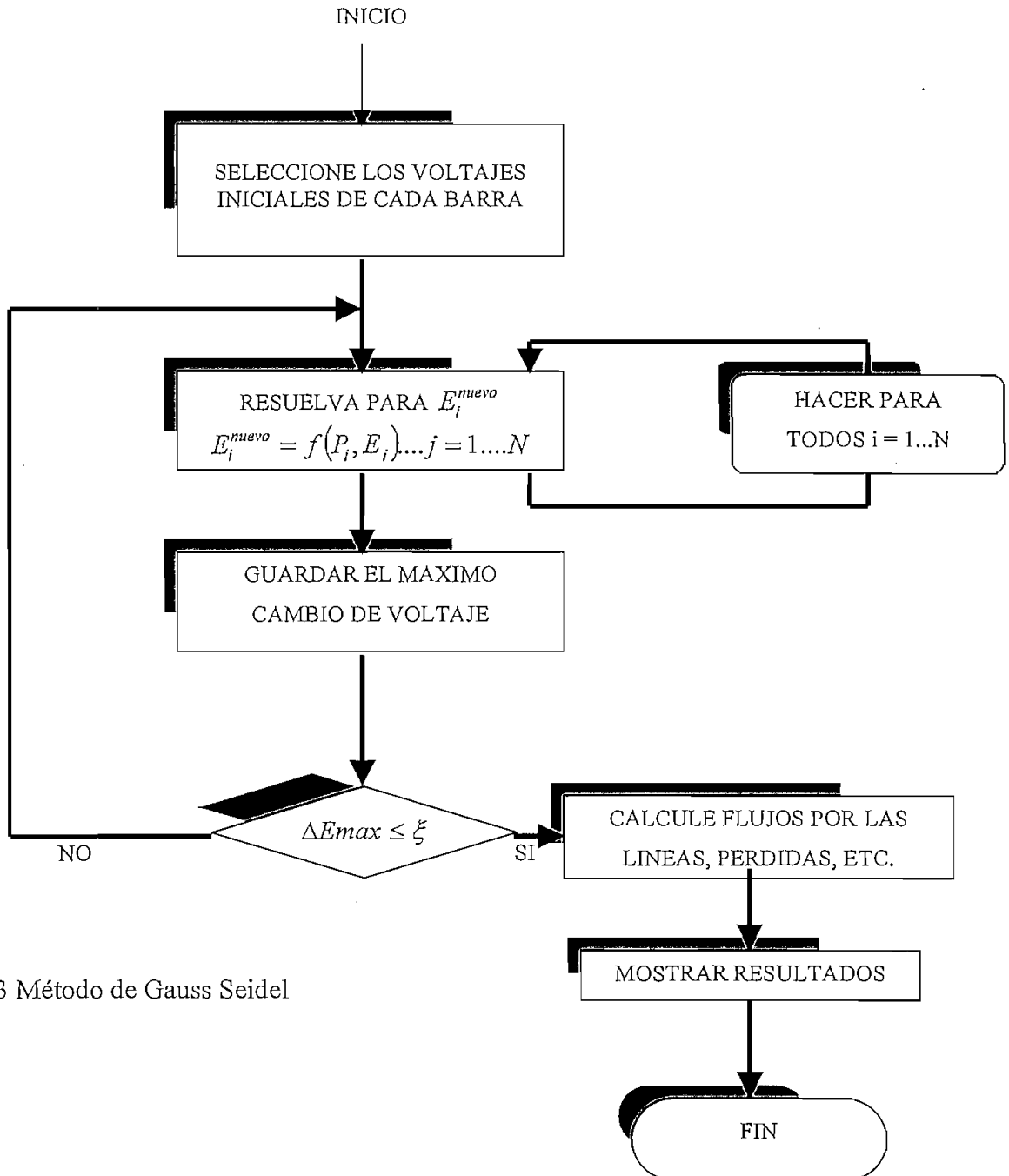


Fig. 2.3 Método de Gauss Seidel

Supongamos que deseamos resolver.

$$f(x) = K \quad (2.5)$$

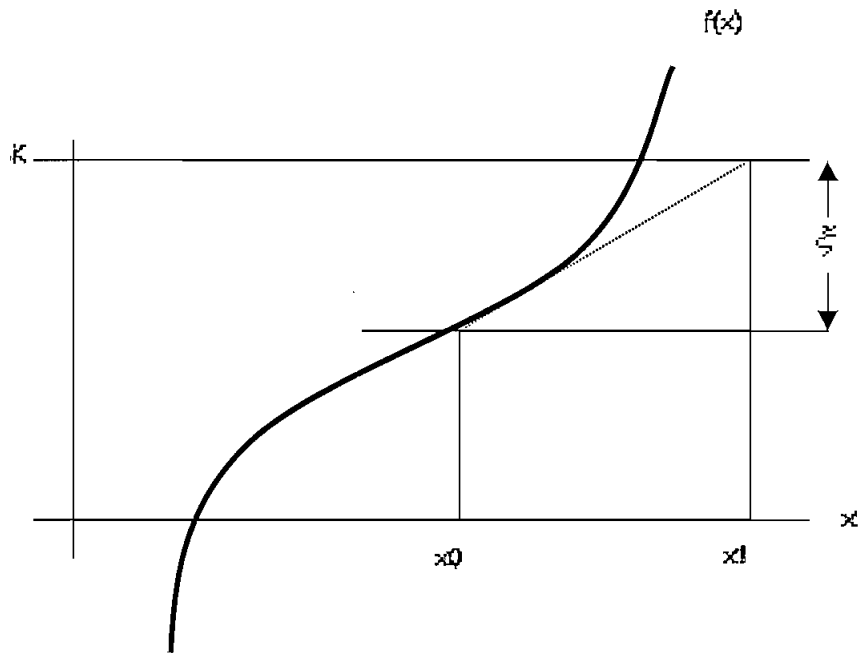


Fig. 2.4 Método de Newton

En el método de Newton vamos a iniciar escogiendo un valor para x , al cual lo llamaremos x^0 . El error es la diferencia entre K y $f(x^0)$. Llamándolo al error. Esto se muestra en el diagrama de la figura 2.4 y de aquí se deriva la ecuación 2.6.

$$f(x^0) + \varepsilon = K \quad (2.6)$$

Para llevar el error a cero, usamos una expansión de Taylor de la función al rededor de x^0 .

$$f(x^0) + \frac{df(x^0)}{dx} \Delta x + \varepsilon = K \quad (2.7)$$

Fijando el error en cero nosotros calculamos

$$\Delta x = \left(\frac{df(x^0)}{dx} \right)^{-1} [K - f(x^0)] \quad (2.8)$$

Si quisiéramos resolver un flujo de potencia, extenderíamos el método de Newton a un caso multivariable (El caso de multivariable es llamado método de *Newton-Raphson*). En el cual una ecuación es escrita para cada barra "i".

Donde

$$P_i + jQ_i = E_i I_i^* \quad (2.9)$$

$$I_i = \sum_{k=1}^N Y_{ik} E_k$$

Luego

$$\begin{aligned} P_i + jQ_i &= E_i \left[\sum_{k=1}^N Y_{ik} E_k \right]^* \\ &= |E_i|^2 Y_{ii}^* + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N Y_{ik}^* E_i E_k^* \end{aligned}$$

Como en el método de Gauss -Seidel, se fija un punto de voltaje inicial, el cual es utilizado para comenzar la solución. P+ jQ calculados son comparados con los P + jQ programados en la barra y los errores resultantes almacenados en un vector. Como muestra lo siguiente, nosotros vamos a asumir los voltajes en coordenadas polares y vamos a ajustar cada magnitud de voltaje y ángulo de fase como variables independientes y por separado. Cada ecuación de inyección a la barra es diferenciada con respecto a todas las variables independientes. Note que en este punto las 2 ecuaciones están escritas para cada barra, una para potencia real y otra para potencia reactiva. Para cada barra:

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial |E_k|} \Delta |E_k| \\ \Delta Q_i &= \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial |E_k|} \Delta |E_k| \end{aligned} \quad (2.10)$$

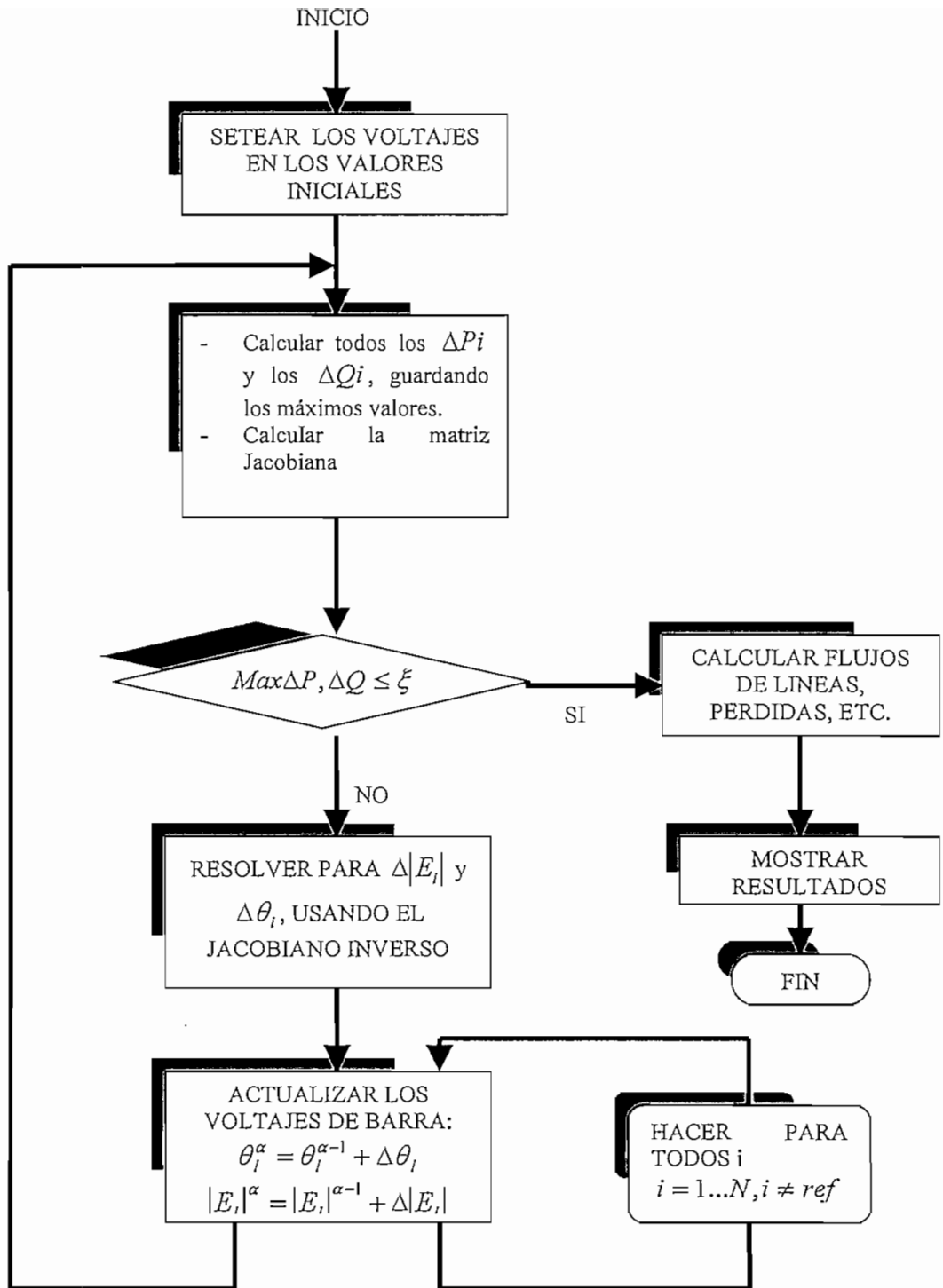



Fig. 2.5 Método de Newton – Rapshon para solución de flujos de potencia

Todos los términos son dispuestos en una matriz (la matriz Jacobiana) como sigue a continuación:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta Q_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial |E_1|} & \cdot \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial |E_1|} & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta |E_1| \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.11)$$



Matriz Jacobiana

La solución para el flujo de carga *Newton-Raphson* se da de acuerdo al diagrama de flujo de la figura 2.5. Note que la solución para $\Delta \theta$ y para $\Delta |E|$ requiere de la solución de un conjunto de ecuaciones lineales cuyos coeficientes constituyen la matriz Jacobiana. La matriz Jacobiana generalmente tiene un pequeño porcentaje de sus elementos diferentes de cero. Los programas que resuelven un flujo de carga AC usando el método de Newton-Raphson son exitosos porque ellos toman ventaja del Jacobiano. El proceso de solución, utiliza la eliminación Gaussiana en la matriz Jacobiana y no calcula J^{-1} explícitamente.

2.1.3 Flujo de Potencia Desacoplado

El método de Newton es el algoritmo para flujos de potencia, más completo que se utiliza en la práctica, sin embargo una desventaja de su uso es que los términos de la matriz Jacobiana deben ser recalculados en cada iteración, y luego el sistema de ecuaciones lineales también será resuelto en cada iteración.

Iniciando con los términos en la matriz Jacobiana, se han hecho las siguientes simplificaciones:

- Se elimina la interacción entre P_i y $|E_k|$ (esto como conclusión, a que la potencia real tiene muy poca variación con los cambios en las magnitudes de los voltajes terminales de barras, por lo que este efecto fue implementado en el algoritmo). Luego todas las derivadas

$$\frac{\partial P_i}{\left(\frac{\partial |E_k|}{|E_k|} \right)}$$

serán consideradas cero.

- Se elimina la interacción entre Q_i y θ_k (con respecto a la nota anterior, una observación similar fue hecha, sobre la insensibilidad del cambio en la potencia reactiva con respecto a cambios en los ángulos de fase). Luego, todas las derivadas

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k}$$

son también consideradas cero.

- El $\cos(\theta_i - \theta_j) \cong 1$ lo cual es una buena aproximación, ya que $(\theta_i - \theta_j)$ es usualmente pequeño.

- Asumimos que

$$G_{ik} \text{ sen } (\theta_i - \theta_k) \ll B_{ik}$$

- Asumimos que

$$Q_i \ll B_{ii} |E_i|^2$$

Lo cual deja a las derivadas de la siguiente forma:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} = -|E_i||E_k|B_{ik} \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |E_k|}{|E_k|}\right)} = -|E_i||E_k|B_{ik} \quad (2.13)$$

Si escribimos las expresiones de los flujos de potencia ajustando a las ecuaciones:

$$\Delta P_i = \left(\frac{\partial P_i}{\partial \theta_k}\right) \Delta \theta_k \quad (2.14)$$

$$\Delta Q_i = \left[\frac{\partial Q_i}{\left(\frac{\partial |E_k|}{|E_k|}\right)}\right] \frac{\Delta |E_k|}{|E_k|} \quad (2.15)$$

luego, sustituyendo la ec.2.12 por ec.2.14 y ec 2.13 por 2.15, obtenemos.

$$\Delta P_i = -|E_i||E_k|B_{ik} \Delta \theta_k \quad (2.16)$$

$$\Delta Q_i = -|E_i||E_k|B_{ik} \frac{\Delta |E_k|}{|E_k|} \quad (2.17)$$

Algunas otras simplificaciones pueden ser hechas:

- Dividimos las ecs. 2.16 y 2.17 para $|E_i|$.
- Asumimos $|E_k| \cong 1$ en 2.16

Lo cual da como resultado:

$$\frac{\Delta P_i}{|E_i|} = -B_{ik} \Delta \theta_k \quad (2.18)$$

$$\frac{\Delta Q_i}{|E_i|} = -B_{ik} \Delta |E_k| \quad (2.19)$$

Se puede construir las ecs. 2.18 y 2.19 en dos ecuaciones matriciales

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{|E_1|} \\ \frac{\Delta P_2}{|E_2|} \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \dots \\ -B_{21} & -B_{22} & \dots \\ \cdot & \cdot & \dots \\ \cdot & \cdot & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|E_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|E_2|} \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{11} & -B_{12} & \dots \\ -B_{21} & -B_{22} & \dots \\ \cdot & \cdot & \dots \\ \cdot & \cdot & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta |E_1| \\ \Delta |E_2| \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Note que estas dos ecuaciones 2.20 y 2.21 utilizan la misma matriz. Sin embargo estas pueden ser diferentes.

Simplificando la relación $\Delta P - \Delta\theta$ en la ec. 2.20:

- Asumimos $r_{ik} \ll x_{ik}$; lo cual cambia $-B_{ik}$ en $-1/x_{ik}$.
- Se eliminan todas las reactancias a tierra.
- Se eliminan todas las reactancias a tierra provenientes de autotransformadores

Simplificando la relación entre $\Delta Q - \Delta|E|$ en la ec. 2.21.

- Se omiten todos los efectos sobre los cambiadores de fase de los transformadores.

Las ecuaciones resultantes son:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{|E_1|} \\ \frac{\Delta P_2}{|E_2|} \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = [B'] \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_1}{|E_1|} \\ \frac{\Delta Q_2}{|E_2|} \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = [B''] \begin{bmatrix} \Delta|E_1| \\ \Delta|E_2| \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

donde los términos en las matrices son:

$$B'_{ik} = -\frac{1}{x_{ik}}, \text{ asumiendo una línea desde } i \text{ hasta } k$$

$$B'_{ii} = \sum_{k=1}^N \frac{1}{x_{ik}}$$

$$B''_{ik} = B_{ik} = -\frac{x_{ik}}{r_{ik}^2 - x_{ik}^2}$$

$$B''_{ii} = \sum_{k=1}^N -B_{ik}$$

Los flujos de potencia desacoplados tienen algunas ventajas y desventajas sobre el flujo de potencia de Newton Completo.

Ventajas:

- B' y B'' son constantes; sin embargo, puede ser calculado una vez, excepto los cambios para B'' que resulten de los límites de generación de VAR.
- Los términos B' y B'' entre ambos son alrededor una cuarta parte de los términos en $[J]$ (Matriz Jacobiana de flujos de potencia Newton completo), en donde hay que realizar muchas más soluciones aritméticas para resolver las ecs. 2.22 y 2.23.

Desventaja;

- El algoritmo de flujos de potencia desacoplados puede fallar en su convergencia cuando se han realizado las asunciones para líneas en las cuales $r_{ik} \ll x_{ik}$. Para estos casos es conveniente la utilización del método de Newton completo.

Un diagrama de flujo del algoritmo utilizado en el método desacoplado es mostrado en la figura 2.6.

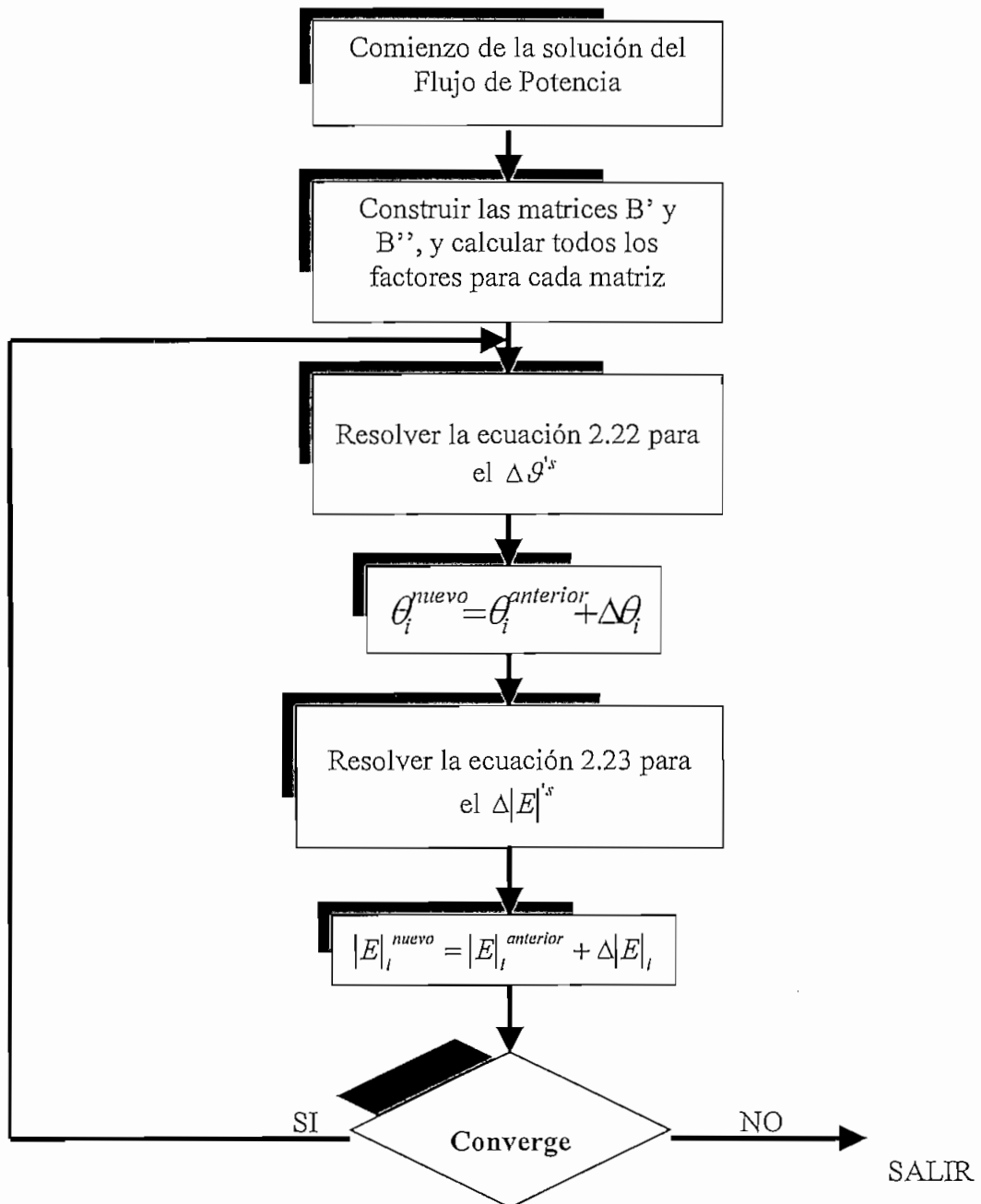


Fig. 2.6 Algoritmo de un flujo de potencia desacoplado

2.2 FLUJO DE CARGA DC

El flujo de potencia a través de una rama pq con conductancia g y susceptancia b puede ser dado como:

$$P_{pq} = gV_p(V_p - V_q \cos \delta_{pq}) - bV_p V_q \sin \delta_{pq} \quad (2.24)$$

donde V_p , δ_p , V_q , δ_q son magnitudes de voltajes y ángulos de fase en cada barra terminal de la rama.

La aproximación del Flujo de Carga DC considera que la diferencia de ángulos de fase $\delta_{pq} = \delta_p - \delta_q$ es tan pequeña que permite la linealización de la ecuación (2.24) a:

$$P_{pq} = gV_p(V_p - V_q) - bV_p V_q \delta_{pq} \quad (2.25)$$

la cual en forma matricial y asumiendo constantes las magnitudes de voltaje dan las ecuaciones del flujo DC relacionando las potencias de inyección a los nodos con la diferencia de ángulos de fase así:

$$[P] = [M] + [B][\delta] \quad (2.26)$$

Los términos de la matriz M a menudo introducen errores. Una mejor aproximación modifica los valores de carga de los nodos al incluir una simplificación a la ecuación (2.26) a:

$$[\delta] = [B]^{-1}[P'] \quad (2.27)$$

Esta última ecuación permite calcular directamente los ángulos de fase para diferentes tipos de generación y carga. Las pérdidas totales de potencia pueden ser evaluadas considerando que estas pérdidas en cualquier rama pq están dadas por:

$$P = V_p V_q^2 g = (V_p^2 + V_q^2 - 2V_p V_q \cos \delta_{pq})g \quad (2.28)$$

El flujo de carga DC permite evaluar los factores de nodo con relación a la barra tomada como referencia. Mediante la ecuación:

$$\frac{\partial PL}{\partial P_i} = \sum_j \left(\frac{\partial PL}{\partial \delta_j} \right) \left(\frac{\partial \delta_j}{\partial P_i} \right) \quad (2.29)$$

Tomando en cuenta que el Factor de Nodo del nodo "i" es igual a:

$$F_{ni} = \left(1 \pm \frac{\partial PL}{\partial P_i} \right) \quad (2.30)$$

El primer término de la ecuación (2.29), se obtiene de la ecuación (2.28) y el segundo de la ecuación (2.27) las cuales corresponden a las aproximaciones DC.

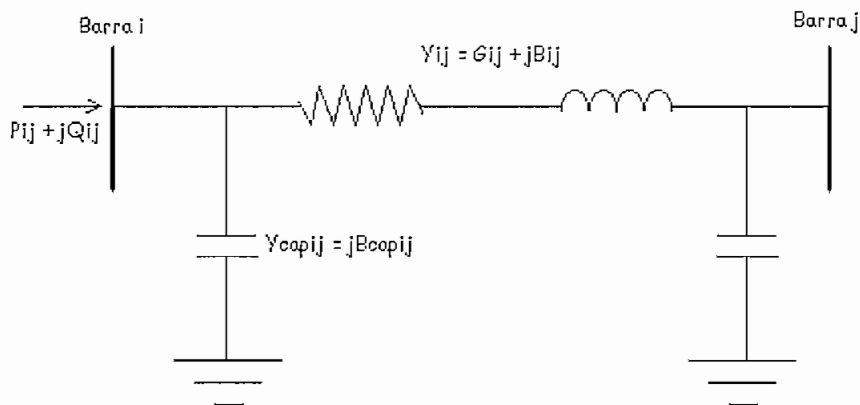


Fig. 2.7 Circuito Pi equivalente de una línea de transmisión

Una aproximación muy usada para el flujo de carga AC es la "linealización" o flujo de carga "DC", la cual convierte la solución AC en un problema de análisis de un simple circuito lineal. Asumimos que damos a las líneas de transmisión un circuito

equivalente Pi como se muestra en la figura 2.7. La ecuación para el flujo de potencia a través de la línea calculada en la barra i puede ser escrita como:

$$\begin{aligned}
 P_{ij} + jQ_{ij} &= E_i [(E_i - E_j) y_{ij}]^* + E_i [E_i y_{capij}]^* \\
 &= |E_i| e^{j\alpha} \left[(|E_i| e^{j\alpha} - |E_j| e^{j\theta}) (G_{ij} + jB_{ij}) \right]^* - j|E_i|^2 B_{capij} \\
 &= \left(|E_i|^2 - |E_i||E_j| \cos(\theta_i - \theta_j) - |E_i||E_j| j \sin(\theta_i - \theta_j) \right) \\
 &\quad * (G_{ij} + jB_{ij})^* - j|E_i|^2 B_{capij}
 \end{aligned} \tag{2.31}$$

luego

$$P_{ij} = G_{ij} |E_i|^2 - G_{ij} |E_i||E_j| \cos(\theta_i - \theta_j) - |E_i||E_j| j \sin(\theta_i - \theta_j) \tag{2.32}$$

Asumiendo

1. $|E_i| = |E_j| = 1$

2. $x_{ij} \gg r_{ij} \rightarrow G_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \approx 0$

$$B_{ij} = \frac{-x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} = \frac{-1}{x_{ij}}$$

3. $(\theta_i - \theta_j)$ es bastante pequeño

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \cong 1$$

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \cong (\theta_i - \theta_j)$$

luego

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \tag{2.33}$$

La forma linealizada puede ser usada para calcular los ángulos de fase de todas las barras de la red.

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (2.34)$$

j sobre todos los nodos conectados directamente a i

Luego en forma matricial,

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = [B_x]^* \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.35 a)$$

o

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = [X]^* \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.35 b)$$

donde

$$B_{xij} = \sum_j \frac{1}{x_{ij}} \quad \text{Para } i \neq ref$$

j sobre todas las líneas conectadas para i

$$B_{xij} = 0.0 \quad \text{Para } i = ref$$

$$B_{xij} = \frac{-1}{x_{ij}} \quad \text{Para } i \neq ref \text{ y } j \neq ref$$

$$B_{xij} = 0.0 \quad \text{Para } i = \text{ref} \text{ y } j = \text{ref}$$

Estrictamente hablando $[Bx]$ no tiene inversa ya que la fila y columna correspondientes a la barra de referencia son llenas de ceros. Si hay N barras, nosotros tenemos solo $N-1$ ecuaciones linealmente independientes. Por lo tanto, nosotros tenemos una submatriz $(N-1) \times (N-1)$ de $[Bx]$, la cual si puede ser invertida.

Por tanto cuando nos referimos a la matriz $[X]$, vamos a designar a esta matriz como la inversa de la submatriz $[Bx]$ más una fila y columna de ceros correspondiente a la barra de referencia. Ver el ejemplo 2A. Nosotros tenemos escrito $[Bx]$ y $[X]$ en esa manera para los vectores θ y P pueden contener todas las barras. Nótese que nosotros casi siempre asumimos un valor para el ángulo de fase para la barra de referencia. Usualmente nosotros asignamos ese valor como cero radianes.

Ejemplo 2A

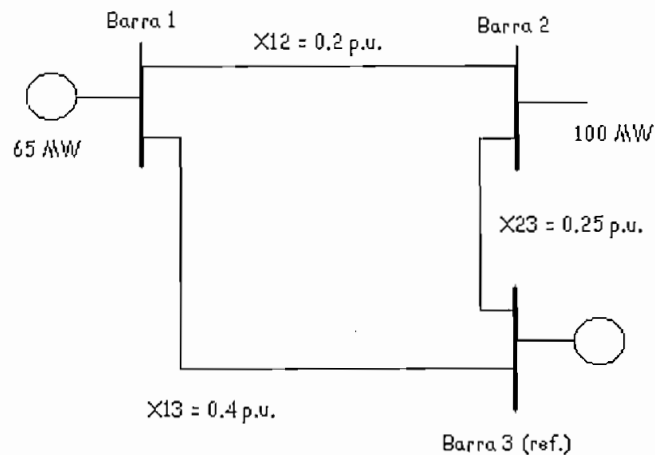


Fig. 2.8 Red de 3 Barras.

Los megawattios que fluyen a través de la red mostrada en la figura 2.8 van a ser resueltos usando El flujo de carga DC. La ecuación matricial Bx es:

$$\theta_3 = 0$$

$$\begin{bmatrix} 7.5 & -5.0 & 0 \\ -5.0 & 9.0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix}$$

Nótese que todas las potencias y cantidades de la red, son expresadas en p.u. (por unidad, 100 MVA base). Todos los ángulos de fase van a ser dados en radianes.

La solución para la ecuación matricial precedente es

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.2118 & 0.1177 & 0 \\ 0.1177 & 0.1765 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0.65 \\ -1.00 \\ 0.35 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.02 \\ -0.1 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Los flujos resultantes son dados en la figura 2.9, fueron calculados utilizando la ecuación 2.34. Nótese que todos estos flujos de la figura 2.9 van a ser convertidos a valores actuales en megawattios.

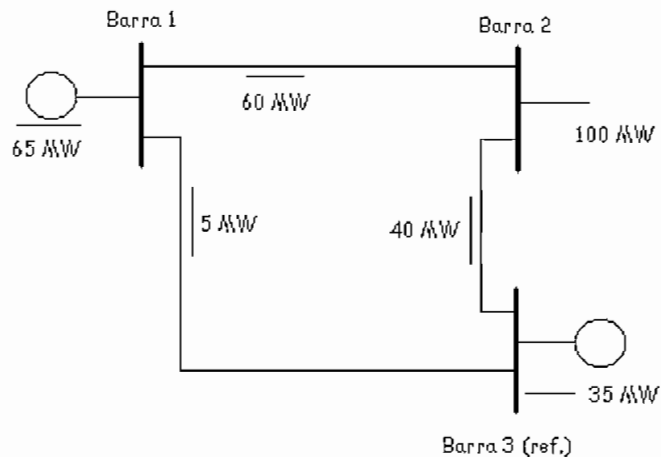


Fig. 2.9 Red de 3 barras, mostrando la resolución de sus flujos de potencia

2.3 PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

2.3.1 Un sistema de dos Generadores

Mostramos el sistema de potencia en la figura 2.10. Las pérdidas en las líneas de transmisión son proporcionales al cuadrado del flujo de potencia. Las unidades generadoras son idénticas, y el costo de producción modelado mediante una curva cuadrática. Si las dos unidades estuvieran cargadas con 250 MW, nosotros debemos, generar un poco más de 500 MW que es el valor de carga ya que 12.5 MW se pierden en la línea de transmisión como muestra la figura 2.11.

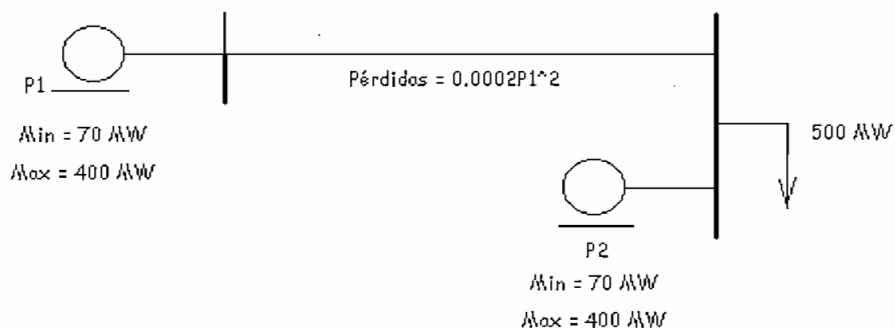


Fig. 2.10 Sistema de dos generadores.

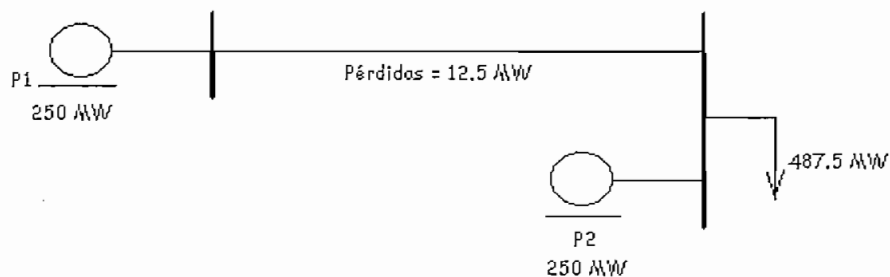


Fig. 2.11 Sistema de dos generadores con ambos a 250 MW de salida

Dónde deberían ser generados estos 12.5 MW extras? Resolviendo la ecuación de Lagrange.

$$L = F_1(P_1) + F_2(P_2) + \lambda(500 + P_{perdido} - P_1 - P_2) \quad (2.36)$$

donde

$$P_{perdido} = 0.0002P_1^2$$

Luego

$$\frac{\partial L}{\partial P_1} = \frac{dF_1(P_1)}{dP_1} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{perdido}}{\partial P_1} \right) = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_2} = \frac{dF_2(P_2)}{dP_2} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_{perdido}}{\partial P_2} \right) = 0 \quad (2.37)$$

$$P_1 + P_2 - 500 - P_{perdido} = 0$$

Sustituyendo en la ecuación 2.37

$$7.0 + 0.004P_1 - \lambda(1 - 0.0004P_1) = 0$$

$$7.0 + 0.004P_2 - \lambda = 0$$

$$P_1 + P_2 - 500 - 0.0002P_1^2 = 0$$

solución

$$P_1 = 178.882$$

$$P_2 = 327.496$$

Costo de producción: $F_1(P_1) + F_2(P_2) = 46.1R/h$

Pérdidas: $6378MW$

Supongamos que hemos decidido simplemente ignorar la influencia económica de las pérdidas y dejar que la unidad uno supla todas las pérdidas. Se necesitará que esta genere 263.932 MW como muestra las figura 2.12. En este caso el costo de producción total debería ser:

$$F_1(263.932) + F_2(250) = 466.84R/h$$

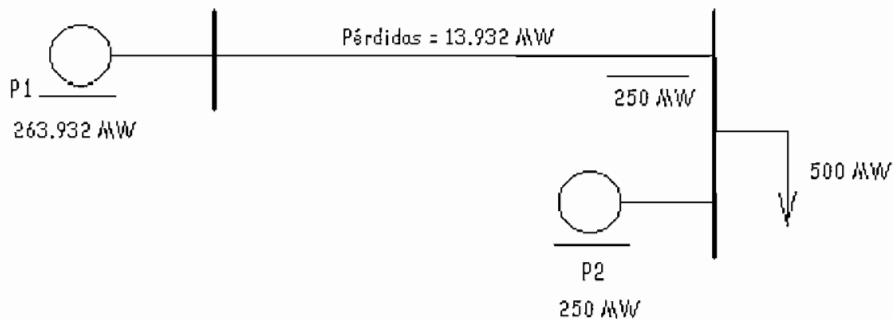


Fig. 2.12 Sistema de dos generadores con el Gen 1 supliendo todas las pérdidas

Note que el despacho óptimo tiende a suplir las pérdidas desde el cierre de la unidad hacia la carga y también resulta un valor bajo de pérdidas, también note que los costos más económicos no necesariamente son logrados en pérdidas mínimas. La solución para pérdidas mínimas para este caso debería despachar a la unidad 1 lo más bajo y a la unidad 2 lo más alto como sea posible.

El resultado es la unidad 2 en su límite más alto.

$$\begin{aligned} P_1 &= 102.084 MW \\ P_2 &= 400.00 MW \end{aligned} \quad (\text{limite superior})$$

El costo de producción para que se den las mínimas pérdidas debería ser:

$$F_1(102.084) + F_2(400) = 4655.43R/h$$

$$\text{Pérdidas mínimas} = 2.084 \text{ MW}$$

2.3.2 Ecuaciones de coordinación, Pérdidas incrementales y Factores de Nodo.

La clásica solución multiplicadora de Lagrange del problema de despacho económico se presenta como:

Minimizar: $L = F_T + \lambda \phi$

Donde $F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i)$

$$\phi = P_R + P_L(P_1, P_2, \dots, P_N) - \sum_{i=1}^N P_i$$

Cargas Pérdidas Generación

Solución: $\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0$ para todos $P_{imin} \leq P_i \leq P_{imax}$

Luego $\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i}{dP_i} - \lambda \left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right) = 0$

Las ecuaciones son reescritas como:

$$\left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \right) \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \quad (2.38)$$

donde $\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$

se conoce como las pérdidas incrementales para la barra i , y

$$Pf_i = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}} \right)$$

Es llamado el factor de penalización para la barra i . El inverso del factor de penalización es el **FACTOR DE NODO** de la barra i . Note que si se da un incremento en las pérdidas, debido a un incremento de la potencia en la barra i , la pérdida incremental es positiva y el factor de penalización es mayor que la unidad.

Cuando no hemos tomado en cuenta las pérdidas de transmisión, el problema de despacho económico se ha resuelto igualando los costos incrementales de cada unidad. Podemos todavía usar este concepto, por observación del factor de penalidad, Pf_i , tendremos el siguiente efecto. Para

$$Pf_i > 1$$

(incremento positivo en P_i resulta un incremento para las pérdidas)

$$Pf \frac{dF_i(P_i)}{dP_i}$$

representa como sí $\frac{dF_i(P_i)}{dP_i}$

Ha sido levemente incrementado (subido). Para $Pf_i < 1$ (incremento positivo en P_i resulta un decremento en las pérdidas).

$$Pf_i \frac{dF_i(P_i)}{dP_i}$$

2.3.3 La Formula de la Matriz B de pérdidas.

La formula de la matriz B de Pérdidas fue originalmente introducida a principios de 1950 como un método practico para calcular las pérdidas y las pérdidas incrementales. Para ese entonces un despacho automático fue realizado por los computadores analógicos y la fórmula de pérdidas fue “almacenada” por los computadores analógicos calibrando potenciómetros de precisión. La ecuación para la formula Matriz B de pérdidas es la siguiente.

$$P_L = \mathbf{P}^T [\mathbf{B}] \mathbf{P} + \mathbf{P}^T \mathbf{B}_0 + B_{00} \quad (2.40)$$

Donde \mathbf{P} = vector para toda la red de la barra de generación MW
 $[\mathbf{B}]$ = matriz cuadrada de igual dimensión que \mathbf{P}
 \mathbf{B}_0 = vector de la misma longitud que \mathbf{P}
 B_{00} = constante

Esta puede ser escrita:

$$P_L = \sum_i \sum_j P_i B_{ij} P_j + \sum_i B_{i0} P_i + B_{00} \quad (2.41)$$

Antes se estudiaba el cálculo de los coeficiente B, ahora nosotros vamos a tratar, como serán utilizados estos coeficientes en los cálculos de despacho económico. Sustituyendo la ecuación 2.41 en la ecuación de pérdidas, se tiene:

$$\phi = \sum_{i=1}^N P_i - P_R - \left(\sum_i \sum_j P_i B_{ij} + \sum_i B_{i0} P_i + B_{00} \right) \quad (2.42)$$

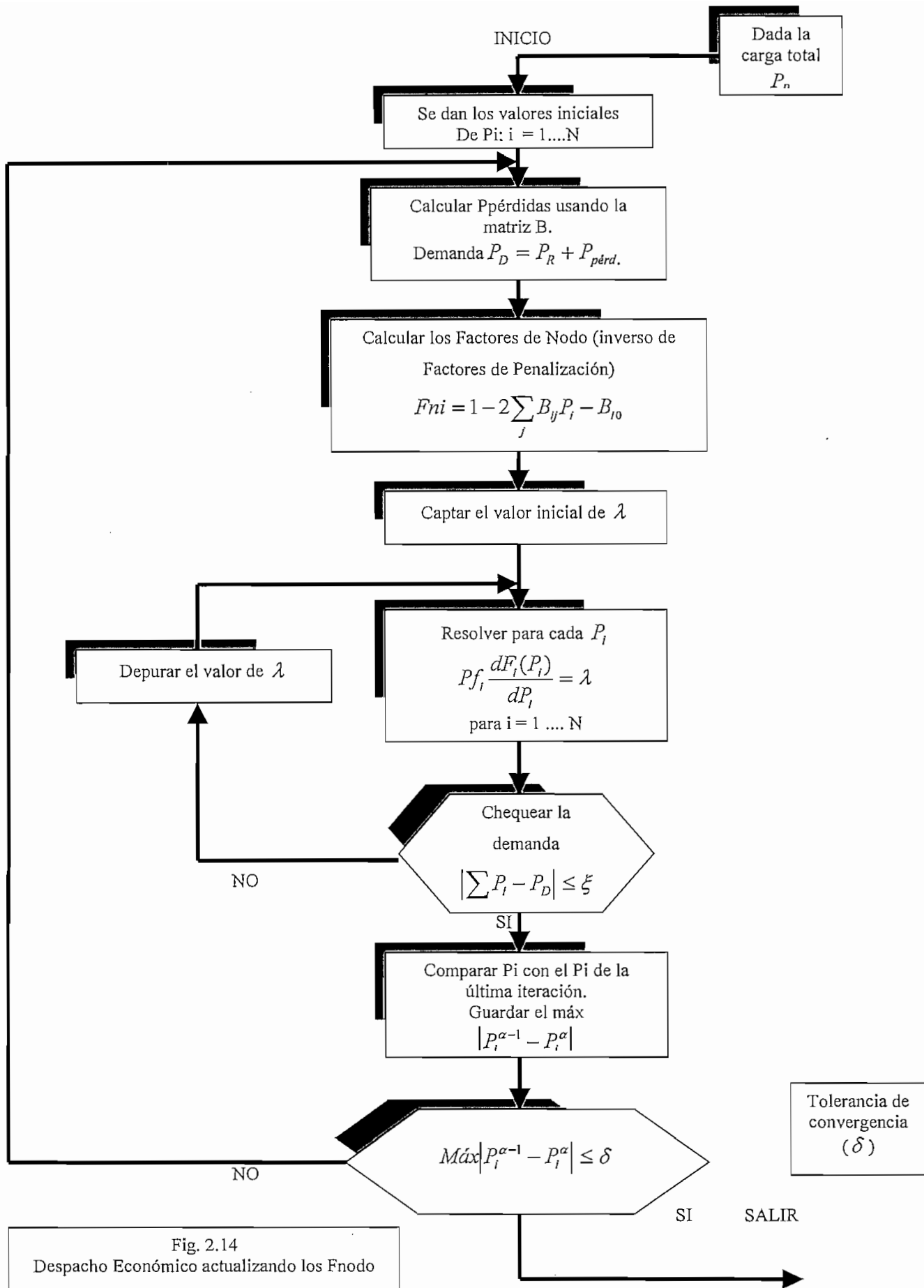


Fig. 2.14
Despacho Económico actualizando los Fnode

Las iteraciones resultantes (la tabla 2.1) muestra como el programa debe redespachar otra vez y otra vez para estimar los cambios en las pérdidas y en los factores de penalidad (o los correspondientes factores nodales).

Note que en el diagrama de flujo de la figura 2.14 se muestra un procedimiento de “dos lazos”, El lazo “interior “ depura λ hasta que el total de la demanda sea suplida; luego el lazo externo recalcula los factores de penalidad (inverso de los factores de nodo). (*Bajo algunas circunstancias los factores de penalidad son bastante sensibles a cambios en el despacho. Si los costos incrementales son relativamente “sensibles” este procedimiento puede ser inestable y se debe tener especiales precauciones para ser utilizado para asegurar la convergencia*)

Tabla 2.1 Iteraciones para el ejemplo 2B

Iteración	λ	$P_{p\acute{e}rdidas}$	P_D	P_1	P_2	P_3
1	11.9626	7.8771	217.8771	50.0000	91.6545	76.2225
2	12.6500	10.8536	220.8535	50.0000	48.2477	122.6055
3	13.2807	10.5843	220.5843	60.5845	79.6274	80.3727
4	13.2772	9.9045	219.9044	60.2853	79.4562	80.1625
5	13.2771	9.8672	219.8672	60.2686	79.4467	80.1509
6	13.2770	9.8651	219.8651	60.2677	79.4462	80.1503
7	13.2770	9.8650	219.8650	60.2677	79.4462	80.1503
8	13.2770	9.9650	219.8650	60.2677	79.4462	80.1503

2.3.4 Derivación de la formula de la Matriz B de Pérdidas

La derivación de la formula de la matriz B de pérdidas involucra el concepto de transformaciones en el marco de referencia de la red. Un *marco de referencia* es nada más que un set de voltajes y corrientes que describen completamente a la red eléctrica. En alguna barra i en una red eléctrica de potencia, la potencia “inyectada” dentro de la red es definida como:

$$P_i + jQ_i = E_i I_i^* \quad (2.44)$$

Potencia inyectada

La capacitancia de carga y todas la otras impedancias a tierra serán removidas. Luego cualquier potencia que entra a la red, es igual a la potencia que sale de la red más las pérdidas en esta. Si nosotros cuantificamos la potencia que entra en la red como una inyección positiva y la potencia que sale de la red como inyección negativa, vamos a poder expresar las pérdidas como:

$$P + jQ = \sum_{\text{Todas las barra de la red}} P_i + jQ_i \quad (2.45)$$

Pérdidas

Si nosotros expresamos la potencia inyectada como función del voltaje y la corriente inyectada a cada barra tenemos:

$$P + jQ = \sum_{\text{Todas las barra de la red}} E_i I_i^* \quad (2.46)$$

Pérdidas

La ecuación 2.46 puede ser escrita en términos de los vectores de voltaje corriente como sigue:

$$E = \begin{bmatrix} E_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ E_N \end{bmatrix} \quad I = \begin{bmatrix} I_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_N \end{bmatrix} \quad (2.47)$$

luego

$$P + jQ = \mathbf{E}^T \mathbf{I}^*$$

Pérdidas

Donde

\mathbf{E}^T es la transpuesta de \mathbf{E}

\mathbf{I}^* es la conjugada de \mathbf{I}

Por lo tanto

$$\mathbf{E}^T = [E_1 \dots E_N]$$

$$\mathbf{I}^* = \begin{bmatrix} I_1^* \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_N^* \end{bmatrix}$$

Nosotros vamos a transformar los voltajes y corrientes, de modo que las pérdidas de la red permanezcan constantes. Primero vamos a definir la matriz $[C]$ que contiene números reales y complejos. Luego transformamos utilizando el siguiente producto de matrices.

$$\begin{aligned} \mathbf{E}_{\text{nuevo}} &= [C]^{T*} \mathbf{E}_{\text{anterior}} \\ \mathbf{I}_{\text{anterior}} &= [C] \mathbf{I}_{\text{nuevo}} \end{aligned} \quad (2.48)$$

Donde $[C]^{T*}$ es la traspuesta conjugada de $[C]$. Siendo $\mathbf{E}_{\text{anterior}}$ e $\mathbf{I}_{\text{anterior}}$ los vectores originales de voltaje y corriente. En la ec. 2.47

$$P + jQ = \mathbf{E}^T \mathbf{I}^* = \mathbf{E}_{\text{viejo}}^T \mathbf{I}_{\text{viejo}}^* \quad (2.49)$$

Pérdidas

Lo que deseamos es:

$$P + jQ = \mathbf{E}_{\text{nuevo}}^T \mathbf{I}_{\text{nuevo}}^* \quad (2.50)$$

Pérdidas

Sustituyendo en la ecuación 2.50

$$P + jQ = ([C]^{T*} \mathbf{E}_{\text{anterior}})^T \mathbf{I}_{\text{nuevo}}^*$$

Pérdidas

$$= \mathbf{E}_{\text{anterior}}^T [C]^* \mathbf{I}_{\text{nuevo}}^*$$

$$= \mathbf{E}_{\text{anterior}}^T ([C]^* \mathbf{I}_{\text{nuevo}}^*)^*$$

$$= \mathbf{E}_{\text{anterior}}^T \mathbf{I}_{\text{anterior}}^* \quad (2.51)$$

NOTA: (1) la traspuesta de un producto de matrices es el producto de la traspuesta de cada una, escritas en orden inverso. (2) la conjugada de un producto de matrices es el producto de sus conjugadas en el mismo orden.

Además, nosotros podemos expresar la matriz de impedancias como una nueva matriz referida a nuevos voltajes y corrientes. Primero:

$$\mathbf{E}_{\text{anterior}} = [Z_{\text{anterior}}] \mathbf{I}_{\text{anterior}} \quad (2.52)$$

Luego

$$\begin{aligned} \mathbf{E}_{\text{nuevo}} &= [\mathbf{C}]^T \mathbf{E}_{\text{anterior}} = [\mathbf{C}]^T [\mathbf{Z}_{\text{anterior}}] \mathbf{I}_{\text{anterior}} \\ &= [\mathbf{C}]^T [\mathbf{Z}_{\text{anterior}}] [\mathbf{C}] \mathbf{I}_{\text{nuevo}} \\ &\quad \downarrow \\ &\quad [\mathbf{Z}_{\text{nuevo}}] \end{aligned}$$

o

$$\begin{aligned} [\mathbf{Z}_{\text{nuevo}}] &= [\mathbf{C}]^T [\mathbf{Z}_{\text{anterior}}] [\mathbf{C}] \\ \mathbf{E}_{\text{nuevo}} &= [\mathbf{Z}_{\text{nuevo}}] \mathbf{I}_{\text{nuevo}} \end{aligned} \quad (2.53)$$

Ejemplo 2C

Un simple ejemplo de circuito DC va a ser utilizado para mostrar como son aplicadas las transformaciones. El circuito está dado en la figura 2.15. Note que la barra de referencia está puesta a tierra. Luego las condiciones de la matriz Y Z son:

$$\mathbf{I} = [\mathbf{Y}] \mathbf{E} \quad (2.54)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5 & -5 & 0 \\ -5 & 7 & -2 \\ 0 & -2 & 3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix} \quad (2.54)$$

$$\mathbf{E} = [\mathbf{Z}] \mathbf{I}$$

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.7 & 1.5 & 1 \\ 1.5 & 1.5 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

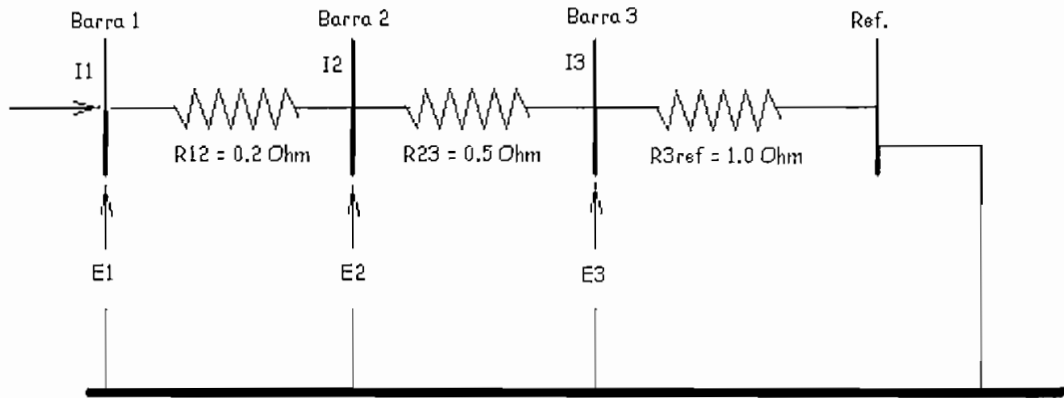


Fig. 2.15 Red de DC para ilustrar los cambios de referencia

Siendo dadas las corrientes como:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} +10 \\ -4 \\ -6 \end{bmatrix}$$

Los voltajes son (usando la ec. 2.55).

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5 \\ 3 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Las pérdidas de la red son: (nosotros vamos a escribir la conjugada pero despreciarla, tomando en cuenta que todas las cantidades en ella son números reales):

$$P_{\text{pérdidas}} = \mathbf{E}^T \mathbf{I}^* = [5 \ 3 \ 0] \begin{bmatrix} 10 \\ -4 \\ -6 \end{bmatrix} = 38 \text{ W} \quad (2.56)$$

Asumir I_2 y I_3 como corrientes de carga, están siempre en la misma proporción a un equivalente de la corriente total de carga I_{Leq} . Similarmente, I_1 es tomada como un generador de corriente. Luego para nuestro ejemplo damos:

$$I_2 = 0.4 I_{Leq} \quad (2.57)$$

$$I_3 = 0.6 I_{Leq}$$

El vector de relación entre $I_{antiguo}$ y I_{nuevo} viene a ser:

$$\mathbf{I}_{antiguo} = [C] \mathbf{I}_{nueva}$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0.4 \\ 0 & 0.6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_{Leq} \end{bmatrix} \quad (2.58)$$

Luego por definición

$$\mathbf{E}_{nueva} = [C]^{T*} \mathbf{E}_{antiguo}$$

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ E_{Leq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0.4 & 0.6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ E_3 \end{bmatrix} \quad (2.59)$$

Y $[Z_{nueva}]$ es

$$[Z_{nueva}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0.4 & 0.6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1.7 & 1.5 & 1 \\ 1.5 & 1.5 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0.4 \\ 0 & 0.6 \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 1.7 & 1.2 \\ 1.2 & 1.08 \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

Calculamos las pérdidas para una corriente de carga total equivalente de -10 A (Note, $L_{Leq} = -10$ resulta en $I_2 = -4$, $I_3 = -6$, como antes). Luego

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.7 & 1.2 \\ 1.2 & 1.08 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_{Leq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.7 & 1.2 \\ 1.2 & 1.08 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 10 \\ -10 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5 \\ 1.2 \end{bmatrix} \quad (2.61)$$

Y las pérdidas son:

$$\mathbf{E}_{nueva}^* \mathbf{I}_{nueva}^* = [15 \quad 1.2] \begin{bmatrix} 10 \\ -10 \end{bmatrix} = 38 \text{ W} \quad (2.62)$$

Si asumimos $I_L = -I_1$, esto es, el equivalente de corriente de carga, será siempre el negativo del generador de corriente. (nota: el nuevo marco de referencia es designado con supraíndices prima (\mathbf{I}' , \mathbf{E}' , etc.). Luego

$$\mathbf{I}_{nuevo} = [C] \mathbf{I}'_{nuevo}$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_{Leq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix} I_1 \quad (2.63)$$

Y

$$\mathbf{E}'_{nuevo} = [1 \quad -1] \begin{bmatrix} E_1 \\ E_{Leq} \end{bmatrix}$$

Y

$$[Z'_{nuevo}] = [1 \quad -1] \begin{bmatrix} 1.7 & 1.2 \\ 1.2 & 1.08 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \end{bmatrix} = 0.38$$

Si como antes $I_1=10$ A. Se tiene:

$$E'_{nuevo} = 3.8 \text{ V}$$

Y

$$E'_{nuevo} I''_{nueva} = (3,8)(10) = 38 \text{ W} \quad (2.64)$$

Por consiguiente este procedimiento hace que reduzcamos el esfuerzo para calcular las pérdidas. Las pérdidas pueden ser calculadas utilizando solamente un generador de corriente a la entrada. Este concepto es extendido a un sistema eléctrico de potencia para que puedan ser calculadas las pérdidas únicamente tomando en cuenta los MW de entrada para cada sistema de generadores.

2.3.5 Cálculo de la Matriz de Pérdidas

Hay diferentes métodos para el cálculo de la matriz de pérdidas. Esta discusión tratará diferentes tipos de transformaciones y cálculos usados en los algoritmos de la Matriz de Pérdidas. La primera asunción usualmente hecha es que la carga para cada barra conforme el total de cargas. Esta es,

$$P_{carg a_i} = \lambda_i P_{carg a_{total}} + P_{carg o}^0 \quad (2.65)$$

De igual forma, la carga sobre las barras de la red es representada por corriente de carga compleja, se puede escribir más apropiadamente

$$I_i^L = \lambda_i I_L + I_i^0 \quad (2.66)$$

Donde I_i^L = corriente de carga para la barra i

λ_i = factor de distribución de carga compleja para la barra i

I_L = corriente de carga total del sistema.

I_i^0 = Base o corriente de carga constante en la barra i .

Similarmente las potencias real y reactiva generadas se asumen como relacionadas cada una mediante una constante, S_i .

$$Q_i^G = Q_i^{G^0} + S_i P_i^G \quad (2.67)$$

Las cantidades S_i , $Q_i^{G^0}$, λ_i y I_i^0 son derivadas de los cálculos de dos flujos de carga, uno llamado “Base” y otro llamado “Fuera de Base”, estos flujos de carga son corridos para condiciones de cargas típicamente encontradas en la red. El flujo de carga base, puede por ejemplo, corresponder al sistema en condiciones de carga “pico” y el de fuera de base para el sistema en condiciones de carga mínima.

Los factores λ_i son usados en una serie de transformaciones de la matriz de impedancias de la red, para eliminar las corrientes individuales de carga (ver el ejemplo 2C). Los factores S_i junto con las magnitudes de voltaje y ángulos de fase de las barras de generación son usados para convertir las corrientes de barra en potencias reales de barra. Por lo tanto, la relación básica voltaje – corriente:

$$\mathbf{V} = [\mathbf{Z}] \mathbf{I} \quad (2.68)$$

Es utilizada para un sistema de ecuaciones de pérdidas.

$$\begin{aligned} P_{perdidas} &= R_e \{ P_{pérdidas} - jQ_{pérdidas} \} \\ &= R_e \{ \mathbf{I}^{*T} [\mathbf{Z}] \mathbf{I} \} \end{aligned} \quad (2.69)$$

y las transformaciones descritas como una expresión final:

$$P_{pérdidas} = \mathbf{P}^{GT} [\mathbf{B}] \mathbf{P}^G + \mathbf{B}_0 \mathbf{P}^G B_{00} \quad (2.70)$$

Donde \mathbf{P}^G es un vector de potencias reales generadas y \mathbf{B} , \mathbf{B}_0 , B_{00} son los términos de la matriz de pérdidas, que son función de los elementos de la matriz $[Z]$, el flujo de carga caso-base, los voltajes y ángulos de fase, vienen tal como las constantes l_i y S_i .

Los cálculos no son simples. Luego, debe ser recordado que las asunciones para ir ajustando las cargas y ajustando la potencia reactiva generada nunca serán tan exactas como en un sistema real; por tanto, la matriz de pérdidas va siempre a quedar como una aproximación. Sin embargo las matrices de pérdidas son bastante utilizadas por que presentan mucha conveniencia y velocidad en el cálculo de las pérdidas y las pérdidas incrementales.

2.4 CALCULO DE FACTORES DE NODO

2.4.1 Una discusión sobre la Barra de Referencia versus los factores de nodo en el centro de carga.

La matriz B supone que todas las corrientes de carga son proporcionales a un equivalente de la corriente total de carga y que la carga equivalente es el negativo de la suma de todas las corrientes de generadores. Cuando las pérdidas incrementales son calculadas, algo está implícito.

$$\text{Pérdidas Totales} = \mathbf{P}^T [B] \mathbf{P} + \mathbf{B}_0 \mathbf{P} + B_{00}$$

$$\text{Perdidas incrementales para la barra } i \text{ de generación} = \frac{\partial P_{\text{pérdidas}}}{\partial P_i}$$

Las pérdidas incrementales, son el cambio que se dan en las pérdidas, cuando un incremento se da en la generación. Como se derivada, las pérdidas incrementales para la barra i asume que toda la demás generación permanece fija. Por las suposiciones iniciales, sin embargo, todas las corrientes de carga se relacionan entre sí y siempre van balanceadas con la generación, luego el utilizar la matriz B implica

que un *incremento adicional en la salida del generador es equilibrado por un incremento equivalente en la carga.*

Una alternativa aproximada para el despacho económico, es el utilizar una barra de referencia que siempre se modifique, cuando un incremento de la generación sea hecho. En la figura 2.16, se muestra un sistema de potencia con varias barras de generación y la barra de generación de referencia. Supongamos cambios en la generación de la barra i , dado por ΔP_i ,

$$P_i^{nuevo} = P_i^{anterior} + \Delta P_i \quad (2.71)$$

Luego vamos a asumir que la carga permanecerá constante y que para compensar el incremento en ΔP_i se decrementa la generación en la barra de referencia en ΔP_{ref} .

$$P_{ref}^{nuevo} = P_{ref}^{anterior} + \Delta P_{ref} \quad (2.72)$$

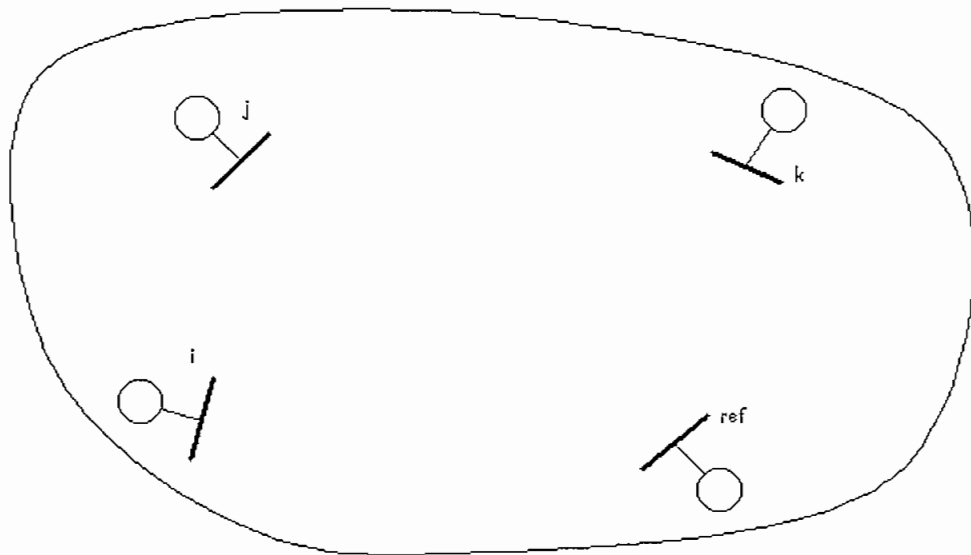


Fig. 2.16 Sistema de potencia con barra de generación de referencia

Si nada más cambia ΔP_{ref} como el negativo de ΔP_i , por lo tanto, los flujos en el sistema pueden cambiar como un resultado de estos dos ajustes de generación. El cambio en el flujo es suficiente para causar un cambio en las pérdidas, por lo tanto ΔP_{ref} no es necesariamente igual a ΔP_i .

Esto es:

$$\Delta P_{ref} = -\Delta P_i + \Delta P_{pérdidas} \quad (2.73)$$

A continuación nosotros podemos definir β_i como la proporción entre el negativo del cambio de potencia en la barra de referencia sobre el cambio ΔP_i .

$$\beta_i = \frac{-\Delta P_{ref}}{\Delta P_i} = \frac{(\Delta P_i - \Delta P_{pérdidas})}{\Delta P_i} \quad (2.74)$$

$$\beta_i = 1 - \frac{\partial P_{pérdidas}}{\partial P_i} \quad (2.75)$$

Nosotros podemos definir el despacho económico como sigue.

Todos los generadores caen dentro de despacho económico cuando una variación de ΔP en MW para cualquier generador en la barra de referencia no ocasiona un cambio en el costo de producción de la red. Siendo ΔP lo bastante pequeño.

Esto es,

$$\text{Si el costo total de producción} = \sum F_i(P_i)$$

Luego el cambio en el costo de producción con una variación de ΔP_i en la central i es:

$$\Delta \text{ Costo de producción} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} \Delta P_i + \frac{dF_{ref}(P_{ref})}{dP_{ref}} \Delta P_{ref} \quad (2.76)$$

pero

$$\Delta P_{ref} = -\beta_i \Delta P_i$$

luego

$$\Delta \text{ Costo de producción} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} \Delta P_i - \beta_i \frac{dF_{ref}(P_{ref})}{dP_{ref}} \Delta P_i \quad (2.77)$$

Para satisfacer las condiciones económicas,

$$\Delta \text{ Costo de producción} = 0$$

o

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \beta_i \frac{dF_{ref}(P_{ref})}{dP_{ref}} \quad (2.78)$$

pero puede ser escrito como

$$\left| \frac{1}{\beta_i} \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \frac{dF_{ref}(P_{ref})}{dP_{ref}} \right. \quad (2.79)$$

Esta es muy similar a la ecuación 2.30. Para la obtención de una solución de despacho económico, elegir un valor de generación sobre la barra de referencia y luego poner todos los otros generadores según la ecuación 2.79 y chequear para toda la demanda total y reajustar la generación en la referencia como sea necesario hasta alcanzar una solución.

Note que este método es exactamente el método del gradiente de primer orden con pérdidas. Donde

$$\Delta F_T = \sum_{i \neq ref} \left[\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \beta_i \frac{dF_{ref}(P_{ref})}{dP_{ref}} \right] \Delta P_i \quad (2.80)$$

2.4.2 Factores de nodo calculados en la barra de referencia directamente de un flujo de carga AC.

Los Factores de Nodo con respecto a la barra de referencia pueden encontrarse utilizando un flujo de carga por el método de Newton-Raphson. Lo que deseamos conocer es la relación del cambio en la potencia en la barra de referencia cuando un cambio ΔP_i es hecho.

Donde P_{ref} es una función de la magnitud del voltaje y el ángulo de fase sobre la red. Cuando un cambio en ΔP_i es hecho, todos los ángulos de fase y voltajes en la red van a cambiar.

Luego

$$\begin{aligned}\Delta P_{ref} &= \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i} \Delta \theta_i + \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_i|} \Delta |E_i| \\ &= \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i} \frac{\partial \theta_i}{\partial P_i} \Delta P_i + \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_i|} \frac{\partial |E_i|}{\partial P_i} \Delta P_i\end{aligned}\quad (2.81)$$

Para llevar fuera, las manipulaciones matriciales, nosotros necesitaremos solo lo siguiente.

$$\begin{aligned}\Delta P_{ref} &= \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i} \Delta \theta_i + \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_i|} \Delta |E_i| \\ &= \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i} \frac{\partial \theta_i}{\partial Q_i} \Delta Q_i + \sum_i \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_i|} \frac{\partial |E_i|}{\partial Q_i} \Delta Q_i\end{aligned}\quad (2.82)$$

Los términos $\frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_i}$, son obtenidos por diferenciación en la Ec. 2.9 para la barra de referencia. Los términos $\partial \theta_i / \partial P_i$ y $\partial |E_i| / \partial P_i$ se obtienen de la matriz Jacobiana inversa (esto se muestra en la ecuación 2.11). Podemos escribir Ecs 2.81 y 2.82 para todas las barras i en la red. La ecuación resultante es:

$$\begin{aligned} & \left[\begin{array}{cccc} \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_1} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_1} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_2} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_2} & \dots & \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_N} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_N} \end{array} \right] \\ & = \left[\begin{array}{cccc} \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_1} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_1|} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_2|} & \dots & \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_N} & \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_N|} \end{array} \right] [J^{-1}] \end{aligned} \quad (2.83)$$

Transponiéndola tenemos.

$$\left[\begin{array}{c} \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_1} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_1} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial P_2} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_2} \\ \frac{\partial \dot{P}_{ref}}{\partial P_N} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial Q_N} \end{array} \right] = [J^{T-1}] \left[\begin{array}{c} \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_1|} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial \theta_2} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_2|} \\ \frac{\partial \dot{P}_{ref}}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial P_{ref}}{\partial |E_N|} \end{array} \right]$$

En la practica, en vez de calcular J^{T-1} explícitamente, vamos a utilizar la eliminación Gaussiana sobre J^T en la misma dirección que nosotros la realizamos sobre J en la solución del flujo de carga de Newton.

2.4.3 Factores de Nodo calculados en la barra de referencia utilizando un flujo de carga DC.

Las pérdidas reales (MW) sobre una línea de transmisión (donde $R_e(\) =$ parte real de () son:

$$R_e(\text{pérdidas}_{ij}) = \left[|E_i|^2 + |E_j|^2 - 2|E_i||E_j|\cos(\theta_i - \theta_j) \right] R_e(Y_{ij}) \quad (2.84)$$

Tomando las derivadas con respecto a θ_i y θ_j

$$\frac{\partial \text{pérdidas}_{ij}}{\partial \theta_i} = |E_i||E_j|\sin(\theta_i - \theta_j)R_e(Y_{ij}) \quad (2.85)$$

$$\frac{\partial \text{pérdidas}_{ij}}{\partial \theta_j} = |E_i||E_j|\sin(\theta_i - \theta_j)R_e(Y_{ij})$$

Podemos calcular las pérdidas incrementales para el sistema entero, primero obteniendo el cambio en los ángulos de fase de todas las barras con respecto a un cambio en la inyección de la potencia y luego multiplicando las derivadas de la ecuación 2.85 y sumando la contribución para todas las líneas. Esto es.

$$\Delta P_{\text{pérd}} = \sum \frac{\partial P_{\text{pérd en la línea } l}}{\partial \theta_j} * \frac{\partial \theta_j}{\partial P_i} \Delta P_i \quad (2.86)$$

Sobre todas las líneas l

Para facilitar las operaciones matriciales, vamos a sumar todas las barras y luego todas las líneas asociadas a cada barra.

$$\frac{\Delta P_{p\acute{e}rdidas}}{\Delta P_i} = \sum_{\substack{\text{todas las} \\ \text{barras } j}} \left[\sum_{\substack{\text{todas las líneas } \lambda \\ \text{asociadas a la barra } j}} \frac{\partial P_{p\acute{e}rdidas, línea \lambda}}{\partial \theta_j} \right] \frac{\partial \theta_j}{\partial P_i} \quad (2.87)$$

Los términos $\partial \theta_j / \partial P_i$ están en las columnas de la matriz X dada por la ecuación, 2.35b. Esto es,

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_2 \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} & \frac{\partial \theta_1}{\partial P_2} & \dots \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.88)$$

Luego la ecuación 2.87 puede ser escrita

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{p\acute{e}rd}}{\partial P_1} \\ \frac{\partial P_{p\acute{e}rd}}{\partial P_2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \theta_1}{\partial P_1} & \frac{\partial \theta_2}{\partial P_1} & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{p\acute{e}rd}}{\partial \theta_1} \\ \frac{\partial P_{p\acute{e}rd}}{\partial \theta_2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \end{bmatrix} \quad (2.89)$$

Donde los términos del vector de la derecha, vienen de los términos dentro de los corchetes en la ecuación 2.87, donde

$$\frac{\Delta P_{p\acute{e}rdidas}}{\Delta P_i} = \sum_{\substack{\text{todas las l\acute{ı}neas } \lambda \\ \text{asociadas a la barra } j}} \frac{\partial P_{p\acute{e}rd.l\acute{ı}nea.l}}{\partial \theta_j} \quad (2.90)$$

Tambi3n note que la matriz en la Ec. 2.89 es la transpuesta de la matriz [X]. Las p3rdidas incrementales derivadas en la Ec. 2.89 son muy semejantes a aquellas derivadas por la ecuaci3n 2.83, pero la soluci3n de la Ec. 2.89 es mucho m3s r3pida.

2.4.4 C3lculo de los Factores de Nodo por el m3todo del Jacobiano.

“En forma pr3ctica y eficiente los factores nodales de un sistema de potencia pueden obtenerse directamente de la informaci3n del *Jacobiano* del sistema de potencia en el punto de soluci3n; por esta raz3n flujos de potencia utilizando el m3todo de Newton-Raphson, son los adecuados para esta determinaci3n.

La formulaci3n anal3tica de este modelo es el siguiente:

Las p3rdidas activas de transmisi3n en un sistema de potencia puede expresarse como una funci3n de las potencias activa y reactiva netas inyectadas a las barras del sistema:

$$PL = PL(P_1, P_2, P_3, \dots, P_n, Q_1, Q_2, Q_3, \dots, Q_n), \text{ siendo a su vez:}$$

$$P_i = P_i(\delta_1, \delta_2, \delta_3, \dots, \delta_n, V_1, V_2, V_3, \dots, V_n)$$

$$Q_i = Q_i(\delta_1, \delta_2, \delta_3, \dots, \delta_n, V_1, V_2, V_3, \dots, V_n)$$

en las que P_i , Q_i , son las potencias activa y reactiva netas inyectadas al nodo i ; δ_i y V_i el ángulo y voltaje nodal. En flujos de potencia los ángulos se miden con respecto al ángulo de la barra oscilante o de referencia.

Un cambio marginal de la potencia de pérdidas con respecto a un cambio en las variables nodales está dado por:

$$\frac{\partial PL}{\partial \delta_i} = \sum_j^n \frac{\partial PL}{\partial P_j} \frac{\partial P_j}{\partial \delta_i} + \sum_j^n \frac{\partial PL}{\partial Q_j} \frac{\partial Q_j}{\partial \delta_i}$$

$$\frac{\partial PL}{\partial V_i} = \sum_j^n \frac{\partial PL}{\partial P_j} \frac{\partial P_j}{\partial V_i} + \sum_j^n \frac{\partial PL}{\partial Q_j} \frac{\partial Q_j}{\partial V_i}$$

Al expresar estas relaciones en forma matricial se tiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial \delta} \\ \frac{\partial PL}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial P} \\ \frac{\partial PL}{\partial Q} \end{bmatrix}$$

La matriz transpuesta de la anterior es el conocido Jacobiano de las ecuaciones del flujo de potencia.

De la expresión anterior:

$$\begin{matrix} & & & -1 \\ \begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial P} \\ \frac{\partial PL}{\partial Q} \end{bmatrix} & = & \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial \delta} \\ \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} & \begin{bmatrix} \frac{\partial PL}{\partial \delta} \\ \frac{\partial PL}{\partial V} \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (2.91)$$

Los términos de la matriz jacobiana se obtienen de la solución del flujo de potencia, por tanto se puede obtener su transpuesta e inversa como lo establece la ecuación (2.91). Los términos de interés son las pérdidas incrementales de transmisión con respecto a las variaciones de inyección de potencia activa. Debido a la baja dependencia de la potencia reactiva con el ángulo, la ecuación (2.91) se simplifica a la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{matrix} & & & -1 \\ \left[\frac{\partial PL}{\partial P} \right] & = & \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right] & \left[\frac{\partial PL}{\partial \delta} \right] \end{matrix} \quad (2.92)$$

los términos del vector $\left[\frac{\partial PL}{\partial \delta} \right]$ fácilmente pueden obtenerse como:

$$\frac{\partial PL}{\partial \delta_i} = 2V_i \sum_j V_j \sin(\delta_i - \delta_j) g_{ij} \quad (2.93)$$

g_{ij} es la conductancia del elemento ij

De esta forma quedan determinados en bloque los factores nodales de un sistema de potencia. La barra oscilante del sistema es a la vez la barra de referencia o barra de

Mercado, pues las pérdidas marginales de transmisión se calculan con esa referencia; además estas coinciden con las pérdidas de transmisión del generador de la barra oscilante. Para cambiar de referencia simplemente se utilizan las relaciones de transformación antes establecidas”.[19]

2.5 FORMULACION ACERCA DE LA TEORIA DE LOS FACTORES DE NODO

2.5.1 Relación matemática entre Factores de Nodo por Matriz de Pérdidas y Factores de Nodo con respecto a la Barra de Referencia.

Supongamos, que se nos ha dado una matriz de pérdidas, de la cual podemos calcular las pérdidas incrementales $\frac{\partial P_{p\acute{e}rdidas}}{\partial P_i}$ para cada barra de generación en la red.

Asumimos que para el cambio ΔP_i en la generación de la barra i , se da una compensación por medio de un cambio en la carga, $\Delta P_{c\grave{a}rga}$, que tendrá lugar en una barra, “*centro de carga equivalente*”. Nosotros vamos a mirar una variación semejante para las dos barras de generación separadas, con cada variación tomada independientemente. Nosotros vamos a llamar a la primera barra de generación, barra i , y a la segunda, barra r . Para la primera variación, de la barra i , miramos la figura 2.17, donde

$$\Delta P_i = \Delta P_{p\acute{e}rdidas} + \Delta P_{c\grave{a}rga} \quad (2.94)$$

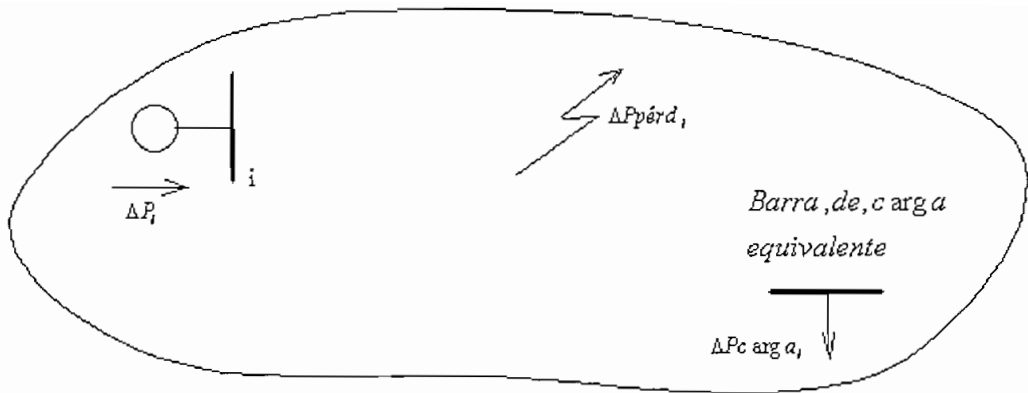


Fig. 2.17 Cambio en la barra de carga equivalente y en la barra i

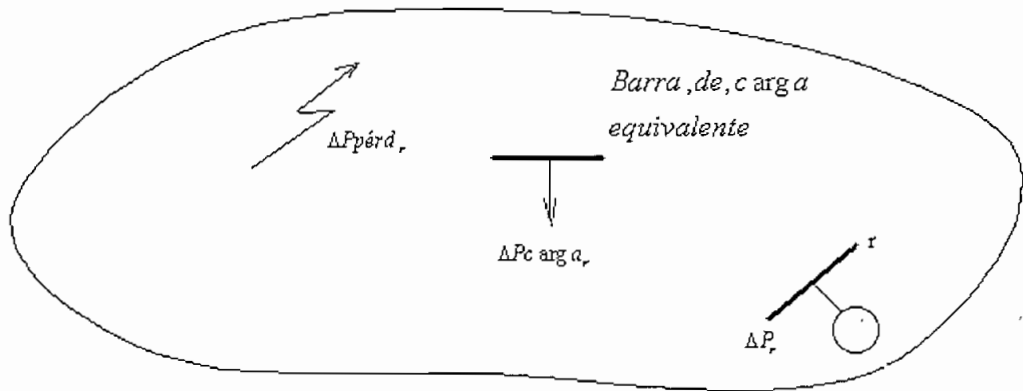


Fig. 2.18 Cambio en la barra de carga equivalente y en la barra de referencia

Nosotros vamos a aproximar $\frac{\Delta P_{pérdidas}}{\Delta P_i}$ usando $\frac{\partial P_{pérdidas}}{\partial P_i}$ de la matriz de pérdidas, podemos escribir la Ec. 2.94 como

$$\Delta P_{\text{carg ai}} = \left(1 - \frac{\partial P_{\text{pérdidas}}^*}{\partial P_i} \right) \Delta P_i \quad (2.95)$$

donde el asterisco (*) indica una pérdida incremental calculada de la matriz de pérdidas. Similarmente, podemos hacer la misma cosa, independientemente, para la barra r (mire la figura 2.18), donde

$$\Delta P_r = \Delta P_{\text{pérdidas r}} + \Delta P_{\text{carg ar}} \quad (2.96)$$

y otra vez vamos a aproximar $\frac{\Delta P_{\text{pérdidas}}}{\Delta P_r}$ como $\frac{\partial P_{\text{pérdidas}}}{\partial P_r}$ de la matriz de pérdidas. Luego

$$\Delta P_{\text{carg ar}} = \left(1 - \frac{\partial P_{\text{pérdidas}}^*}{\partial P_r} \right) \Delta P_r \quad (2.97)$$

Ahora supongamos que sacamos esos dos pasos en secuencia como sigue. Primero, sacamos el paso que muestra la Ec. 2.95, en el que $\Delta P_{\text{carg ai}}$ exactamente compensa los cambios ΔP_i y los cambios en las pérdidas. Luego ajustamos ΔP_r en el que $\Delta P_{\text{carg ar}}$ es precisamente el *negativo* de $\Delta P_{\text{carg ai}}$. Esto es,

$$\Delta P_{\text{carg ar}} = - \Delta P_{\text{carg ai}} \quad (2.98)$$

luego,

$$\left(1 - \frac{\partial P_{\text{pérdidas}}^*}{\partial P_r} \right) \Delta P_r = - \left(1 - \frac{\partial P_{\text{pérdidas}}^*}{\partial P_i} \right) \Delta P_i \quad (2.99)$$

Para perfeccionar esta secuencia, tenemos que crear artificialmente las acciones que constituyen las bases para los Factores de Nodo con respecto a la barra de referencia. Esto es, nosotros hemos incrementado la generación de la barra i por ΔP_i y compensado con un cambio ΔP_r en la barra de referencia mientras permanece constante la carga. Por definición (Mire la Ec. 2.74),

$$\beta_i = \frac{-\Delta P_r}{\Delta P_i} \quad (2.100)$$

Pero de la Ec. 2.99

$$\beta_i = \frac{-\Delta P_r}{\Delta P_i} = \frac{(1 - \partial P^* \text{pérd} / \partial P_i)}{(1 - \partial P^* \text{pérd} / \partial P_r)} \quad (2.101)$$

Si definimos los factores de penalización como

$$P f_i^{\text{matriz, de, perd}} = \frac{1}{1 - \frac{\partial P^* \text{pérd}}{\partial P_i}} \quad (2.102a)$$

Y por lo tanto los FACTORES DE NODO como

$$F n_i = 1 - \frac{\partial P^* \text{pérd}}{\partial P_i} \quad (2.102b)$$

Y

$$P f_i^{\text{barra, de, referencia}} = \frac{1}{\beta_i} = \frac{1}{F n_i^{\text{barra, de, referencia}}} \quad (2.103)$$

Luego,

$$Pf_i^{barra,de,ref.} = \left(1 - \frac{\partial P^* \text{pérd}}{\partial P_r}\right) \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P^* \text{pérd}}{\partial P_i}} \right)$$
$$= \left(1 - \frac{\partial P^* \text{pérd}}{\partial P_r}\right) Pf_i^* \quad (2.104)$$

Así podemos ver que los Factores de Penalización ($1/F_n$), con respecto a la barra de referencia son simplemente una constante de tiempo de los Factores de Penalización obtenidos de la matriz de pérdidas. Además se deberían utilizar estos *Factores de Nodo* para perfeccionar el Despacho Económico de la generación.

2.5.2 Relaciones de Factores de Nodo, con aquellos calculados en el Centro de Carga del Sistema.

Como se señaló anteriormente, cuando se utilizan los coeficientes de pérdidas B, los factores de nodo del sistema quedan determinados con respecto a una barra única que es el centro de carga del sistema. El objetivo del análisis que se presenta a continuación es el establecer la relación entre estos factores nodales y los obtenidos con el concepto del nodo de referencia.

Supongamos que se disponen de los coeficientes de pérdida B a partir de los cuales se calculan las pérdidas marginales de cada generador. Asumiendo por concepto que un cambio ΔP_i producirá un cambio en el centro de carga ΔP_{ci} en el centro de carga del sistema, entonces:

$$\Delta P_i = \Delta P_{ci} + \Delta PL \quad \text{de la cual,} \quad \Delta P_{ci} = \Delta P_i - \Delta PL = \left(1 - \frac{\Delta PL}{\Delta P_i}\right) \Delta P_i$$

$$\Delta P_{ci} = \left(1 - \frac{\partial PL(c)}{\partial Pr}\right) \Delta Pr = \beta_{rc} \Delta Pr$$

Supongamos que estos cambios ocurren en la siguiente secuencia: primero el paso en que ΔP_{ci} compensa exactamente el cambio de ΔP_i y el cambio de pérdidas (primera ecuación), luego ajustamos ΔPr en forma tal que $\Delta P_{cr} = -\Delta P_{ci}$, por tanto:

$$\beta_{rc} \Delta Pr = -\beta_{ic} \Delta P_i$$

Realizando esta secuencia hemos artificialmente creado las secciones en las que se sustentan los factores de nodo de la barra de referencia, esto es, que variando la generación en la barra i en un ΔP_i y compensándola con un cambio ΔPr en la barra de referencia hemos encontrado que:

$$\alpha_i = -\frac{\Delta Pr}{\Delta P_i} = \frac{\beta_{ic}}{\beta_{rc}}$$

Demostraremos, que α_i es el factor nodal β_{ir} . Por tanto la expresión anterior establece la transformación entre factores nodales con respecto al centro de carga del sistema y aquellos obtenidos con respecto a cualquier nodo de referencia r .

2.5.3 Los Precios Marginales Nodales NO cambian con el cambio de la barra de referencia.

Se estableció antes que si se cambia la barra de referencia, cambia el precio de mercado, pero no los precios marginales nodales. Esta declaración se demuestra de la siguiente forma:

Supongamos que se designo a "a" como barra de referencia y que luego se cambia a una barra b.

$$\frac{df_i}{dP_i} \times \frac{1}{\beta_{ia}} = \frac{df_{refa}}{dP_{refa}} = \lambda_a \quad \text{Precio de Mercado con relación a la barra a}$$

El precio nodal en la barra b es:

$$\frac{df_b}{dP_b} = \frac{df_{refa}}{dP_{refa}} \beta_{ba} = \lambda_a \beta_{ba} \quad (2.105)$$

Por lo tanto el precio marginal nodal en cualquier nodo k es:

$$\frac{df_k}{dP_k} = \lambda_a \beta_{ka} \quad (2.106)$$

Si se cambiamos la referencia al nodo b, las correspondientes ecuaciones serían:

$$\frac{df_a}{dP_a} = \frac{df_{refb}}{dP_{refb}} \beta_{ab} = \lambda_b \beta_{ab} \quad (2.107)$$

$$\frac{df_k}{dP_k} = \lambda_b \beta_{kb} \quad (2.108)$$

Comparando (2.105) y (2.107) vemos que si bien han cambiado los precios de mercado y los factores de nodo, el precio marginal nodal se mantiene constante, es decir para cualquier nodo k:

$$\lambda_a \beta_{ka} = \lambda_b \beta_{kb} = \rho_k \quad (2.109)$$

2.5.4 Cálculo de FACTORES NODALES al cambiar la referencia.

Cuando se cambia la referencia, los factores nodales con relación a la nueva referencia no requieren ser recalculados a través de flujos de potencia, sino que se determinan directamente de los factores nodales de la referencia inicial, efectivamente de (2.109):

$$\lambda_a \beta_{ba} = \lambda_b \beta_{bb} = \lambda_b$$

Reemplazando la expresión anterior en la ecuación general (2.109), se tiene que para cualquier barra k:

$$\lambda_a \beta_{ba} = \lambda_a \beta_{ba} \beta_{kb}$$

Por lo cual los factores nodales de cualquier nodo k con respecto a la nueva referencia b en función de la anterior a se calculan fácilmente como:

$$\beta_{kb} = \frac{\beta_{ka}}{\beta_{ba}} \quad (2.110)$$

De la expresión (2.110) se observa que todos los factores de nodo son afectados por el factor de nodo de la nueva referencia con respecto a la anterior, β_{ba} .

La diferencia entre los factores de nodo de una barra k con respecto a diferentes referencias es:

$$\beta_{ib} - \beta_{ka} = \frac{\beta_{ka}}{\beta_{ba}} - \beta_{ka} = \beta_{ka} \frac{1 - \beta_{ba}}{\beta_{ba}}$$

La diferencia entre factores nodales de dos nodos i, j cualquiera con respecto a la misma referencia:

$$\beta_{ib} - \beta_{jb} = \frac{\beta_{ia} - \beta_{ja}}{\beta_{ba}} \quad (2.111)$$

CAPITULO 3

CAPITULO 3

3. APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE LOS FACTORES DE NODO EN LOS PROCEDIMIENTOS DEL MEM

3.1. TÉRMINOS AFINES A LA TEORÍA DE LOS FACTORES DE NODO.

- ❖ **Agentes del mem.** Personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, Grandes Consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía.
- ❖ **Barra de mercado.** Barra eléctrica de una subestación, asignada por el CONELEC, para la determinación del precio de la energía.
- ❖ **Cargo Equivalente de Energía.** Valor por unidad de energía que calcula el CENACE una vez concluido el mes y para el período total del mes concluido, para el cobro por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada.
- ❖ **Cargo Variable por Transporte.** Valor que determina el CENACE mediante la metodología de factores de nodo y que es proporcional a las pérdidas de energía.
- ❖ **Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).** Corporación Civil de derecho privado, sin fines de lucro, a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM, manteniendo condiciones de seguridad y calidad de la operación del Sistema Nacional Interconectado.
- ❖ **Cliente o Consumidor.** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico, como receptor directo del servicio.

- ❖ **Comercialización.** La compra – venta de energía en el MEM, incluye la medición, liquidación, facturación y cobro.
- ❖ **Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).** Organismo de derecho público encargada de la planificación, regulación y control del sector eléctrico.
- ❖ **Costos Fijos.** Son los costos necesarios para la instalación de un determinado equipo (inversión, seguros, personal, depreciación, rentabilidad, etc.), sea que este opere o no.
- ❖ **Costos Incrementales.** Son los costos en los que incurre un generador para incrementar o disminuir su producción en una unidad.
- ❖ **Costo Marginal de Energía.** Es el costo marginal de generación, calculado para cada hora, de aquella central que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de c-arga.
- ❖ **Costo Marginal de Mercado.** El Costo Marginal en el Mercado (CMM) de una unidad de generación en una hora “h”, es el costo marginal transferido a la Barra de Mercado dividiendo el costo marginal por el correspondiente factor de nodo horario.
- ❖ **Costos Variables.** Son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos (operación y mantenimiento). Costos tales como combustible, transporte, lubricantes, repuestos, etc.
- ❖ **Despacho de Carga.** Operación, supervisión y control de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Nacional Interconectado.
- ❖ **Despacho Económico.** Es la asignación específica de carga de las unidades de generación, para lograr el suministro de energía de mayor economía en

condiciones de contabilidad, atendiendo las variaciones de la oferta y la demanda.

- ❖ **Despacho Centralizado.** Es el despacho que realizará el CENACE a todos los generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados o los que se sincronizaren al Sistema Nacional Interconectado, los cuales realizarán sus transacciones en el MEM.
- ❖ **Despacho Optimo.** El despacho dentro de las mejores condiciones económicas y técnicas representa el despacho optimo para la etapa en estudio, para la determinación del valor del agua.
- ❖ **Empresa de Transmision o Transmisor.** Empresa titular de la concesión para la prestación del servicio de transmisión y la transformación de la tensión vinculada a la misma, desde el punto de entrega por un generador o autroproductor, hasta el punto de recepción por un distribuidor o gran consumidor.
- ❖ **Energía.** Es la demanda de potencia del sistema integrada en un intervalo de tiempo establecido.
- ❖ **Escenario hidrológico.** Son las condiciones esperadas bajo las cuales se desenvuelve la generación hidroeléctrica, y que le permitirá determinar a esta, el programa de generación.
- ❖ **Factor de Nodo o Factor Nodal.** En un nodo de la red, es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.
- ❖ **Generación Forzada.** Es la generación no requerida por el despacho económico y que es necesaria debido a restricciones asociadas al sistema de transmisión o a un sistema de distribución regional; o restricciones asociadas al control de voltaje y suministro de potencia reactiva; o necesidades de realizar ensayos en un

generador; o requerimientos de caudal mínimo aguas abajo de una central hidroeléctrica. Esta generación no interviene en la determinación del costo económico del MEM.

- ❖ **Gran Consumidor.** Consumidor cuyas características de consumo lo facultan para acordar libremente con un generador o distribuidor el suministro y precio de energía eléctrica para consumo propio.
- ❖ **Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE).** Es la Ley que rige el Sector Eléctrico del País, promulgada en el Registro Oficial No. 43 (Suplemento) del 10 de octubre de 1996.
- ❖ **Línea de Transmisión.** Es un tramo radial entre dos subestaciones consistente de un conjunto de estructuras, conductores y accesorios que forman una o más ternas de conductores disertadas para operar a voltajes mayores de 90 kV. Las líneas de transmisión son de propiedad de la Empresa Unica de Transmisión.
- ❖ **Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).** Es el mercado integrado por generadores, distribuidores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica. Así mismo incluye la exportación e importación de energía y potencia eléctricas.
- ❖ **Mercado a Plazo.** Conjunto de transacciones pactadas en contratos a plazo, entre agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.
- ❖ **Mercado Ocasional.** Es el mercado de transacciones de energía a corto plazo, no incorporadas en contratos a plazo de suministro de electricidad.
- ❖ **Peaje.** Es el pago que se debe realizar al Transmisor o Distribuidor por la utilización de su sistema para el transporte de energía eléctrica.

- ❖ **Potencia.** Es aquella potencia que se transfiere de la fuente a la carga y es consumida en ella, es decir representa la potencia útil.
- ❖ **Potencia Disponible.** Potencia efectiva del generador disponible para el despacho de carga en el Sistema Nacional Interconectado.
- ❖ **Potencia Reactiva o Reactivos.** Es la potencia que no representa un consumo útil, pero que aporta a las pérdidas de transporte y distribución; y es determinante en el control de voltaje.
- ❖ **Potencia Remunerable Puesta a Disposición.** Es la cantidad de potencia activa que será remunerada a cada generador.
- ❖ **Precio Nodal de la Energía.** Es el precio correspondiente a cada nodo de la red en función del precio de la energía en la barra de mercado y los factores nodales correspondientes.
- ❖ **Precio Unitario de Potencia.** Corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.
- ❖ **Procedimientos del MEM.** Conjunto de procedimientos relacionados con la administración de las transacciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista.
- ❖ **Procedimientos de Despacho y Operación.** Conjunto de procedimientos relacionados con la administración técnica del Mercado Eléctrico Mayorista
- ❖ **Regulación Primaria.** La regulación primaria será la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en el cual no interviene el lazo de control del Control Automático de Generación, sino sólo el regulador de velocidad de la

máquina, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda.

- ❖ **Regulación Secundaria.** La regulación secundaria será la respuesta a la acumulación de desviaciones de frecuencia y del error de control de área a través del Control Automático de Generación, esta respuesta se solicitará en tiempos de dos (2) a cuatro (4) segundos. Permite corregir la desviación acumulada por la regulación primaria.
- ❖ **Regulación de Voltaje.** Es la habilidad del sistema para controlar el voltaje, manteniéndolo dentro de los límites tolerables. El control lo realiza el generador por medio de la potencia reactiva, el transmisor con capacitores y/o reactores, y el distribuidor por medio del factor de potencia de las cargas.
- ❖ **Reserva Rodante.** Cantidad expresada en MW de la diferencia entre la capacidad rodante y la demanda del sistema eléctrico en cada instante. Esta diferencia sirve para corregir las desviaciones de frecuencia.
- ❖ **Reserva Para Regulación de Frecuencia.** Es el porcentaje óptimo de reserva de potencia requerida para la regulación de frecuencia. Para la regulación primaria se definirá estacionalmente por el CENACE y será de cumplimiento obligatorio para todos los generadores. Para la regulación secundaria, el CENACE seleccionará a los generadores que deben efectuar tal regulación.
- ❖ **Restricciones Operativas.** Limitaciones impuestas por la red de transmisión o por los agentes del MEM que impiden la ejecución del despacho económico y ocasionan diferencias entre la producción prevista de los generadores en el despacho económico y el despacho real o incluso la operación de plantas diferentes a las que habían sido consideradas en el despacho económico.
- ❖ **Sistema Nacional Interconectado (SNI).** Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico conectados entre sí, el cual permite la

producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad.

- ❖ **Sistema de Medición Comercial (SISMEC).** Es la herramienta para cuantificar con la mayor exactitud posible los flujos energéticos para valorizar las transacciones económicas de los Agentes del MEM. Es la balanza de alta precisión del Mercado y como tal su función es medir el producto (energía eléctrica) que se vende, compra y transporta.
- ❖ **Transmisión.** Es el transporte de energía eléctrica de alto voltaje por medio de líneas transmisoras interconectadas y subestaciones de transmisión.
- ❖ **Transacciones de Potencia Reactiva.** Es el flujo de potencia reactiva en los puntos de intercambio con el MEM, cuyo control es responsabilidad de todos los Agentes del MEM.
- ❖ **Valor Agregado de Distribución (VAD).** Corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa tipo con costos normalizados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

3.2. QUÉ DICE LA REGLAMENTACIÓN?

3.2.1. Del Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.

Artículo 9.- Liquidación y cumplimiento de transacciones.- “El CENACE determinará mensualmente los valores que deben pagar y cobrar los Agentes del MEM, el Transmisor, los Importadores y Exportadores por las transacciones

realizadas en el mercado ocasional y por los servicios prestados por terceros para el cumplimiento de las transacciones realizadas en contratos a plazo.

El CENACE verificará e informará a los agentes del MEM sobre el despacho económico efectuado y la sustitución o reemplazo que se hubiere producido en las cuotas energéticas comprometidas en los contratos a plazo”. [2]

Artículo 11.- Barra de Mercado y Fijación de precios.- “Los precios de generación de energía en el MEM serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada "Barra de Mercado" asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía en la Barra de Mercado se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo”.[2]

Artículo 12.- Factor de Nodo.- “Factor de Nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el Factor de Nodo de la Barra de Mercado es igual a 1.0.

Los Factores de Nodo serán calculados por el CENACE en base a la metodología aprobada por el CONELEC”.[2]

Artículo 13.- De la Energía.- “La energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

El costo marginal instantáneo de energía, en la Barra de Mercado, estará dado por aquella unidad de generación que, en condiciones de despacho económico, sea la que atiende un incremento de carga. Para este efecto, el costo de generación estará determinado:

a) En operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior; y,

b) En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada, calculado por el CONELEC en función creciente a la magnitud de los déficits.

El valor del agua será determinado por el CENACE en el programa de planeamiento operativo”.[2]

Artículo 14.- Precio Nodal de la Energía.- “A cada precio horario de energía determinado en la Barra de Mercado le corresponde un precio de energía en cada nodo de la red. Los precios de la energía en cada nodo de la red de transmisión se obtendrán a partir del precio en la Barra de Mercado multiplicado por el Factor de Nodo”.[2]

Artículo 15.- Cargos variables por transporte de energía.- “El CENACE, utilizando la metodología del Factor de Nodo, determinará las remuneraciones económicas para el Transmisor por concepto del servicio de transporte, que considera las pérdidas técnicas de energía. Los cargos fijos se aplicarán según lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

Los participantes del MEM, que utilicen la red de un Distribuidor, cancelarán los cargos establecidos en el Reglamento de Tarifas. El CONELEC establecerá los procedimientos respectivos a través de las regulaciones, de cuya aplicación se responsabilizará el CENACE”.[2]

3.2.2. Del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado.

Artículo 8.- Del Despacho Económico.- “El CENACE, mediante un modelo aprobado por el CONELEC, calculará el despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central y las transferencias de energía por interconexiones internacionales, de tal forma que se atienda la demanda horaria y se minimicen los costos de operación, considerando”:

- a. La predicción de demanda horaria;

- b. Los Costos Variables de las Unidades de Generación;
- c. Las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades en la operación;
- d. El programa de mantenimiento de las unidades de generación sujetas a despacho central;
- e. Las proyecciones de importación y exportación de electricidad a través de las interconexiones internacionales;
- f. El margen de reserva de generación de acuerdo a los criterios de confiabilidad y calidad de servicio establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación; y,
- g. Otros aspectos particulares a indicarse en los Procedimientos de Despacho y Operación.

En lo que se refiere al literal c), el CENACE deberá asegurar que la solución técnica adoptada para levantar la restricción es la más económica, desde el punto de vista de minimizar el costo total de operación del sistema.

El CENACE comunicará diariamente el despacho horario a los Generadores sujetos al despacho central, supervisará y controlará su cumplimiento. La información estará disponible para todos los Agentes MEM.

El Despacho Horario podrá ser modificado durante la ejecución del mismo con el fin de tener en cuenta las condiciones de operación y los recursos del Sistema”.[4]

Artículo 11.- Del despacho centralizado.- “Todos los Generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados o los que se sincronizaren al Sistema Eléctrico, realizarán sus transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista y estarán sujetos al despacho central del CENACE. El Despacho centralizado se realizará por unidad generadora para las centrales termoeléctricas; y, por planta, para las hidroeléctricas.

La generación proveniente de la importación por interconexiones internacionales, para su despacho cumplirá, en lo que sea aplicable, con las disposiciones establecidas en este Reglamento y las que constarán en los Procedimientos de Despacho y Operación para los Generadores.

Los Generadores tienen la obligación de operar sus unidades, según el programa de generación horario establecido por el CENACE.

Toda la generación, exportaciones e importaciones por interconexiones internacionales se registrarán ante el CENACE".[4]

3.3. FIJACION DE LOS PRECIOS DEL MEM.

3.3.1. MECANISMO DE CALCULO DE FACTORES DE NODO.

Factor de Nodo.

El Factor de Nodo indica la interrelación de los Agentes del MEM a través de la red de transmisión y penaliza el costo de importar o exportar energía de un generador o de una carga a/o desde la Barra de Mercado.

Los Factores Nodales eléctricamente indican la variación de las pérdidas marginales del sistema de transmisión ante las variaciones en la inyección de generación o retiro de carga en cada punto de la red.

El Factor de Nodo de un nodo "i" - (FN_i), respecto a un nodo que se toma como referencia (Barra de Mercado) el cual por definición es igual a 1.0, es la variación de las pérdidas debido al transporte de la energía que se presenta entre el nodo "i" y el nodo de referencia.

Mecanismo de Cálculo.

El Factor de Nodo (FN_i) se determina por medio de la siguiente relación:

$$FN_i = 1 + \left(\frac{\partial PL}{\partial P_i} \right) \quad (3.1)$$

donde:

$\partial PL / \partial P_i =$ la derivada de las pérdidas de transmisión respecto a la variación de inyección o retiro de potencia en el nodo "i".

Los Factores Nodales de un Sistema de Potencia se obtienen al modelar la red de transporte y calcular el flujo de potencia, que en condiciones normales de operación, la generación total debe cubrir la carga más las pérdidas del sistema. Por lo tanto la variación de la potencia inyectada que se presenta en cada nodo no puede variar arbitrariamente sino mantener balanceado el sistema por lo que se hace necesario considerar una barra oscilante (referencia), la cual absorbe los cambios de potencia que se presenten; así al simular la variación de la potencia inyectada o retirada del nodo "i" se determina la variación de las pérdidas de transmisión. La barra oscilante es a la vez la Barra de Mercado, ya que las pérdidas de transmisión al ser calculadas con esa referencia coinciden con las pérdidas que absorbe el generador de la barra oscilante.

Así, se tiene que las pérdidas marginales de transmisión en nodos exportadores (generadores) serán generalmente negativas y en los nodos importadores (distribuidor o gran consumidor) serán generalmente positivas; por lo que los FNi serán menores a 1 o mayores a 1 respectivamente.

Factores de Nodo Estacionales.

En la Programación Estacional, el CENACE deberá calcular los Factores de Nodo Estacionales - (FNE); para el período de estiaje (octubre - marzo) y período lluvioso (abril - septiembre). El cálculo de los FNE se realizará a partir de flujos de potencia del sistema eléctrico en cada banda horaria con los siguientes modelos:

a) Generación: Se utiliza la Generación Promedio prevista en el período estacional para cada Central. Considerando los respectivos mantenimientos programados y aceptados.

b) Demanda: Se calcula la Potencia Promedio del sistema que satisface la demanda en todos los nodos de entrega de cada Agente demandante, sobre la base de las previsiones de demanda, de la Base de Datos con la información, proporcionada por los agentes del MEM. A partir de estas potencias el CENACE determinará la demanda estacional de cada nodo de la red como una curva monótona de cargas (curva Demanda - Duración) de tres bloques para días de trabajo, sábados y domingos donde:

- cada bloque representa una banda horaria (mínima 22:00-07:00, media 07:00-17:00, máxima 17:00-22:00).
- la potencia del bloque corresponde a la Demanda Promedio estacional de la banda horaria, y descontando la Energía No Suministrada - (ENS) si estas existiesen.
- la duración del bloque está dado por la duración en horas de la banda horaria multiplicado por el número de días del período considerado.

Los días feriados se consideraran como un Sábado o Domingo dependiendo del caso.

c) Sistema de Transporte: El CENACE deberá definir configuraciones características en el Período considerado de la red de Vinculación Eléctrica utilizadas entre las Centrales de Generación, Distribuidores y Grandes Consumidores:

El CENACE realizará un flujo de potencia de la red con los nodos requeridos para calcular las variaciones unitarias de potencia inyectada o retirada del nodo "i" y obtener las pérdidas incrementales de transmisión. En la Programación Estacional determinará, para cada banda horaria, los siguientes valores:

- El Factor de Nodo Estacional de la Banda Horaria (FN_{bi}) , en todos los nodos "i" de Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores conectados al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, en los nodos simulados y de los días analizados.
- El Factor de Nodo promedio ponderado estacional del nodo "j" (FNP_j) , son factores de nodo promedio ponderados en función de la energía de cada banda horaria y nodo.

$$FNP_j = \frac{(FN_{bi} * E_b)_{Trabajo} + (FN_{bi} * E_b)_{Sábado} + (FN_{bi} * E_b)_{Domingo}}{E_b_{Trabajo} + E_b_{Sábado} + E_b_{Domingo}}$$

donde:

FN_{bi} = Factor de Nodo estacional, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i".

E_b = Energía estacional del sistema, en la Banda horaria "b".

Factores de Nodo por Banda Horaria.

Los factores de nodo horarios (FN_h) serán calculados previamente por el CENACE en el predespacho diario, utilizando un modelo de despacho con un flujo de potencia simplificado que represente la red de transmisión.

En caso de realizarse un redespacho en la operación en tiempo real, los factores de nodo horarios serán los determinados en el redespacho.

El CENACE determinará el Factor de Nodo promedio ponderado en la banda horaria.

$$FN_{Phi} = \frac{\sum_{i=1}^n (FN_{hi} * E_{hi})}{\sum_{i=1}^n E_{hi}}$$

donde:

FN_{Phi} : Factor de Nodo ponderado en la banda horaria, de cada nodo "i".

FN_{hi} : Factor de Nodo horario, de cada nodo "i".

E_{hi} : Energía en la hora "i" del sistema.

$\sum E_{hi}$: Energía de la banda analizada del sistema.

n : número de horas correspondiente a la banda horaria analizada.

3.4. MECANISMO DE CALCULO DEL COSTO MARGINAL DE ENERGIA.

El CENACE debe valorar el servicio de energía eléctrica a costos marginales de acuerdo con el principio de que el sistema opera a mínimo costo. En condiciones de despacho económico, sin restricciones de la red, el costo marginal de energía en la Barra de Mercado lo proporciona aquella unidad de generación que atiende el incremento de carga, con la reserva necesaria para garantizar la calidad y confiabilidad del sistema. En este caso el costo de generación se define:

3.4.1. En Operación Normal.

Para condiciones de operación normal del sistema, el costo de generación se determina por el costo variable de producción en el caso de las unidades térmicas y plantas hidráulicas de pasada, y por el costo de oportunidad de la oferta hidráulica (valor del agua) para plantas hidráulicas con embalses de regulación mensual o superior. En el caso de las Interconexiones Internacionales, específicamente la importación, por el precio de oportunidad de oferta de esa energía.

El costo variable de producción de una unidad de generación, dependerá entre otras cosas de: tipo de combustible, transporte de combustible, rendimiento, mantenimiento necesario debido a la operación, etc, rubros que serán detallados en la sección correspondiente.

3.4.2. En Caso de Desabastecimiento.

En el caso de existir desabastecimiento de energía eléctrica, el Costo de la Energía No Suministrada, se convierte en un generador térmico ficticio cuyo costo lo define el CONELEC de una manera creciente a la magnitud del déficit, considerando el generador ficticio como parte de las unidades a ser despachadas.

3.5. MECANISMO DE CALCULO DEL PRECIO NODAL DE LA ENERGIA.

El Costo Marginal de la Energía del sistema obtenido en la Barra de Mercado fija el Precio del Mercado (PM), obtenido de manera horaria por el CENACE para el despacho óptimo, el cual permite realizar las transacciones entre los Agentes del MEM.

El valor de la energía eléctrica se determina en cada nodo de la red por medio del precio de la energía en el nodo “i” a la hora j - (PN). El precio de la energía transferido a un nodo será el precio de la energía en la Barra de Mercado multiplicado por su respectivo Factor de Nodo a la hora j.

$$PN_{ij} = PM * FN_{ij}$$

Al valor del PN_{ij} se remunera al Generador considerado en el despacho económico ubicado en el nodo “i” o es el precio que debe pagar el Distribuidor o Gran Consumidor ubicado en el nodo “i”.

El efecto de incluir las pérdidas marginales de transmisión hace que los Precios Nodales de la Energía puedan ser mayores o menores al precio de Mercado. Así tenemos que el precio de un nodo importador aumenta a medida que se aleja de la Barra de Mercado; mientras que un nodo exportador el precio de la energía decrece a medida que se aleja de la Barra de Mercado.

3.6. DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION.

Se entenderá por costo variable aquel que cambia en función del período de operación u horas de funcionamiento de la unidad o planta generadora.

3.6.1. Componentes de Costo.

Para la determinación de los costos variables se tomarán en cuenta los siguientes rubros:

- Consumo de combustible.
- Transporte de combustible
- Lubricantes y otros insumos para operación
- Productos químicos
- Agua potable
- Energía eléctrica para servicios auxiliares
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un año, que consideran valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.

No se considerarán los costos para overhaul o mantenimientos mayores.

3.6.2. Declaración de Costos.

Los costos variables a ser declarados son los siguientes:

- Costo de Combustible (CC).
- Costo de Transporte de Combustible (CTC).
- Costos de Lubricantes y Otros Insumos (CLYO).
- Costo del Agua Potable (CA).
- Costo de Energía Eléctrica (CEE).
- Costos de Mantenimiento (CM).
- Costo Variable (CV).

3.6.3. Fecha y Plazo para la Declaración.

El Generador efectuará su declaración de los costos variables de generación hasta el 30 de octubre de cada año. Los costos entrarán en vigencia para los siguientes doce meses; esto es, para el período noviembre - octubre. En cada mes del período de vigencia, ocho días antes de la finalización del mes, el Generador deberá informar al

CENACE si ratifica o reajusta los Costos Variables a ser considerados en el mes siguiente.

3.6.4. Reajuste.

Los costos declarados serán reajustados si la variación acumulada de dichos costos es superior al 5% en más o en menos.

Los factores de reajuste tomarán en cuenta las variaciones de la tasa cambiaria del Banco Central y del Índice Nacional de Precios al Consumidor.

Factor de reajuste por variación de la Tasa Cambiaria (FR1).

$$FR1 = \frac{TCm}{TCo}$$

donde:

TCm = Precio promedio mensual referencial de venta del dólar americano correspondiente a las transacciones del Banco Central del Ecuador para el mes "m".

TCo = Precio promedio mensual referencial de venta del dólar americano correspondiente a las transacciones del Banco Central del Ecuador para el mes de octubre usado para la declaración inicial de costos variables del período.

Factor de reajuste por variación del Índice de Precios al Consumidor (FR2).

$$FR2 = \frac{IPCUm}{IPCUo}$$

donde:

IPCUM = Índice general de precios al consumidor de área urbana a nivel nacional para el mes “m”.

IPCUo = Índice general de precios al Consumidor de área urbana a nivel nacional para el mes de octubre usado para la declaración inicial de costos variables del período.

Aplicación de los Factores de Reajuste.

El factor FR1 se aplicará todos los items que sean de importación o se manejen con costos internacionales: combustible, repuestos de importación, insumos de importación y asistencia técnica (mano de obra) extranjera.

$$CVFi = CVoi * FR1$$

donde:

CVFi = Costo variable final para el item “i”

CVoi = Costo variable inicial del período para el item “i”

El factor FR2 se aplicará a todos los items que sean de fabricación nacional o se manejen con costos locales: transporte de combustible, repuestos o insumos nacionales, agua potable, energía eléctrica y mano de obra nacional.

$$CVFj = CVoj * FR2$$

donde:

CVFj = Costo variable final para el item “j”

CVoj = Costo variable inicial del período para el item “j”

Cálculo del Costo Variable Reajustado.

Con los costos variables reajustados de cada ítem, se determina el costo variable reajustado de la siguiente manera:

$$CVR_m = \sum C VF_i + \sum C VF_j$$

donde:

CVR_m = Costos variables reajustados para el mes "m".

En el caso de que el costo variable reajustado varíe en un 5%, sea en más o en menos, el costo variable final reajustado para cada ítem será considerado como costo variable inicial para el próximo mes.

3.7. DETERMINACION DE LA UNIDAD MARGINAL

3.7.1. ANTECEDENTES

A continuación se transcriben los artículos de la Ley y de los Reglamentos respectivos, que se refieren al despacho económico y, por tanto, sobre la marginalidad:

❖ Ley de Régimen del Sector Eléctrico

Artículo 24, literal d) establece que corresponde al CENACE: "Ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación".

❖ Reglamento de Despacho y Operación

El Artículo 8 Del Despacho Económico establece que el CENACE:

"... calculará el despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central ... considerando:

- a) La predicción de la demanda horaria;
- b) Los costos variables de las Unidades de Generación;
- c) Las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidades en la operación.”

En lo que se refiere al literal c), el CENACE deberá asegurar que la solución técnica adoptada para levantar la restricción es la más económica, desde el punto de vista de minimizar el costo total de la operación del sistema.”

❖ Reglamento para el funcionamiento del MEM

El Artículo 13.- De la Energía, determina lo siguiente:

“La energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

El costo marginal instantáneo de energía, en la Barra de Mercado, estará dado por aquella unidad de generación que, en condiciones de despacho económico, sea la que atienda un incremento de carga...”

El Artículo 20.- Compensaciones por Restricciones Operativas, establece que:

“Cuando existan Restricciones Operativas que obliguen el despacho de unidades menos económicas, el CENACE establecerá los mecanismos para que la generación producida por dichas unidades sea remunerada al generador a su costo variable declarado y evite las distorsiones que por este concepto puedan producirse en la fijación de los precios del mercado.

Los sobrecostos producidos serán calculados por el CENACE y cubiertos por el Agente del MEM que los provoque, para compensar al que entró sobre el despacho económico.

Los costos originados por inflexibilidades operativas que pueden tener las unidades de generación, que las obligue a mantenerse en períodos que no son requeridos por el Sistema, no incidirán en los costos económicos del MEM. Los sobrecostos, con relación a los precios del mercado, serán asumidos por el agente propietario de la unidad inflexible...”

3.7.2. CONSIDERACIONES INICIALES

Sobre la base de lo establecido en la normatividad antes descrita, se puede concluir que:

- ❖ Al usuario final el costo del suministro debe ser el mínimo;
- ❖ El literal c) del Artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación, establece la generación mínima que por condiciones de calidad y seguridad del Sistema debe ser considerada en el Despacho Económico diario. De esta manera se considera dos tipos de restricciones:
 - ❖ Restricción De Carácter Nacional o Total.- Está relacionada con la seguridad, confiabilidad y calidad global del Sistema.

Para el caso de la confiabilidad del servicio, la programación semanal determinará que unidades térmicas (turbo - vapor) deben ser tomadas en cuenta en la programación. Esta generación ingresará con su potencia mínima inflexible y no intervendrá en la marginalidad. Podrá marginar cuando para satisfacer la demanda deba incrementar su potencia a partir del valor mínimo.

La Tercera Disposición Transitoria del Reglamento para el funcionamiento del MEM, establece un período de 12 meses de gracia para los sobrecostos de las inflexibilidades, debiendo cubrir las mismas todos los Agentes, en proporción a la energía que retiren del mercado, durante los períodos de inflexibilidad. Transcurridos los doce meses, los períodos en que la programación semanal y el despacho diario declaren que no es necesaria la generación de unidades turbo – vapor, los sobrecostos serán cubiertos por el propio Generador.

El ingreso de generación por criterios de calidad de servicio será considerado como requerimiento del Sistema, cuando el soporte de voltaje sirva a todo el Sistema o a una zona del Sistema. Los sobrecostos de esta generación serán cubiertos, igualmente, por todos los Agentes, con el mismo criterio anterior.

□ Restricción Local.- Es ocasionada por un Agente. Comprenden las restricciones por limitaciones de transferencia en elementos de los Sistemas de Transmisión o Distribución y por calidad de servicio de carácter local. Los sobrecostos de la generación despachada por estas causas deben ser cubiertos por el Agente causante, conforme lo establece el segundo inciso del Artículo 20 del Reglamento para el funcionamiento del MEM.

Cuando es por restricción de la red el Responsable es claramente identificable. Puede ser el Transmisor o un Distribuidor.

Para el caso de calidad de servicio (voltaje), el Transmisor será responsable de los sobrecostos de la generación forzada por esta causa, siempre y cuando el Distribuidor presente un factor de potencia igual o superior al especificado en los Procedimientos de Despacho y Operación. Si el Distribuidor no cumple con la condición anterior esta responsabilidad podría pasar al Distribuidor o ser compartida entre el Agente y el Transmisor. El CENACE avalará estas situaciones con los estudios eléctricos pertinentes.

El pago de los sobrecostos de la generación forzada, por parte del Agente que lo provoque, presenta una señal adecuada que conduzca a su corrección definitiva.

3.7.3. CONCLUSIONES

- ❖ El Despacho Económico debe reflejar la realidad del sistema.
- ❖ Sin embargo, el costo marginal horario no debe estar influenciado o afectado por otras consideraciones que no sea el abastecimiento de la demanda al menor costo.
- ❖ Los costos de la generación despachada por requerimientos de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio del Sistema, deben ser reconocidos por todos los Distribuidores y Grandes Usuarios;
- ❖ El ingreso de generación por requerimientos de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio del Sistema o para levantar una restricción en la red, no debe producir distorsiones en la fijación de los precios del mercado.
- ❖ Cuando se modifique la potencia de una unidad inflexible, para levantar una restricción de red, el responsable de la restricción reconocerá el sobrecosto operativo de la energía adicional a la inflexible.
- ❖ Las unidades de generación consideradas para la elaboración del despacho económico centralizado, intervendrán tomando en cuenta sus características técnicas, tales como:
 - Tiempos mínimos de operación,
 - Tiempo de arranque,
 - Potencias mínimas y máximas operativas,
 - Velocidad de subida/bajada de potencia activa.

3.8. DESPACHO ECONOMICO HORARIO

Este proceso lo centraliza el CENACE y lo programa con sujeción a las normas establecidas en el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, Artículo 8. El procedimiento a seguirse se detalla a continuación.

3.9. LIQUIDACION DE ENERGIA

El CENACE, de acuerdo a lo estipulado en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y el Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, debe efectuar la liquidación de las transacciones en el MEM.

El sistema de evaluación de las transacciones de energía en el MEM contempla la remuneración a los Generadores y Exportadores, el pago de los Distribuidores e importadores y la remuneración a la Empresa de Transmisión. Además, todos los agentes están sujetos al pago por penalizaciones y servicios prestados por el MEM.

El CENACE determina y discrimina los montos de energía que han sido transados en el Mercado de Contratos a Plazo y en el Mercado Ocasional. El CENACE evalúa y liquida las transacciones de energía realizadas en el Mercado Ocasional y aquellas transacciones que habiéndose pactado en el Mercado de Contratos a Plazo se cumplan en el Mercado Ocasional.

a) El Factor de Nodo.

El factor de nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el factor de nodo de la Barra de Mercado es igual a 1. Para cada hora y para cada nodo o barra del sistema, el CENACE determinará los Factores de Nodo resultantes del despacho real.

b) Precio de la Energía.

La energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

La energía en cada nodo o barra en el SMI varía en función de su ubicación respecto a la Barra de Mercado. El precio de la energía, para una hora dada, de una barra o un nodo de la red se calcula como el producto de su Factor de Nodo horario multiplicado por el Precio de la Energía en la Barra de Mercado a esa hora:

$$PEb_h = FNB_h * PEM_h$$

Donde:

PEb_h = Precio de la energía en una barra o nodo del sistema a una hora h.

FNB_h = Factor de nodo en una barra o nodo del sistema a una hora h.

PEM_h = Precio de la Energía en la Barra de Mercado a la hora h.

c) Información Postoperativa.

Sobre la base del despacho real efectuado, el CENACE establece para cada hora:

- El Precio de la Energía en la Barra de Mercado.
- La máquina térmica o central hidráulica que margina.
- Los Factores de Nodo horarios productos del despacho real con los respectivos niveles de pérdidas
- El Reporte de Eventos de Operación con información relativa a restricciones, indisponibilidades, fallas o cualquier evento que influya en la evaluación económica de las transacciones.
- La energía bruta y neta de generación.
- El consumo de auxiliares de las unidades de generación.
- El consumo de energía en las subestaciones del sistema de transmisión.

Esta información será empleada cuando el SISMEC no opere adecuadamente o cuando los Agentes no la hagan llegar dentro de los plazos establecidos para evaluar económicamente las transacciones de potencia y energía en el MEM.

3.9.1. Liquidación de las Transacciones de Energía de Distribuidores y Grandes Consumidores.

Los Distribuidores pagan por la energía recibida en el Mercado Ocasional al costo económico marginal instantáneo.

El CENACE registra los contratos de energía de los Distribuidores, sobre la base de esto conoce los datos de la curva de carga horaria de contratos a considerarse para la evaluación de las transacciones.

La cantidad de energía horaria recibida por cada Distribuidor en su nodo de intercambio con el MEM se determina como resultado del Sistema de Medición Comercial.

Las cantidades de energía recibidas por un Distribuidor o Gran Consumidor hora a hora del Mercado Ocasional se determinan por el CENACE considerando la energía recibida en su nodo y la energía pactada en contratos.

Para una hora dada:

$$ERMODj_h = ERDj_h - EcDj_h$$

donde:

$ERMODj_h$ = Energía recibida del Mercado Ocasional por el Distribuidor j a la hora h (kWh) en su nodo.

$ERDj_h$ = Energía recibida por el Distribuidor j a la hora h (kWh) en su nodo.

$EcDj_h$ = Energía total efectiva de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor j

Cada hora el CENACE evalúa el pago por compra de energía de los Distribuidores en el Mercado Ocasional al costo económico marginal instantáneo, de la siguiente manera:

$$PERMODj_h = FNDj_h \times PEM_h \times ERMODj_h$$

donde:

$PERMODj_h$ = Pago del Distribuidor j por compra de energía en el Mercado Ocasional a la hora h

$FNDj_h$ = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (S/. / kWh)

$ERMODj_h$ = Cantidad de energía recibida por el Distribuidor j del Mercado Ocasional a la hora h (kWh).

- **Excedentes de Energía de los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional.**

Si un Distribuidor o Gran Consumidor que haya contratado energía en el Mercado de Contratos a Plazo consume una cantidad de energía inferior al monto de sus contratos puede liquidar este excedente en el Mercado Ocasional, en la Barra de Mercado, al costo marginal instantáneo.

El CENACE, haciendo uso de la información del Mercado de Contratos proporcionada por los Agentes, las cantidades de energía negociadas proporcionadas por el Sistema de Medición Comercial y la información Postoperativa, determinará las cantidades de energía que han sido liquidadas por los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional, con la siguiente expresión.

$$EVDMODj_h = ERDj_h - EcDj_h$$

donde:

$EVDMODj_h$ = Cantidad de energía vendida por un Distribuidor j en el Mercado Ocasional a la hora h siempre y cuando la cantidad de energía recibida sea menor a la cantidad de energía contratada.

$ERDj_h$ = Cantidad de energía entregada a un Distribuidor j a la hora h

$EcDj_h$ = Energía total de contratos a recibir en la hora h por un Distribuidor j

Esta condición se cumple siempre y cuando la $ERDj_h$ sea mayor que la demanda del Distribuidor a la hora h .

La energía vendida por los Distribuidores o Grandes Consumidores en el Mercado Ocasional se valora al Precio de la energía en la Barra de Mercado.

Para una hora dada:

$$PEVDMODj_h = FNDj_h * PEM_h * EVDMODj_h$$

donde:

PEVDMODj_h = Remuneración por la energía vendida por un Distribuidor j en el Mercado Ocasional a la hora h

FNDj_h = Factor de Nodo del Distribuidor j a la hora h

EVDMODj_h = Cantidad de energía vendida por un Distribuidor j en el Mercado Ocasional a la hora h (kWh)

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (S/. / kWh)

- **Factores de Nodo Ponderados de Distribuidores.**

Si un Distribuidor presenta más de un nodo de entrega, el CENACE, con el propósito de determinar los valores de energía transados en el Mercado Ocasional y en el Mercado de Contratos a Plazo, calculará un Factor de Nodo Ponderado que representará al Distribuidor y con el cual se efectuarán todos los cálculos que involucren al Factor de Nodo del mismo.

Para una hora dada:

$$FNPDj_h = \frac{\sum_{p=1}^k (FNDj_{p,h} \times ERDj_{p,h})}{\sum_{p=1}^k ERDj_{p,h}}$$

donde:

FNPDj_{p,h} = Factor de Nodo ponderado del Distribuidor j a la hora h

FNDj_{p,h} = Factores de Nodo en la hora h de los p puntos de recepción de energía del Distribuidor j

k = Número de puntos de recepción del Distribuidor j

$ERD_{j,p,h}$ = Energía Recibida por el Distribuidor j a la hora h por los puntos de recepción p (kWh)

- Pago por Restricciones Operativas.

Si el Distribuidor es el responsable por alguna Restricción Operativa que implique la entrada en funcionamiento de una unidad de generación no prevista en el despacho económico éste debe pagar los sobrecostos producidos y que están evaluados más adelante, en esta misma sección. En caso de existir otro responsable en la restricción se dividirá el sobrecosto total producido entre el número de responsables.

3.9.2. Liquidación de las Transacciones de Energía de Generadores.

Los Generadores reciben una remuneración por la venta de energía neta al sistema en el Mercado Ocasional descontando el consumo de auxiliares. Se considera que los Generadores entregan su energía en el punto de frontera asignado.

El CENACE debe ser informado de los contratos de energía de los Generadores. Se conoce, por tanto, la curva de carga horaria de contratos a considerarse para la evaluación de las transacciones.

La cantidad de energía horaria entregada por cada Generador en su nodo de intercambio con el MEM se determina como resultado del Sistema de Medición Comercial.

Las cantidades de energía entregadas por un Generador hora a hora al Mercado Ocasional se determinan por el CENACE considerando la energía entregada por el Generador en su nodo (energía neta) y la energía pactada en contratos.

Para una hora dada:

$$ENEMOG_{j_h} = ENEG_{j_h} - EcG_{j_h}$$

donde:

$ENEMOGi_h$ = Energía neta entregada en el Mercado Ocasional por el Generador i a la hora h en su nodo.

$ENEGi_h$ = Energía neta entregada por el Generador i a la hora h en su nodo.

$EcGi_h$ = Energía total de contratos a entregar en la hora h por un Generador.

Cada hora el CENACE evalúa la remuneración de energía a los generadores, al costo económico marginal instantáneo, por conceptos de energía neta entregada al

$$PENEMOGi_h = FNGi_h \times PEM_h \times ENEMOGi_h$$

sistema en su punto de frontera de la siguiente manera:

donde:

$PENEMOGi_h$ = Remuneración al Generador i por venta de energía neta a la hora h .

$FNGi_h$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (S/. / kWh)

$ENEMOGi_h$ = Cantidad de energía neta entregada por el Generador i en el Mercado Ocasional a la a la hora h (kWh).

- Remuneración de Energía a Generadores a Precio distinto al del Mercado.

El CENACE, al efectuar el Predespacho para un cierto día, establece las unidades que entrarán en operación al día siguiente, junto con los montos aproximados de energía a ser despachados hora a hora en función del despacho económico.

Un Generador no es remunerado al costo marginal instantáneo si ha sido despachado debido a una Restricción Operativa o si se mantiene funcionando debido a una Inflexibilidad y si su costo es superior al costo del mercado. A este generador se le remunera a su costo variable declarado siempre y cuando éste no sea inferior al costo marginal.

$$PENEMOGk_h = FNGk_h \times COGk_h \times EBMOGk_h$$

donde:

$EBMOGk_h$ = Energía bruta destinada a cubrir la restricción o la inflexibilidad.

$PENEMOGk_h$ = Remuneración al Generador al precio distinto al de Mercado.

$COGk_h$ = Costo operativo declarado por el Generador antieconómico k.

Los sobrecostos producidos por esta práctica son calculados, para una hora

determinada, de la siguiente manera:

$$SCOGk_h = EBEMOGk_h \times FNGk_h \times COGk_h - ENEGk_h \times FNGk_h \times PEM_h$$

donde:

$SCOGk_h$ = Sobrecosto de la restricción o inflexibilidad operativa producido al ser despachado o permanecer funcionando el Generador antieconómico k a la hora h

$EBEMOGk_h$ = Energía neta entregada por el Generador antieconómico k a la hora h

$FNGk_h$ = Factor de Nodo del Generador antieconómico k a la hora h

$COGk_h$ = Costo operativo declarado por el Generador antieconómico k

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h del Predespacho.

Estos sobrecostos serán cubiertos por el Agente del MEM que los provoque y servirán para compensar al Generador antieconómico que entró a operar.

Un generador que se mantenga operando por inflexibilidad y que provoque sobrecostos por esta causa no recibirá el pago correspondiente a los sobrecostos.

Los demás Generadores reciben la remuneración por venta de energía en función del costo marginal instantáneo al Precio de Mercado impuesto por la máquina que fue asignada a operar, de acuerdo al despacho económico.

▪ Etapa Transitoria.

El Reglamento de Mercado establece en la Disposición Transitoria Tercera que los sobrecostos producidos por inflexibilidades operativas serán cubiertos por todos los

Agentes que retiren energía del Mercado en las horas en las que estuvieron operando las unidades inflexibles. Esta disposición tendrá vigencia por el lapso de doce meses luego de haber iniciado el funcionamiento oficial del MEM.

El CENACE, con el propósito de hacer cumplir esta disposición transitoria, determinará la cantidad de energía retirada por cualquier agente: Distribuidor, Generador, Gran Consumidor o la Empresa de Transmisión en las horas en las que estuvieron operando las unidades inflexibles. Con esta información determinará el porcentaje de energía que cada Agente retira del Mercado en esas horas. Con estos datos procederá a repartir los sobrecostos producidos por las inflexibilidades en forma proporcional al porcentaje calculado.

Se determina:

$$PSIO_{nh} = SCOGk_h * \left[\frac{Er_{nh}}{Ert_h} \right]$$

donde:

$PSIO_{nh}$ = Pago por el sobrecosto de la inflexibilidad operativa producida al permanecer funcionando el Generador antieconómico k a la hora h . Este pago lo efectúa cualquier Agente n que haya retirado energía a la hora en la que se produce la inflexibilidad

$SCOGk_h$ = Sobrecosto por inflexibilidad operativa producida al permanecer funcionando el Generador antieconómico k a la hora h .

Er_{nh} = Cantidad de energía retirada del sistema por cualquier Agente n a la hora h en la que se produce la inflexibilidad.

Ert_h = Cantidad de energía total retirada del sistema a la hora h en la que se produce la inflexibilidad.

▪ Pagos de los Generadores por transacciones de energía.

Un Generador, por concepto de transacciones de energía, debe pagar por:

- a) Energía comprada en el mercado ocasional para cumplir contratos.

El CENACE determinará la cantidad de energía que un Generador ha comprado en el Mercado Ocasional en función a la información de contratos reportada por los Agentes y la información Postoperativa.

La Operación real se hace prescindiendo de los contratos y por esta razón un Generador con contrato puede no ser despachado o ser despachado parcialmente de manera que no puede cumplir sus contratos o hacerlo sólo en parte. Las cantidades de energía necesarias para que este Generador cumpla con sus contratos deberán ser compradas por el Generador en el Mercado Ocasional.

Puesto que los Generadores deben comprar la energía faltante para cumplir sus contratos en el Mercado Ocasional esta compra debe efectuarse en la Barra de Mercado.

Para una hora dada esta cantidad se determina como:

$$ECMOGi_h = EcGi_h - EeGi_h$$

donde:

$ECMOGi_h$ = Cantidad de energía comprada en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh).

$EcGi_h$ = Energía total comprometida en contratos a entregar en la hora h por el Generador i (kWh)

$EeGi_h$ = Energía neta entregada por el generador a la hora h por el Generador i (kWh).

b) Pago por la compra de energía ocasional para cumplir contratos.

Los Generadores pagan por la energía comprada en el mercado ocasional para cumplir contratos al costo económico marginal instantáneo, al precio de la energía en la Barra de Mercado.

Para una determinada hora, si el Generador ha comprado energía en el Mercado Ocasional para cumplir con sus contratos se tiene:

$$PECMOGi_h = FNGi_h \times PEM_h \times ECMOGi_h$$

donde:

$PECMOGi_h$ = Pago por la cantidad de energía comprada en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh).

$FNGi_h$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (S/. / kWh)

$ECMOGi_h$ = Cantidad de energía comprada en el mercado ocasional por el Generador i en la hora h (kWh).

- **Pago de los Generadores por consumo de Auxiliares.**

Los Generadores que no hayan sido despachados pero que mantengan un consumo de energía del sistema para alimentar sus sistemas secundarios (auxiliares) pagan por este consumo de energía al costo marginal instantáneo representado por el precio de la Energía horario en la Barra de Mercado.

Para una hora dada:

$$PECAGi_h = FNGi_h \times PEM_h \times ECAGi_h$$

donde:

$PECAGi_h$ = Pago por la energía consumida en auxiliares por el Generador i a la hora h

$FNGi_h$ = Factor de Nodo del Generador i a la hora h .

PEM_h = Precio de la Energía en la barra de Mercado a la hora h (S/. / kWh).

$ECAGi_h$ = Energía consumida en auxiliares por el Generador i a la hora h (kWh).

- **Liquidación de la Energía Generada por Pruebas.**

Se considera que la energía producida por un Generador que entra oficialmente en operación con el propósito de efectuar algún tipo de pruebas no representa para el

sistema eléctrico ningún tipo de confiabilidad en relación con la calidad de la energía producida ni la continuidad del servicio.

Sobre la base de lo expuesto, la energía producida en el proceso de pruebas no se remunera. El beneficio económico que representa esta energía se asigna a aquel generador que, según el despacho económico, deja de producir para permitir la operación del generador que está realizando la operación experimental.

- Liquidación de la energía generada sin Autorización del CENACE.

Si un generador entra en operación sin haber sido despachado por el CENACE no recibe remuneración por la energía producida. El beneficio económico que representa esta energía se asigna a aquel generador que, según el despacho económico, deja de producir para permitir la operación del generador que está realizando la operación no autorizada.

3.9.3. Liquidación a la Empresa de Transmisión.

La remuneración variable al Transmisor se hace prescindiendo de los contratos. Es la diferencia entre la energía neta entregada por los Generadores y Autogeneradores y la neta recibida por los Distribuidores y Grandes Consumidores la que se considera para la remuneración al transporte, afectando a cada nodo del sistema por su respectivo precio nodal de la energía.

Para una hora determinada:

$$RVT_h = \left[\sum_{i=1}^n EeGi_h \times Fni_h \times PEM_h \right] - \left[\sum_{j=1}^m ErDj_h \times Fnj_h \times PEM_h \right]$$

donde :

RVT_h = Remuneración variable al Transmisor en una hora h

EeG_{ih} = Energía entregada por el Generador i en su nodo a la hora h

ErD_{jh} = Energía recibida por el Distribuidor j en su nodo a la hora h

Fni_h = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

Fni_h = Factor de Nodo del Generador i a la hora h

De esta manera, la Remuneración Variable al Transmisor se determina como la diferencia entre el pago total de los agentes receptores de energía a una determinada hora al precio marginal horario y el ingreso total de los agentes que venden energía en esa hora y al precio mencionado.

El monto total de la Remuneración Variable al Transmisor se obtendrá de los dos mercados: Mercado Ocasional (RVTMO) y Mercado de Contratos a Plazo (RVTMC).

- **Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional.**

El CENACE liquida únicamente las transacciones de energía en el Mercado Ocasional o las transacciones del Mercado de Contratos que se cumplan en el Mercado Ocasional. Siendo así, la porción de la Remuneración Variable al Transmisor que corresponde al Mercado Ocasional se determina con la energía transada en este mercado al precio marginal horario.

$$RVTMO_h = PREMO_h - IVEMO_x$$

donde:

$RVTMO_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h

$PREMO_h$ = Suma de los pagos de los Agentes receptores de energía en el Mercado Ocasional

$IVEMO_h$ = Suma de los ingresos de los Agentes vendedores de energía en el Mercado Ocasional

- **Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos.**

El CENACE conoce, del Mercado de Contratos, las cantidades de energía pactada. Haciendo uso de estas cantidades se evalúa la Remuneración Variable al Transporte al precio marginal horario de la energía de la siguiente manera:

$$RVTMC_h = RVT_k - RVTMO_h$$

donde:

$RVTMC_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos.

RVT_h = Remuneración Variable al Transmisor en una hora h

$PREMO_h$ = Suma de los pagos de los Agentes receptores de energía en el Mercado Ocasional

$RVTMO_h$ = Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado Ocasional en una hora h

El valor de $RVTMC_h$ será obtenido sumando los pagos que hacen los Agentes que compren energía por medio de contratos en forma proporcional a la energía pactada evaluada al costo marginal horario:

$$PRVT_{nh} = RVTMC_h * \left[\frac{Erc_{nh} * FN_{nh} * PEM_h}{Etrc_h} \right]$$

donde:

$PRVT_{nh}$ = Pago para Remuneración Variable al Transmisor en el Mercado de Contratos del Agente comprador n a la hora h

Erc_{nh} = Cantidad de energía pactada en contrato por el Agente comprador n a la hora h

FN_{nh} = Factor de nodo del Agente n , comprador de contrato, a la hora h

$Etrc_h$ = Energía total pactada en contratos a la hora h en el sistema.

- **Pago por Restricciones Operativas.**

Si el Transmisor es el responsable por alguna Restricción Operativa que implique la entrada en funcionamiento de una unidad de generación no prevista en el despacho económico, el Transmisor debe pagar los sobrecostos producidos y que están evaluados en el numeral 7.1.2.1. En caso de existir otro responsable en la restricción se dividirá el sobrecosto total producido entre el número de responsables.

- **Pago por energía consumida en Subestaciones.**

Si el Transmisor posee subestaciones en las cuales retire energía del Sistema para consumo interno debe pagar el costo de esta energía al precio marginal según la metodología expuesta para la compra de energía en el Mercado Ocasional.

- **Liquidación de Areas Separadas o Subsistemas.**

Si el Sistema Eléctrico se ha dividido de manera tal que sus partes presentan total independencia física y eléctrica, con su propia generación y carga, se determina que se han formado áreas separadas o subsistemas.

La liquidación de la energía generada o recibida por los Agentes en cada área se hará considerando los mecanismos ya descritos en estos Procedimientos. Se considerará que la Barra de Mercado y el precio marginal de la energía en la barra de mercado, para todos los subsistemas, es la misma que se había adoptado antes de la separación

del sistema. Esta consideración determina que existan sobrecostos que serán calculados y asignados por el CENACE.

3.10. APLICACIÓN DE LA TEORÍA DE LOS FACTORES DE NODO EN OTROS MEM LATINOAMERICANOS.

3.10.1. ARGENTINA (CAMMESA).

Factor de Nodo de Energía Eléctrica.

El Factor de Nodo (FNI) de un nodo "i", con respecto a un nodo que se toma como referencia, se define como la relación entre los costos marginales de ambos nodos cuando en el nodo "i" el costo marginal incorpora las pérdidas del transporte al nodo de referencia y los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte.

- Metodología de Cálculo.

El Factor de Nodo (FN) del nodo i se determina como:

$$FNI = 1 + (Perd / Pdi)$$

siendo:

$Perd / Pdi$: la derivada de las pérdidas del transporte con respecto a la potencia de demanda del nodo i.

Para su cálculo se modela la red de transporte mediante un flujo de cargas, y se simula en cada nodo una variación unitaria de demanda (Pdi), obteniendo así la variación correspondiente de las pérdidas del sistema (Perd), tomando como barra

flotante el nodo Mercado MEM o el nodo centro de gravedad de un área aislada eléctricamente del Mercado, que se definirá como "nodo Mercado Local"

En el caso de un área aislada cada factor de nodo calculado con referencia al nodo Mercado Local FN_{Li}, deberá referirse al Mercado multiplicando por el factor de nodo del nodo Mercado Local FNL correspondiente al previsto para esa hora en la programación diaria en la que el OED realizó el despacho sin tener en cuenta la restricción. Si la restricción fue incluida en el despacho diario, deberá considerarse el correspondiente a esa hora en el despacho semanal o trimestral que no incluya tal restricción, en el orden de prioridad indicado.

$$FN_i = FN_{Li} * FNL$$

En consecuencia, el precio de la energía en un nodo "i" estará dado por:

$$PN_i = PM * FN_i$$

siendo:

PN_i: el precio de la energía en el nodo "i"

PM: el precio de la energía en el mercado o el precio Local de existir restricción

▪ Modelación del Sistema.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED deberá calcular los Factores de Nodo Estacionales (FNE) para cada Período Trimestral. El cálculo de los FNE se realizará a partir de flujos de potencia del sistema eléctrico en cada banda horaria con los siguientes modelos:

a) Generación: Se utiliza la generación media prevista en el período estacional para cada Central.

b) Demanda: Se calcula la Potencia Media satisfecha en todos los nodos de las Instalaciones Superiores de Vinculación Eléctrica de cada Agente demandante, sobre la base de las previsiones de demanda de la Base de Datos Estacional. A partir de estas potencias el OED determinará la demanda estacional de cada nodo de la red como una curva monótona de cargas (curva Demanda - Duración) de tres bloques donde:

- cada bloque representa una banda horaria;
- la potencia del bloque corresponde a la demanda media estacional de la banda horaria, incluyéndose la demanda de bombeo y descontando la Energía No Suministrada (ENS) si estas existiesen;
- la duración del bloque está dada por la duración en horas de la banda horaria multiplicado por el número de días del Período Trimestral considerado.

c) Sistema de Transporte: El OED deberá definir configuraciones características en el Período Trimestral considerado para las Instalaciones Superiores de Vinculación Eléctrica utilizadas en la Función Técnica de Transporte e Instalaciones Inferiores de Vinculación Eléctrica utilizadas en la Función Técnica de Transporte que vinculen Centrales de Generación:

El OED realizará un flujo de potencia de la red con los nodos requeridos para calcular el precio del nodo, y sobre ésta simulará las variaciones unitarias de demanda requeridas para el cálculo de los FNE.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral determinará, para cada banda horaria, los siguientes valores:

1 - El Factor de Nodo, FNI_i , en todos los nodos "i" de Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (Transporte en Alta Tensión) o al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (DISTRO).

2 - El Factor de Nodo promedio ponderado estacional (FNPObj), correspondiente a aquellos nodos de conexión al Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal aplicable a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), .

$$FNPObj = \frac{\sum_i FNbi * Ebji}{\sum_i Ebji}$$

siendo:

FNbi : Factor de Nodo estacional, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i" del PAFTT "j" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Ebji : Energía estacional, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i" del PAFTT "j" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) son los definidos en el Anexo 19 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3 - La diferencia de factores de nodo estacional, FNbj, entre el Factor de Nodo promedio ponderado de cada Generador o Distribuidor "k" conectado a un PAFTT y el Factor de Nodo promedio ponderado del PAFTT.

$$FNbkj = FNPObk - FNPObj$$

siendo:

$$FNPObk = \frac{\sum_i FNbki * Ebki}{\sum_i Ebki}$$

FNbki : Factor de Nodo estacional de cada nodo "i" del Generador o Distribuidor "k", en la Banda horaria "b".

Ebki : Energía estacional de cada nodo "i" del Generador o Distribuidor "k", en la Banda horaria "b".

FNPObk :.Factor de Nodo promedio ponderado estacional del PAFTT "j" al que está conectado al Generador o Distribuidor "k", en sus nodos del Transporte en Alta Tensión o DISTRO.

FNPObj :.Factor de Nodo promedio ponderado estacional de cada Generador o Distribuidor "k", en sus nodos de conexión al PAFTT.

Factores de Nodo Estacionales.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, el OED deberá calcular los Factores de Nodo Estacionales (FNE) para cada Período Trimestral

El cálculo de los FNE se realizará a partir de flujos de potencia del sistema eléctrico en cada banda horaria con los siguientes modelos:

a) Generación: Se utiliza la generación media prevista en el período estacional para cada Central.

b) Demanda: Se calcula la Potencia Media satisfecha en todos los nodos de las Instalaciones Superiores de Vinculación Eléctrica de cada Agente demandante, sobre la base de las previsiones de demanda de la Base de Datos Estacional. A partir de estas potencias el OED determinará la demanda estacional de cada nodo de la red como una curva monótona de cargas (curva Demanda - Duración) de tres bloques donde:

- cada bloque representa una banda horaria;
- la potencia del bloque corresponde a la demanda media estacional de la banda horaria, incluyéndose la demanda de bombeo y descontando la Energía No Suministrada (ENS) si estas existiesen;

- la duración del bloque está dado por la duración en horas de la banda horaria multiplicado por el número de días del Período Trimestral considerado.

c) Sistema de Transporte: El OED deberá definir configuraciones características en el Período Trimestral considerado para las Instalaciones Superiores de Vinculación Eléctrica utilizadas en la Función Técnica de Transporte e Instalaciones Inferiores de Vinculación Eléctrica utilizadas en la Función Técnica de Transporte que vinculen Centrales de Generación :

El OED realizará un flujo de potencia de la red con los nodos requeridos para calcular el precio del nodo, y sobre ésta simulará las variaciones unitarias de demanda requeridas para el cálculo de los FNE.

En la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral determinará, para cada banda horaria, los siguientes valores:

1 - El Factor de Nodo, FN_i , en todos los nodos "i" de Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios conectados al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (Transporte en Alta Tensión) o al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal (DISTRO).

2 - El Factor de Nodo promedio ponderado estacional ($FNPObj$), correspondiente a aquellos nodos de conexión al Transporte en Alta Tensión y por Distribución Troncal aplicable a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT), .

$$FNPObj = \frac{\sum_i FN_{bi} * E_{bj_i}}{\sum_i E_{bj_i}}$$

siendo:

FNbi : Factor de Nodo estacional, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i" del PAFTT "j" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Ebji : Energía estacional, en la Banda horaria "b", de cada nodo "i" del PAFTT "j" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) son los definidos en el Anexo 19 de LOS PROCEDIMIENTOS.

3 - La diferencia de factores de nodo estacional, FNbj, entre el Factor de Nodo promedio ponderado de cada Generador o Distribuidor "k" conectado a un PAFTT y el Factor de Nodo promedio ponderado del PAFTT.

$$FNbkj = FNPObk - FNPObj$$

$$FNPObk = \frac{\sum_i FNbki * Ebki}{\sum_i Ebki}$$

siendo:

FNbki : Factor de Nodo estacional de cada nodo "i" del Generador o Distribuidor "k", en la Banda horaria "b".

Ebki : Energía estacional de cada nodo "i" del Generador o Distribuidor "k", en la Banda horaria "b".

FNPObk : Factor de Nodo promedio ponderado estacional del PAFTT "j" al que está conectado al Generador o Distribuidor "k", en sus nodos del Transporte en Alta Tensión o DISTRO.

FNPObj : Factor de Nodo promedio ponderado estacional de cada Generador o Distribuidor "k", en sus nodos de conexión al PAFTT.

Factores de Nodo Horarios

Cada día, los factores de nodo horarios (FN) del MEM serán los calculados previamente por el OED en el predespacho diario, utilizando un modelo de despacho con un flujo de cargas simplificado que represente al Transporte en Alta Tensión y DISTRO.

En caso de realizarse un redespacho en la operación en tiempo real, los factores de nodo horarios serán los determinados en el predespacho .

El OED determinará el Factor de Nodo promedio ponderado horario para Distribuidores o Grandes Usuarios "k" conectados al Transporte en Alta Tensión y DISTRO.

$$FNPOhk = \frac{\sum_i FNhki * Ehki}{\sum_i Ehki}$$

siendo:

FNhki : Factor de Nodo horario, de cada nodo "i" del Distribuidor o Gran Usuario "k" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Ehki : Energía horaria de cada nodo "i" del Distribuidor o Gran Usuario "k" conectado al Transporte en Alta Tensión y DISTRO

Para los nodos de Generadores "k" vinculados por PAFTT se determinarán los Factores de Nodo horarios de la siguiente manera:

$$FNhk = FNPOhj + FNbkj$$

siendo:

FNhk : Factor de Nodo horario del Generador "k".

FNPOhj : Factor de Nodo promedio ponderado horario del PAFTT "j".

FNbkj : Diferencia de Factores de Nodo Estacional para el Generador "k", para la banda horaria "b" al que pertenece la hora "h"

3.10.2. PANAMA

3.10.2.1 Pérdidas de Transmisión:

El costo económico de las pérdidas de energía refleja las pérdidas medidas valoradas al precio de la energía del Mercado Ocasional, y garantiza el cierre de las operaciones comerciales en dicho mercado.

Los factores medios de pérdidas serán calculados e informados al CND por la empresa de transmisión.

- a) Inicialmente, se calcularán factores medios de pérdidas para que punto en que toma un agente Consumidor pudiendo posteriormente adoptarse otra modalidad de cálculo.
- b) Los factores se pueden calcular por grupo de nodos o en cada nodo. En caso que el cálculo se haga por área (un grupo de nodos) a cada nodo se asigna el factor de pérdidas del área a la que pertenece.
- c) Los factores se calculan para períodos característicos de una o más horas, representativo de configuraciones típicas.

El costo económico de las pérdidas se reparte entre los agentes Consumidores en función de su factor de pérdidas medias.

En las transacciones de potencia, tanto en el Mercado de Contratos como en las compensaciones de potencia, las pérdidas de potencia serán incluidas como demanda adicional.

3.10.3. BOLIVIA

3.10.3.1. DEFINICIONES

Factor de Pérdidas de Energía. Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en el nodo de aplicación del Precio Básico de la Energía. Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de generación en el nodo de aplicación del Precio Básico de la Energía y el incremento de demanda de energía en el nodo.

Factor de Pérdidas de Potencia. Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de Potencia de Punta en un nodo, mediante el incremento de la capacidad instalada de generación de Potencia de Punta en el nodo de aplicación del Precio Básico de Potencia de Punta. Para cada nodo, se calcula como el cociente entre el incremento de potencia en el nodo de aplicación del Precio Básico de Potencia de Punta y el incremento de Potencia de Punta en el nodo.

3.10.3.2. COSTOS MARGINALES POR NODO

ARTÍCULO 59.-(COSTOS MARGINALES POR NODO).- Los Costos Marginales de Corto Plazo de Energía en cada nodo, se obtienen del producto del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía del Sistema Interconectado Nacional y del Factor de Pérdidas de Energía del nodo. Los Costos Marginales de Potencia de Punta en cada nodo se obtienen del producto del Costo Marginal de Potencia de Punta del Sistema Interconectado Nacional y del Factor de Pérdidas de Potencia del nodo.

De existir limitaciones de transmisión entre dos zonas del Sistema Troncal de Interconexión, los costos marginales por nodo se calcularán separadamente para los dos subsistemas que se forman a ambos lados de la restricción.

ARTÍCULO 60.- (DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE PERDIDAS DE ENERGÍA).- En cada estado de operación del Mercado, los costos de generación correspondientes a absorber variaciones unitarias de demanda son diferentes en cada nodo de la red de transporte, en función del precio de la energía, del nivel de transmisión en cada tramo de línea de la red de transporte y consecuentes pérdidas, y de la configuración de la red.

Cada nodo de la red tiene, asociado en cada estado de operación del Sistema Interconectado Nacional, un Costo Marginal de Energía Horario. El Comité calculará para cada hora el Factor de Pérdidas de Energía de un nodo (FPE_{nh}), que mide la relación entre el precio de la energía en el nodo y el precio de la energía en el nodo en que se ubica la Unidad Generadora Marginal. El Factor de Pérdidas de Energía de un nodo, mide las pérdidas marginales de transporte entre dicho nodo y el nodo en que se ubica la Unidad Generadora Marginal. El procedimiento de cálculo del Factor de Pérdidas de Energía es el siguiente:

- a) En un programa de flujo de carga se simula en cada hora, para cada nodo, la demanda y la generación que surge del despacho. Se adopta como nodo de referencia el nodo donde a esa hora se ubica la Unidad Generadora Marginal.
- b) Para cada nodo se determinará la variación incremental de potencia requerida en el nodo de referencia (DP_{refh}), cuando en el nodo se produce una variación unitaria de la demanda horaria (DP_{nh}), manteniendo constantes las condiciones de carga y generación en los demás nodos del sistema.
- c) Se define como Factor de Pérdidas de Energía del nodo "n" en la hora "h" al cociente entre DP_{refh} y DP_{nh} . De acuerdo con la relación siguiente:

$$FPE_{ab} = \frac{DP_{ref}}{DP_{ab}}$$

En presencia de una limitación de transmisión entre el nodo y el nodo de referencia, el factor de pérdidas de energía se calculará aplicando los pasos descritos en el presente artículo, pero considerando como nodo de referencia aquel donde se ubica la Unidad Generadora Marginal de la zona restringida.

ARTÍCULO 61.- (FACTORES DE PERDIDAS DE POTENCIA).- El factor de pérdidas de potencia de un nodo mide las pérdidas marginales de transporte en un despacho típico para la situación de máxima demanda, en condición de hidrología seca, entre dicho nodo y el nodo más conveniente para incrementar la capacidad de generación de punta. Este nodo será el mismo que se utilice para aplicar el Precio Básico de la Potencia, a que se refiere el Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley de Electricidad. El procedimiento para determinar el Factor de Pérdidas de Potencia es el siguiente:

- a) Cada año, en coincidencia con la determinación de la potencia firme y con la programación de mediano plazo que empieza en mayo, se determinará el despacho óptimo correspondiente a la hora de máxima demanda del año en que se está realizando la determinación de la

- b) A partir de este despacho se obtiene un flujo de carga de referencia, que se utilizará para determinar los factores de pérdidas de potencia, representándose en cada nodo del Sistema Troncal de Interconexión la Potencia de Punta prevista y la potencia firme de generación que surge del despacho.
- c) Con el flujo de cargas de referencia se determinará, para cada nodo, el incremento de potencia requerido, en el nodo de referencia para el Precio Básico de la Potencia (DP_{ref}) para compensar un incremento unitario de la demanda en el nodo (DP_n). A partir de estos valores se determinarán los denominados Factores de Pérdidas de Potencia (FPP_n) en cada nodo "n" como:

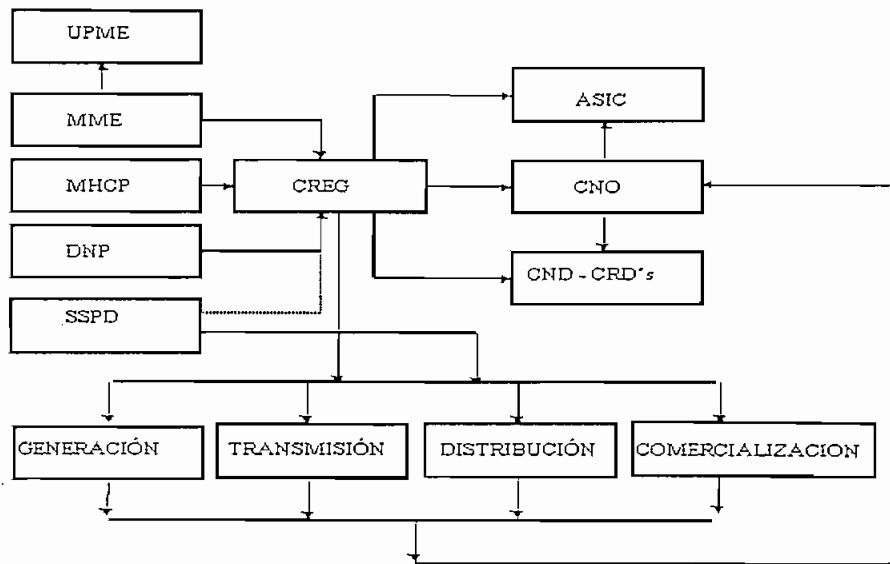
$$FPP_d = \frac{DP_{ref}}{DP_d}$$

En presencia de una limitación permanente de transmisión entre el nodo y el nodo de referencia, el Factor de Pérdidas de Potencia se calculará aplicando los pasos descritos en el presente artículo, pero considerando como nodo de referencia aquel donde se obtiene el menor costo de instalar Potencia de Punta en la zona restringida.

3.10.4. COLOMBIA

3.10.4.1. ORGANIGRAMA INSTITUCIONAL

El esquema institucional adoptado involucra las siguientes entidades y/o empresas:



CND: Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

CNO: Consejo Nacional de Operación. Organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El Consejo Nacional de Operación esta conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional,

departamental y municipal conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, por el Director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz pero no tendrá voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución. La Comisión de Regulación de Energía y Gas establece la periodicidad de sus reuniones.

COMERCIALIZACION: Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

CRD's: Centros Regionales de Despacho. Son centros de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones, con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, e integrada por: el Ministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro de Hacienda y Crédito Público; el Director del Departamento Nacional de Planeación; Cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz pero sin voto.

DISTRIBUCION: Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

DNP: Departamento Nacional de Planeación. Miembro de la CREG con voto.

GENERACION: Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

MHCP: Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Miembro de la CREG con voto.

MME: Ministerio de Minas y Energía. Tiene entre sus funciones con relación a las empresas de servicios públicos las siguientes: Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas; elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio; identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público; recoger información sobre las nuevas tecnologías, y sistemas de administración en el sector; impulsar bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente; y desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

ASIC: Dependencia, encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de Servicios y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

TRANSMISION: Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.

UPME: Unidad de Planeación Minero - Energética, organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

CAPITULO 4

CAPITULO 4

4. METODOLOGIAS DE CALCULO DE LOS FACTORES DE NODO

4.1. INTRODUCCIÓN

Los factores de Nodo pueden ser obtenidos directamente de un flujo de potencia en su punto de solución, como lo expuesto en el capítulo # 2, la solución de flujos de potencia para sistemas de gran tamaño, se hace inmensamente complicada por métodos convencionales, por lo que es necesario recurrir a la ayuda de métodos computacionales. Por medio de estos métodos se obtienen resultados bastante precisos y con una velocidad de cálculo muy alta.

Para la corrida de flujos de potencia con cualquier paquete computacional, es necesario construirse el modelo del Sistema, el cual debe ser lo más cercano al sistema real, por lo que la recopilación de datos geográficos, técnicos, etc, es una parte importante para la consecución de un modelo de Sistema de Potencia que al simularlo arroje resultados con gran aproximación de los reales.

Para la modelación del Sistema Nacional Interconectado, se necesita gran cantidad de datos técnicos de líneas de transmisión, subestaciones, centrales de generación, curvas de demanda, etc.

Estos datos se presentan más adelante en cuadros, actualizados a Agosto de 1999, los cuales fueron tomados del CENACE [22].

Los Factores de Nodo en realidad son cifras bastante pequeñas (cercasas a uno), pero que llevan dentro de sí bastante información acerca de las pérdidas de transmisión, de la topología de la red, de la distribución de la carga y de la demanda dentro del sistema. Además la liquidación de transacciones que realiza el CENACE para el Mercado Eléctrico Mayorista, se la hace con la metodología de los Factores de Nodo, por lo que una variación aparentemente pequeña en el valor de estos factores representaría millones de sucres al momento de realizar la liquidación de

transacciones. Además los agentes del MEM tienen total libertad de conocer la metodología utilizada por el CENACE y aprobada por el CONELEC, para el cálculo de estos factores, por lo que se ha de utilizar un modelo exacto, como el de Flujo de Potencia AC.

Existen diversas herramientas y procedimientos que se han implementado para el cálculo de los Factores de Nodo, y es tema de este estudio el analizar los valores obtenidos mediante un estudio de sensibilidad en algunos procesos que se llevan a cabo dentro del Centro Nacional de Control de Energía, como son las Liquidaciones de Energía y los Despachos de Carga Programados.

Los Flujos de carga AC, por el método Newton Raphson “completo”, es el apropiado en un sistema mal condicionado como el ecuatoriano, ya que no desprecia ninguno de los términos del Jacobiano. Sin embargo pueden existir algunos procesos que no requieran de precisión muy alta en estos Factores, como el Despacho Programado de Carga; que actualmente se lo realiza con Factores Nodales obtenidos mediante flujos de carga DC. Es por ello que más adelante en este estudio se analizará la sensibilidad en los Despachos de carga, al realizarlos con Factores de Nodo, obtenidos por varios métodos.

4.2. FACTORES DE NODO OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE CARGA AC (NEWTON RAPHSON – COMPLETO).

4.2.1. Herramienta Utilizada

Para la simulación del S.N.I. se ha utilizado el programa PowerWorld V5.0, el cual resuelve los flujos de potencia utilizando el método de Newton Raphson completo. Es un programa que presta varias facilidades en el momento de la corrida de los flujos y además los resuelve con bastante exactitud. Es posible el ingreso de la

tolerancia y del número máximo de iteraciones con que serán resueltos los flujos de potencia.

Este programa permite el cálculo directo de las pérdidas marginales de transmisión (*loss sensitivities*) en cada nodo de la red, es decir el valor $\frac{\partial Pl}{\partial Pi}$, lo que permite la fácil obtención de los Factores Nodales de la red con la aplicación de la ecuación:

$$Fni = 1 - \frac{\partial Pl}{\partial Pi} \quad (4.1)$$

El signo negativo en la ecuación 4.1, se debe al criterio de signos que el programa ha asumido.

Los datos arrojados de la corrida de los flujos por el programa se pueden exportar con facilidad a hojas electrónicas de cálculo, lo que permite un ágil manejo de cuantos datos sean importantes para el análisis de los resultados.

4.2.2. Metodología de cálculo, utilizando datos de potencias horarias.

El CENACE, requiere como datos importantes para las Liquidaciones de Energía los Factores Nodales horarios del S.N.I., por lo que ha desarrollado metodologías diversas para el cálculo de estos factores.

Se empieza por la recopilación de datos del Sistema de Potencia a ser medelado, datos que sirven de entrada para el PowerWorld. Utilizamos un modelo del S.N.I. del Ecuador proporcionado por el área de Estudios Eléctricos del CENACE, el cual lleva consigo información de líneas de transmisión, de subestaciones, de máquinas generadoras, de curvas de costo, etc.

Una vez depurado el Modelo del Sistema, se requieren datos de generación y carga para diferentes condiciones que se quiera simular. Estos datos son procesados

mediante un programa (Macro), el cual captura datos de potencia horaria del SCO, los cuales son obtenidos del área de operación en tiempo real por el sistema SCADA del CENACE.

Con estos datos de potencia en los puntos de generación y carga se corre el macro, el cual acondiciona estos datos para las barras que están en el modelo del Programa PowerWorld, y genera archivos con la extensión (RAW) que son los archivos que poseen la información de potencia que será capturada por el PowerWorld.

Dentro del programa se identifican dos modos, uno de Edición (**Edit Mode**) y uno de corrida (**Run Mode**), dentro del modo de edición activamos el menú superior y dentro de la opción (**Options**), existe (**Append Case**), que nos permite adjuntar los archivos con extensión RAW con la información de las potencias horarias de cada barra del sistema.[23]

Es necesario para la obtención de Factores Nodales Horarios, el procesar 24 archivos RAW, para cada día, cada uno con la información de potencia de cada hora. Luego de adjuntar esta información al PowerWorld, pasamos al modo de corrida dentro del cual seteamos los valores de tolerancia de MVA (0.001) y de número máximo de iteraciones que realizará el programa (50).

Es necesario el fijar una barra oscilante, la cual será tomada también como referencia, para nuestras corridas de flujo tomamos la barra de PauteAB (#1), como barra de referencia, por lo que los Factores de Nodo obtenidos serán con relación a esta barra.

Dentro del menú superior escogemos la opción (**Tools**), y dentro de (**Loss Sensitivities**), seleccionamos que el programa nos calcule las pérdidas marginales para cada barra. [23]

Los archivos horarios (RAW), también poseen información de la posición de los LTC del sistema, esto para obtener resultados más reales en cuanto a condiciones de voltaje.

Se realiza la corrida del flujo de potencia, mediante la opción (**Single Solution**), la cual nos da la solución del flujo para las condiciones particulares de cada caso. Los datos de importancia para la obtención de los Factores de Nodo los encontramos dentro de la opción (**Case Information**), en los datos de las barras (**Bus Records**), en donde se presenta un listado de todas las barras, sus nombres, sus voltajes en p.u. y en kV y las PERDIDAS MARGINALES, que por medio de la ecuación (3.1), nos dan los Factores de Nodo.

4.2.3. Metodología de cálculo, utilizando datos de energías horarias

Para poder realizar un análisis de sensibilidad entre diferentes métodos de cálculo de Factores de Nodo, es necesario que las simulaciones en todos los métodos se hagan con un modelo de Sistema Eléctrico idénticos datos.

Es por ello que el modelo del S.N.I. para la corrida de flujos con datos de energía horaria, es el mismo que se utilizó para todos los métodos de cálculo.

La diferencia radica en los datos de generación y demanda hora a hora, que se utilizan para las simulaciones. En este método de cálculo, se utilizan datos mucho más exactos, ya que son los provenientes de los medidores de energía, que tienen instalados, tanto el CENACE, como algunos agentes, tanto en puntos de entrega como en puntos de generación.

La recopilación de estos datos se la hace en forma remota, con la utilización de líneas telefónicas urbanas o celulares, o por medio línea portadora (PLC), o en forma local, descargando directamente la información de los medidores utilizando cabezales ópticos.

Los medidores proporcionan datos de potencia integrada en intervalos de tiempo pequeños, 15 minutos, es decir la energía que fluye a través de ellos durante este

intervalo de tiempo. El CENACE tiene instalados, medidores en todos los puntos de entrega de energía del MEM, a las Empresas de Distribución y en la Generación de las empresas grandes (Ex-INECEL). Los datos de la energía generada por las Centrales dentro de las Empresas de distribución, son obtenidos de medidores que tienen instalados las empresas en sus respectivas centrales, y que son enviados hasta el CENACE, en hojas electrónicas, para ser utilizados en las liquidaciones de Potencia y Energía.

Una vez que se tienen los datos de energía horaria de generación y demanda, para todas las barras del sistema, se utiliza la misma interfaz anteriormente descrita, para obtener los archivos (RAW), para las 24 horas del día.

El proceso de simulación es idéntico que en el caso anterior, cabe señalar que los flujos de carga, se corren determinando como barra oscilante del sistema, a PAUTE-1, que es la única que se libera, es decir la única capaz de tomar o liberar activos y reactivos para la convergencia del modelo.

4.3. FACTORES DE NODO OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE CARGA AC (NEWTON RAPHSON DESACOPLOADO RAPIDO).

4.3.1. Herramienta utilizada

La herramienta utilizada para la obtención de los Factores de Nodo por el método del Jacobiano (Newton-Raphson Desacoplado Rápido), fue el programa CFNODO, desarrollado en la Dirección de Operaciones del CENACE por el Ing. Wilson Mejía.

Este programa fue desarrollado en Visual Basic, y toma como base el algoritmo descrito en el capítulo 2 en la sección 2.4.4.

Este método es aproximado pero ha dado resultados bastante satisfactorios, adicionalmente es una herramienta bastante dinámica y rápida. Se presentan

desviaciones algo significativas en barras, conectadas a líneas de subtransmisión en las cuales la relación X/R es baja, lo cual hace que el sistema sea mal condicionado.

4.3.2. Metodología de cálculo.

El programa CFNODO, requiere, como datos, los parámetros de la red, tipos de barras que la conforman y los datos de generación y demandas localizadas.

El modelo de red utilizado para la simulación es el mismo que el utilizado en el PowerWorld, es decir es un modelo bastante detallado, del cual se muestran los principales parámetros en los CUADROS 4.3, 4.4 y 4.5.

Para la modelación del sistema, es necesario el ingreso de datos como: parámetros de las líneas, de los transformadores, del tipo de barras existentes y de las características de las unidades generadoras. El CFNODO, posee la limitación de trabajar con una sola barra oscilante, es decir no puede trabajar con un sistema dividido en islas.

El CFNODO, toma como datos de generación y demanda, los obtenidos en la Sala de Control, es decir, utiliza datos horarios de potencia sancionados al final de la hora.

También utiliza como datos de entrada un archivo que posee las posiciones de los LTC de todos los transformadores de la red.

Una vez que se han ingresado los datos de generación y demanda para una hora determinada, y se los ubica en la red eléctrica, el programa resuelve el flujo de potencia por un método de Newton-Raphson Desacoplado Rápido y determina los Factores Nodales para todas las barras del sistema. Los datos se muestran en hojas electrónicas de ECXEL, lo cual facilita el manejo de estos datos, para las aplicaciones que se requieran.

El programa CFNODO, al ser un método aproximado para la resolución de Flujos de Potencia utiliza como parámetros de convergencia los $\Delta\theta$ y los ΔV , lo cual hace que la convergencia del algoritmo sea relativamente sencilla.

4.4. FACTORES DE NODO OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE CARGA DC (APROXIMADOS)

4.4.1. Herramienta utilizada

Los Factores de Nodo utilizados para el estudio, se obtuvieron la corrida de flujos DC, en el programa para Despacho de Carga de la Dirección de Planeamiento del CENACE, programa que fue desarrollado por el Ing. Julio Gómez, bajo lenguaje Fortran IV.

El programa se ve complementado con una interfaz, que permite migrar los resultados a hojas electrónicas de EXCEL, lo cual permite mayor facilidad en el manejo de los resultados.

4.4.2. Metodología de cálculo.

Los flujos de carga DC son en realidad una forma aproximada para el cálculo de las pérdidas de transmisión. Se calcula los Factores de Nodo en referencia a una barra, considerando que:

$$\frac{\partial Pl}{\partial P_i} = \sum_j \left(\frac{\partial Pl}{\partial \delta_j} \right) * \left(\frac{\partial \delta_j}{\partial P_i} \right)$$

El primer término del producto se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$P = V_{pq}^2 g = (V_p^2 + V_q^2 - 2V_p V_q \cos \delta_{pq}) * g$$

y el segundo término, mediante la siguiente ecuación:

$$[\delta] = [B]^{-1} [P']$$

las cuales corresponden a las aproximaciones consideradas en las ecuaciones de flujos DC, expuestas en el capítulo 2 en la sección 2.4.

La metodología que utiliza el algoritmo del programa para realizar el Despacho Económico se basa en un despacho preliminar, despreciando la topología de la red eléctrica, es decir considera inicialmente todas las unidades ubicadas en la Barra de Mercado.

Una vez que se realiza este predespacho, únicamente para la demanda del sistema, se llevan los generadores a sus barras reales y se corren flujos de potencia DC para calcular las pérdidas totales del sistema; ahora el despacho estará realizado para la demanda total del sistema más las pérdidas.

El siguiente paso es incrementar en 1 MW la generación de las unidades, para así obtener los Factores Nodales de las barras de generación.

Una vez que se ha cubierto las demanda total del sistema, se realiza el despacho de Carga trasladando las unidades generadoras, a la barra de Mercado nuevamente, pero esta vez, afectadas por su Factor de Nodo.

Para la convergencia del modelo, en cada iteración se realiza un amortiguamiento en el cambio de los Factores de Nodo, para que las diferencias no sean tan grandes de una iteración a otra.

4.5. DATOS TÉCNICOS DEL MODELO DEL S.N.I., UTILIZADO PARA LA SIMULACIÓN.

Los datos técnicos de subestaciones, líneas de transmisión, generadores, etc, así como un mapa geográfico y el diagrama unifilar del S.N.I. se presentan en este capítulo, como sigue:

GRAFICO 4.1; es una configuración esquemática del Sistema Eléctrico del Ecuador. Se muestran en él, las ubicaciones geográficas de las diferente centrales Térmicas, Hidráulicas, Subestaciones, Centros de Carga y Líneas de Transmisión.

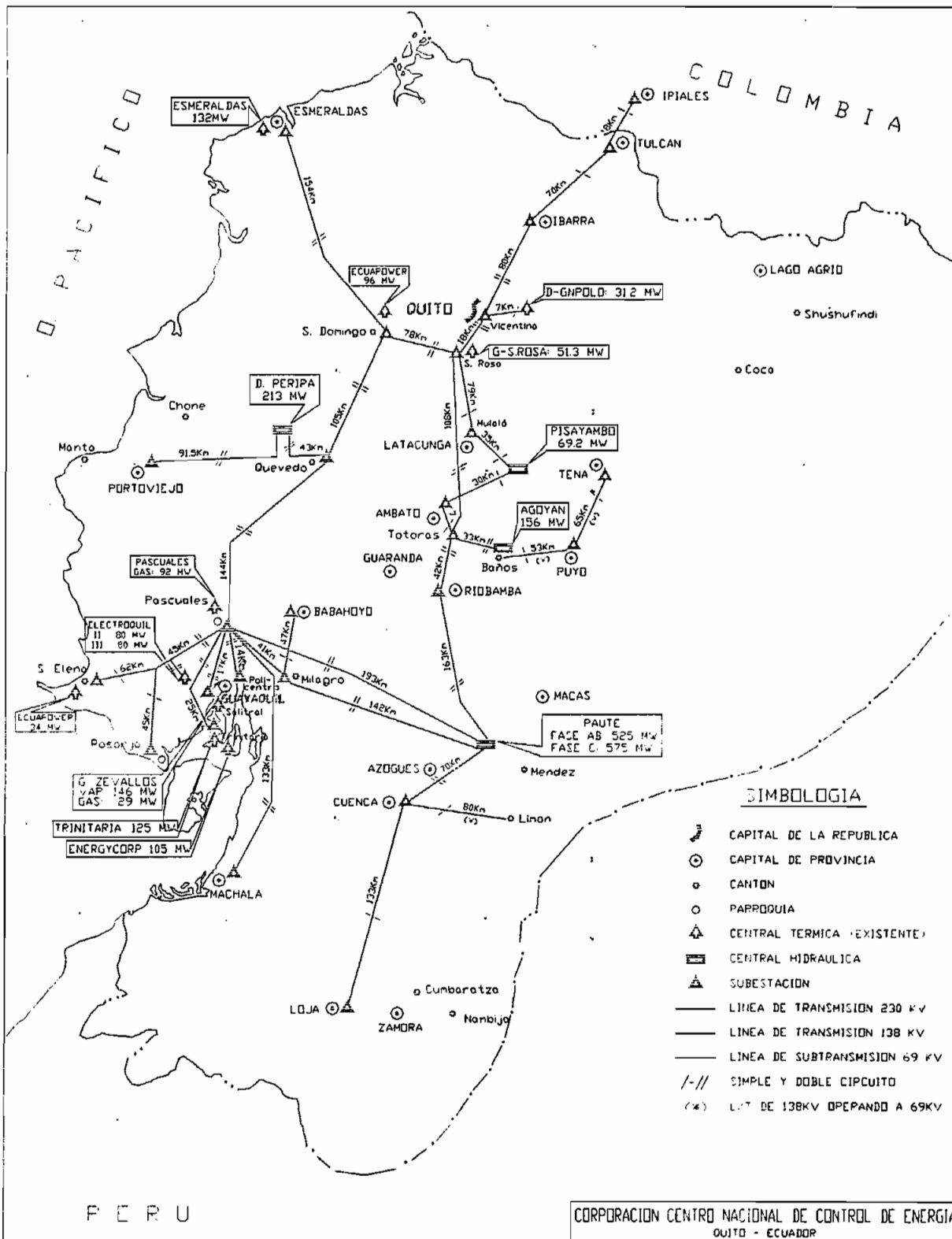
GRAFICO 4.2; es un diagrama unifilar del S.N.I., se muestran los valores resultantes del flujo de potencia para demanda máxima, obtenido del programa PSS, de la Dirección de Planeamiento del CENACE.

CUADRO 4.3; se muestran diferentes parámetros eléctricos y mecánicos de las diferentes subestaciones del Sistema Nacional Interconectado. Cabe señalar que las impedancias están expresadas en base 100 MVA y con voltaje base correspondiente al del lado de alta de cada transformador.

CUADRO 4.4; se muestran las líneas de transmisión del S.N.I., que conforman tanto el anillo de 230 kV como de 138 kV, cabe señalar que las impedancias que se muestran están expresadas en base 100 MVA y el voltaje nominal de cada línea.

CUADRO 4.5; constan todas las unidades que conforman las Centrales Térmicas e Hidráulicas del S.N.I., se presentan datos relevantes de cada una de ellas, cabe señalar que el # de barra de conexión está en referencia al GRAFICO 4.2.

Configuración Esquemática del Sistema de Potencia



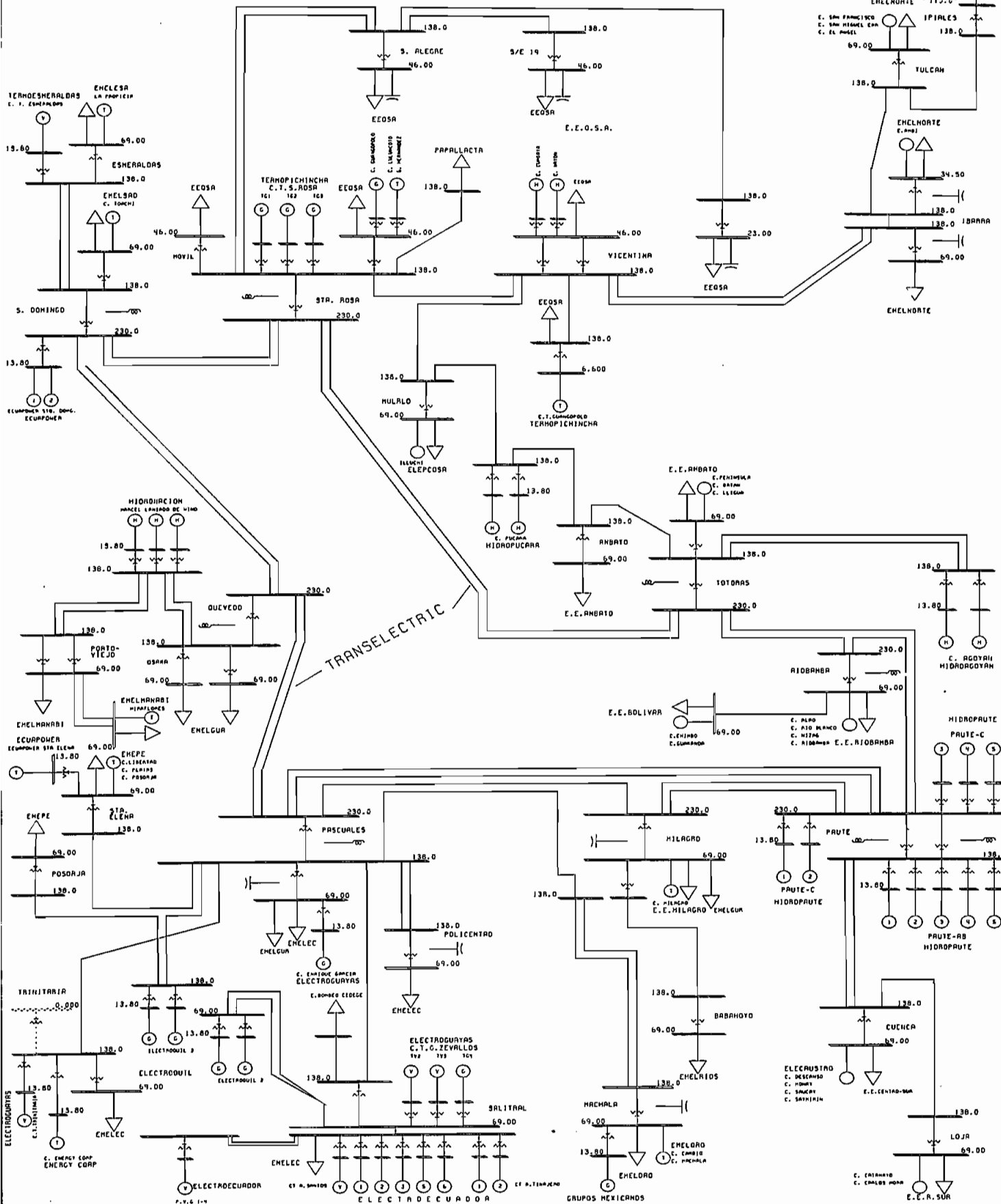
SIMBOLOGIA

- CAPITAL DE LA REPUBLICA
- CAPITAL DE PROVINCIA
- CANTON
- PARROQUIA
- CENTRAL TERMICA (EXISTENTE)
- CENTRAL HIDRAULICA
- SUBESTACION
- LINEA DE TRANSMISION 230 KV
- LINEA DE TRANSMISION 138 KV
- LINEA DE SUBTRANSMISION 69 KV
- SIMPLE Y DOBLE CIRCUITO
- L.T. DE 138KV OPERANDO A 69KV

CORPORACION CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA
QUITO - ECUADOR

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION
A DICIEMBRE/99

COLONBIA
E. SAN FRANCISCO
E. SAN MIGUEL SPA
E. EL ROSAL



TRANSELECTRIC

TERMOESHERALDAS
E. T. ESHERALDAS

ESHERALDAS

EHELSAD
C. LOECHI

S. DOMINGO

ECURPOHER
E. CURPOHER STA. DOMC.

HIJORJACION
MANEJ. UNIFORME DE VIND

PORTO-VIEJO

EHELMANABI
E. CURPOHER STA. ELEVA

EHEPE
C. LIBERTAD
C. FELIX
C. PASADAJA

TRINITARIA

ELECTROQUIL
E. ELECTROQUIL 1
E. ELECTROQUIL 2

ELECTROCUADOR
E. ELECTROCUADOR

TEAHOPICHINCHA
C. T. S. ROSA
161 162 163

EEOSA

STRA. ROSA
230.0

HIDROPUCCARA
C. PUCCARA
C. HIDROPUCCARA

PASCUALES

EHELEC
C. ENRIQUE GARCIA
ELECTROGUAYAS
E. BONNE COUSE

ELECTROQUIL 1
E. ELECTROQUIL 1

ELECTROQUIL 2
E. ELECTROQUIL 2

ELECTROCUADOR
E. ELECTROCUADOR

PAPALLACTA

VICENTINA

MULALO
E. ELUCHI
ELEPCOSA

AMBATO
E. E. AMBATO

MILAGRO
E. E. MILAGRO
E. E. MILAGRO

EHELEC
E. EHELEC

ELECTROQUIL 1
E. ELECTROQUIL 1

ELECTROQUIL 2
E. ELECTROQUIL 2

ELECTROCUADOR
E. ELECTROCUADOR

E.E.O.S.A.

EEOSA

TEAHOPICHINCHA
E. T. GUANACAPOLD
TEAHOPICHINCHA

AMBATO
E. E. AMBATO

MILAGRO
E. E. MILAGRO
E. E. MILAGRO

EHELEC
E. EHELEC

ELECTROQUIL 1
E. ELECTROQUIL 1

ELECTROQUIL 2
E. ELECTROQUIL 2

ELECTROCUADOR
E. ELECTROCUADOR

EEOSA

EEOSA

EEOSA

AMBATO
E. E. AMBATO

MILAGRO
E. E. MILAGRO
E. E. MILAGRO

EHELEC
E. EHELEC

ELECTROQUIL 1
E. ELECTROQUIL 1

ELECTROQUIL 2
E. ELECTROQUIL 2

ELECTROCUADOR
E. ELECTROCUADOR

IPIALES
E. SAN FRANCISCO
E. SAN MIGUEL SPA
E. EL ROSAL

TULCAN

EHELNORTE
E. AMBATO

IBARRA

AMBATO
E. E. AMBATO

MILAGRO
E. E. MILAGRO
E. E. MILAGRO

EHELEC
E. EHELEC

ELECTROQUIL 1
E. ELECTROQUIL 1

ELECTROQUIL 2
E. ELECTROQUIL 2

ELECTROCUADOR
E. ELECTROCUADOR

SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
PARAMETROS DE LAS INSTALACIONES

NOMBRE DE LA SUBESTACION	RELACION TRANSFORM.	CAPACIDAD (MVA)			TIPO DE ENRIAMIENTO	CAPACIDAD TERCARIO	TIPO	# TRAFOS	CONEX.	IMPEDANCIAS (*)			LTC
		OA	FA	FOA						X alta (p.u.)	X baja (p.u.)	X terc. (p.u.)	
NIVEL 230 kV													
les	230/138/13.8	225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	AUTO-1f	4	Y Y A	0.023	-0.004	0.105	-
do	230/138/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	27/36/45	AUTO-1f	4	Y Y A	0.048	-0.004	0.108	-
sa	230/138/13.8	225	300	375	ONAN/ONAF/OFAF	60/80/100	AUTO-1f	4	Y Y A	0.024	-0.004	0.106	-
omingo	230/138/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	27/36/45	AUTO-1f	3	Y Y A	0.048	-0.004	0.108	-
o	230/69/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	33/39/45	AUTO-1f	4	Y Y A	0.050	-0.005	0.047	-
IS	230/138/13.8	60	80	100	OA/FA/FA	20/27/33	AUTO-1f	4	Y Y A	0.104	-0.018	0.301	-
miba	230/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	20/27/33	TRAF-1f	3	Y Y A	0.183	-0.015	0.102	SI
aria	230/138/13.8	225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	AUTO-1f	3	Y Y A	0.024	-0.004	0.105	-
NIVEL 138 kV													
tina	138/46/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	TRAF-3f		Y Y A	0.229	-0.014	0.110	-
do	138/46/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	TRAF-3f		Y Y A	0.229	-0.014	0.110	-
sa	138/69/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	AUTO-3f		Y Y A	0.170	-0.011	0.379	-
ia	138/34.5/13.8	30	40	50	OA/FA/FA	10	TRAF-3f		Y Y A	0.348	-0.039	0.259	SI
al	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30	AUTO-1f	4	Y Y A	0.066	-0.009	0.168	-
osa	138/46/13.8	45	60	75	OA/FA/FA	15/20/25	TRAF-3f		Y Y A	0.229	-0.023	0.173	SI
rraldas	138/69/13.8	45	60	75	ONAN/ONAF/OFAF	15/20/25	AUTO-3f		Y Y A	-0.169	0.294	0.679	SI
viejo	138/69/13.8	45	60	75	ONAN/ONAF/OFAF	15/20/25	AUTO-3f		Y Y A	-0.171	0.296	0.651	SI
redo 138-1	138/69/13.8	45	60	75	ONAN/ONAF/OFAF	15/20/25	AUTO-3f		Y Y A	-0.171	0.296	0.651	SI
redo 138-2	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	10	TRAF-3f		Y Y A	0.408	-0.031	0.229	SI
omingo	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	10	AUTO-3f		Y Y A	0.399	-0.034	1.176	SI
omingo	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	16/22/27	AUTO-1f	3	Y Y A	0.080	-0.011	0.266	-
ca	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	16/22/27	AUTO-1f	4	Y Y A	0.077	-0.009	0.262	-
il	138/69/46	30	30	30	OA	-	TRAF-3f		-	0.416	-0.086	0.693	-
ales	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30/40/50	AUTO-1f	4	Y Y A	0.041	-0.006	0.099	SI
ras	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FA	20/27/33	AUTO-1f	3	Y Y A	0.103	-0.019	0.252	-
ala	138/69/13.8	40	53	66	OA/FA/FOA	14/18/22	AUTO-3f		Y Y A	0.123	-0.016	0.259	SI
egro	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	20/27/33	AUTO-1f	3	Y Y A	0.085	-0.013	0.171	SI
rja	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	20/27/33	AUTO-1f	3	Y Y A	0.086	-0.013	0.174	SI
lena	138/69/13.8	40	53	66	OA/FA/FOA	7/9/11	AUTO-3f		Y Y A	0.269	-0.040	0.518	SI
entro	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	14/18/22	AUTO-3f		Y Y A	0.125	-0.016	0.259	SI
a	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	30/40/50	AUTO-1f	3	Y Y A	-0.107	0.195	0.443	SI
hoyo	138/69/13.8	40	53	66	OA/FA/FOA	7/9/11	AUTO-3f		Y Y A	0.217	-0.013	0.833	SI
lo	138/69/13.8	40	53	66	OA/FA/FOA	14/18/22	AUTO-3f		Y Y A	0.113	-0.013	0.346	SI
in	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	14/18/22	AUTO-3f		Y Y A	0.123	-0.016	0.259	SI
aria	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	7/9/11	AUTO-3f		Y Y A	0.264	-0.041	0.522	SI
aria	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30/40/50	AUTO-1f	4	Y Y A	-0.053	0.011	0.251	SI

**SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
PARAMETROS DE LAS INSTALACIONES**

NOMBRE DE LA SUBESTACION	RELACION TRANSFORM.	CAPACIDAD (MVA)			TIPO DE ENFRIAMIENTO	CAPACIDAD TERCARIO	TIPO	# TRAFOS	CONEX.	IMPEDANCIAS (*)			LTC
		OA	FA	FOA						X alta (p.u.)	X baja (p.u.)	X terc. (p.u.)	
NIVEL 6.6kV													
popolo	6.6/138	15	20	20	ONAN/ONAF	-	TRAF-3f		A Y	0.441	-	-	-
	6.6/138	15	20	20	ONAN/ONAF	-	TRAF-3f		A Y	0.441	-	-	-
NIVEL 13.8kV													
popo	13.8/138	40	40	40	FOA	-	TRAF-3f		A Y	0.254	-	-	-
	13.8/138	40	40	40	FOA	-	TRAF-3f		A Y	0.254	-	-	-
sa	13.8/138	28	28	28	ONAN	-	TRAF-3f		A Y	0.429	-	-	-
	13.8/138	28	28	28	ONAN	-	TRAF-3f		A Y	0.429	-	-	-
	13.8/138	28	28	28	ONAN	-	TRAF-3f		A Y	0.429	-	-	-
Jo-V2	13.2/69	52	70	86	OA/FA/FOA	-	TRAF-3f		A Y	0.138	-	-	-
Jo-V3	13.2/69	52	70	86	OA/FA/FOA	-	TRAF-3f		A Y	0.138	-	-	-
Jo-G4	13.8/69	26	35	35	OA/FA	-	TRAF-3f		A Y	0.446	-	-	-
aldas	13.8/147.5	90	120	160	ONAN/ONAF/OFAF	-	TRAF-3f		A Y	0.069	-	-	-
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.107	-	-	-
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.107	-	-	-
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.107	-	-	-
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.107	-	-	-
	13.8/138	114	114	114	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.107	-	-	-
	13.8/230/13.8	225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	AUTO-1f	4	Y Y A	0.024	-0.004	0.105	-
		225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	AUTO-1f	4	Y Y A	0.024	-0.004	0.105	-
	13.8/145	85	85	85	FOA	-	TRAF-3f		A Y	0.146	-	-	-
	13.8/145	85	85	85	FOA	-	TRAF-3f		A Y	0.146	-	-	-
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.097	-	-	-
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.097	-	-	-
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.097	-	-	-
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.097	-	-	-
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.097	-	-	-
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	TRAF-3f		A Y	0.097	-	-	-
Mexicanos	13.8/69	5			OA	-	TRAF-3f		A Y	1.417	-	-	-
	13.8/69	5			OA	-	TRAF-3f		A Y	1.417	-	-	-
	13.8/69	5			OA	-	TRAF-3f		A Y	1.417	-	-	-
scuales	13.8/69	100	114		OA/FA	-	TRAF-3f		A Y	0.102	-	-	-
Trinitaria	13.8/138	90	120	160	OA/FA/FOA	-	TRAF-3f		A Y	0.069	-	-	-

Las impedancias se calculan con la potencia base de 100 MVA y el voltaje de alta tensión como base de cada transformador

PRINCIPALES SUBESTACIONES PRIVADAS Y DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS
PARAMETROS DE LAS INSTALACIONES

NOMBRE DE LA SUBESTACION	RELACION TRANSFORM.	CAPACIDAD (MVA)			TIPO DE ENFRIAMIENTO	CAPACIDAD TERCIARIO	TIPO	# TRAFOS	CONEX.	IMPEDANCIAS (*)			LTC
		OA	FA	FOA						X alta (p.u.)	X baja (p.u.)	X terc. (p.u.)	
A.Santos (EMELEC)													
	13,8/69	30	40		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.234			
	13,8/69	16	22		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.418			
	13,8/69	15	20		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.418			
	13,8/69	16	22		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.424			
	13,8/69	20	27		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.446			
	13,8/69	20	27		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.446			
P.V.G. (EMELEC)													
(**)	13,8/69	22	28		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.424			
(**)	13,8/69	12	16		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.559			
A. Itamarzo (EMELEC)													
	13,8/69	50	66		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.140			
	13,8/69	50	66		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.140			
D.E. QUITO													
Yá (**)	13,8/46	50			OA		TRAF-3f		A Y	0.279			
(**)	13,8/46	34			OA		TRAF-3f		A Y	0.296			
ppolo (**)	13,8/46	24			OA		TRAF-3f		A Y	0.662			
ández (**)	13,8/46	53			OA		TRAF-3f		A Y	0.454			
E. PARTICULARES													
quito (**)	13,8/69	60			OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.117			
quil II U1	13,8/69	86			OA		TRAF-3f		A Y	0.227			
quil II U2	13,8/69	86			OA		TRAF-3f		A Y	0.096			
quil III U1	13,8/69	20	40		50 OA/FA/FOA		TRAF-3f		A Y	0.327			
quil III U2	13,8/69	20	40		50 OA/FA/FOA		TRAF-3f		A Y	0.327			
quil T1	138/69/13.8	60	80		100 OA/FA/FOA	20/27/33	AUTO-1f	3	Y Y A	0.085	-0.013	0.171	SI
ver S.D. U1	13,8/230	70	73		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.209			
ver S.D. U2	13,8/230	70	73		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.209			
ver S.E.	13,8/69	50	65		OA/FA		TRAF-3f		A Y	0.157			

Las impedancias se calculan con la potencia base de 100 MVA, y el voltaje de alta tensión como base de cada transformador. Las impedancias son las equivalentes.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
PARAMETROS DE LAS INSTALACIONES

NOMBRE DE LA LÍNEA	A	LONG. (Km)	# CKT	CONDUCTOR (MCM)	IMPEDANCIAS DE SECUENCIAS/CIRCUITO (*)								CHARGING pu	LÍMITE TÉRMICO MVA		
					POSITIVA				CERO						MUTUA	
					r (p.u.)	x (p.u.)	r (p.u.)	x (p.u.)	r (p.u.)	x (p.u.)	r (p.u.)	x (p.u.)			r (p.u.)	x (p.u.)
LÍNEAS DE 230 KV:																
Santa Domingo		78	2	1113	0.0087	0.0732	0.0553	0.1804	0.0423	0.1804	0.0423	0.1804	0.14109	442		
Quevedo		105	2	1113	0.0114	0.0900	0.0601	0.3488	0.0423	0.3488	0.0423	0.3488	0.19547	442		
San José		144	2	1113	0.0161	0.1291	0.0830	0.4815	0.0674	0.4815	0.0674	0.4815	0.26959	442		
Milagros		141	2	1113	0.0157	0.1242	0.0838	0.4147	0.0682	0.4147	0.0682	0.4147	0.25583	442		
Pasuales	**	42	2	1113	0.0045	0.0358	0.0213	0.1193	0.0169	0.1193	0.0169	0.1193	0.07841	442		
Totoras		105	2	1113	0.0118	0.0976	0.0674	0.3095	0.0557	0.3095	0.0557	0.3095	0.18910	442		
Riobamba		42	1	1113	0.0047	0.0390	0.0269	0.1238	0.0223	0.1238	0.0223	0.1238	0.07564	442		
Riobamba		163	1	1113	0.0183	0.1515	0.1046	0.4805	0.0865	0.4805	0.0865	0.4805	0.29356	442		
Totoras		205	1	1113	0.0230	0.1905	0.1315	0.6043	0.1088	0.6043	0.1088	0.6043	0.36920	442		
Pasuales		193	2	1113	0.0215	0.1753	0.1108	0.5606	0.0898	0.5606	0.0898	0.5606	0.35260	442		
Trinitaria		25	2	1113	0.0031	0.0253	0.0151	0.0844	0.0101	0.0844	0.0101	0.0844	0.04530	442		
LÍNEAS DE 138 KV:																
Ambato		30	1	477	0.0176	0.0672	0.0532	0.2515	-	0.2515	-	0.2515	0.01890	160		
Mulato		35	1	477	0.0231	0.0889	0.1700	0.7283	0.0090	0.7283	0.0090	0.7283	0.02209	160		
Vicentina		79	1	477	0.0520	0.2008	0.0753	0.3227	0.0230	0.3227	0.0230	0.3227	0.03679	160		
Guangopolo		7	1	477	0.0049	0.0188	0.0150	0.0703	-	0.0703	-	0.0703	0.00500	160		
Ibarra		80	2	477	0.0553	0.2158	0.2046	0.7411	0.1246	0.7411	0.1246	0.7411	0.05120	160		
Salitral		17	2	477	0.0117	0.0455	0.0475	0.1405	0.0209	0.1405	0.0209	0.1405	0.01103	160		
Vicentina		19	1	477	0.0131	0.0483	0.0539	0.1563	0.0317	0.1563	0.0317	0.1563	0.01180	158		
Portoviejo		107	2	397.5	0.0909	0.2833	0.2188	0.8935	0.1315	0.8935	0.1315	0.8935	0.07019	141		
Esmeraldas		154	2	397.5	0.1306	0.4013	0.3199	1.3198	0.1893	1.3198	0.1893	1.3198	0.09856	141		
Cuenca		70	2	397.5	0.0595	0.1853	0.1685	0.5987	0.1091	0.5987	0.1091	0.5987	0.04410	141		
Babahoyo		47	1	397.5	0.0314	0.0929	0.0783	0.3233	-	0.3233	-	0.3233	0.03078	141		
Loja		135	1	397.5	0.1146	0.3576	0.2853	1.1971	-	1.1971	-	1.1971	0.08397	141		
Santa Elena		107	1	397.5	0.0908	0.2730	0.2248	0.9274	0.0553	0.9274	0.0553	0.9274	0.07009	141		
Posorja		98	1	397.5	0.0832	0.2504	0.2057	0.8487	0.0553	0.8487	0.0553	0.8487	0.06429	141		
Machala		129	2	397.5	0.1130	0.3466	0.3005	1.1959	0.2103	1.1959	0.2103	1.1959	0.08512	141		
Agoyán		33	2	636	0.0176	0.0842	0.0690	0.2791	0.0514	0.2791	0.0514	0.2791	0.02161	186		
Ambato		7	1	397.5	0.0059	0.0185	0.0148	0.0621	-	0.0621	-	0.0621	0.00435	141		
Policentro		16	2	477	0.0099	0.0359	0.0271	0.1194	0.0172	0.1194	0.0172	0.1194	0.00910	160		
Tulcán		70	1	477	0.0526	0.1931	0.1477	0.6617	-	0.6617	-	0.6617	0.04417	160		

Las impedancias se calcularon con la potencia base de 100 MVA y el voltaje base de cada línea. En un circuito se encuentra operando a 138 KV, sirviendo a El Oro

CATALOGO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y UNIDADES TERMOELECTRICAS (1)

EMPRESA	CENTRAL/UNIDAD	BARRA DE CONEXIÓN	POTENCIA MAXIMA (MAX)	TIPO DE CENTRAL	CVP US\$/kWh	FACTOR DE PLANTA MEN. %	TASA DE SALIDAS F. %	CONSUMO AUXILIARES %	RENDIMIENTO kWh/galón	CONSUMO BUNKER %
HIDROPAUTE	PAUTE	1	1100.0	E	0.00200	-	1.67	0.000		
HIDROPUCARA	PUCARA	81	73.0	E	0.00200	-	0.70	0.000		
HIDRONACION	M. LANIADO	93	213.0	E	0.00200	-	0.50	0.000		
HIDROAGOYAN	AGOYAN	89	160.0	P	0.00200	-	0.50	0.094	-	-
QUITO	QUITO H	70	80.0	P	0.00200	-	0.50	0.014	-	-
ELECAUSTRO	ELECAUSTRO H	5	40.0	P	0.00200	-	0.50	0.038	-	-
RIOBAMBA	RIOBAMBA H	87	15.0	P	0.00200	-	0.50	0.067	-	-
COTOPAXI	COTOPAXI H	90	15.0	P	0.00200	-	0.50	0.067	-	-
REGIONAL NORTE	RNORTE H	79	15.0	P	0.00200	-	0.50	0.067	-	-
AMBATO	AMBATO H	90	3.0	P	0.00200	-	0.50	0.167	-	-
BOLIVAR	BOLIVAR H	112	3.0	P	0.00200	-	0.50	0.167	-	-
REGIONAL SUR	REGIONAL SUR H	15	3.0	P	0.00200	-	0.50	0.167	-	-
ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	632	133.0	V	0.01492	100.0	3.00	7.105	15.66	99
TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	53	125.0	V	0.01617	100.0	0.50	6.250	15.23	99
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	36	73.0	V	0.01647	100.0	2.00	5.308	14.15	99
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	35	73.0	V	0.01669	100.0	2.00	5.308	13.97	99
ELECTROECUADOR	V. A. SANTOS	631	34.5	V	0.01764	100.0	2.00	4.493	12.17	100
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	5	4.0	B	0.02051	100.0	7.00	3.575	14.50	99
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	5	4.0	B	0.02051	100.0	7.00	3.575	14.50	99
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	5	4.0	B	0.02068	100.0	7.00	3.575	14.64	99
ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	5	4.0	B	0.02070	100.0	7.00	3.575	14.90	99
ELECTROECUADOR	V. GUAYAQUIL 1	765	5.0	V	0.02228	100.0	2.00	5.000	9.11	100
ELECTROECUADOR	V. GUAYAQUIL 2	765	5.0	V	0.02273	100.0	2.00	5.000	9.12	100
ELECTROECUADOR	V. GUAYAQUIL 3	765	10.0	V	0.02335	100.0	5.00	5.000	9.22	100
ELECTROECUADOR	V. GUAYAQUIL 4	765	10.0	V	0.02390	100.0	5.00	5.000	8.97	100
QUITO	G.HERNADEZ 4	70	5.6	B	0.02630	100.0	7.00	4.071	16.08	85
QUITO	G.HERNADEZ 2	70	5.6	B	0.02642	100.0	7.00	4.071	16.08	85
QUITO	G.HERNADEZ 5	70	5.6	B	0.02643	100.0	7.00	4.071	16.08	85
QUITO	G.HERNADEZ 3	70	5.6	B	0.02644	100.0	7.00	4.071	16.08	85
QUITO	G.HERNADEZ 1	70	5.6	B	0.02648	100.0	7.00	4.071	16.08	85
QUITO	G.HERNADEZ 6	70	5.6	B	0.02648	100.0	7.00	4.071	16.08	85
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	73	5.2	B	0.02697	100.0	7.00	3.000	16.46	96
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	929	45.0	G	0.02820	100.0	5.00	1.111	14.70	0
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	829	45.0	G	0.02821	100.0	5.00	1.111	13.96	0
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	73	5.2	B	0.02826	100.0	7.00	3.000	16.46	96
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	73	5.2	B	0.02830	100.0	7.00	3.000	16.46	96
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	73	5.2	B	0.02862	100.0	7.00	3.000	16.46	96
REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	15	2.0	D	0.03000	40.0	7.00	2.250	15.11	0
ELECTROECUADOR	A. TINAJERO1	1231	35.0	G	0.03119	100.0	0.70	0.851	15.22	0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	15	1.0	D	0.03181	40.0	7.00	2.300	13.58	0
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	73	5.2	B	0.03213	100.0	7.00	3.000	16.46	96
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	600	40.0	G	0.03223	100.0	5.00	1.250	13.54	0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 11	28	2.0	D	0.03229	50.0	5.00	2.300	12.51	0
ENERGYCORP	ENERGYCORP	732	105.0	G	0.03256	100.0	2.00	1.714	10.47	0
STO DOMINGO	STO DOMINGO 9	51	2.0	D	0.03259	33.0	7.00	2.000	13.74	0
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	700	40.0	G	0.03271	100.0	5.00	1.250	13.68	0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	15	2.0	D	0.03284	40.0	7.00	2.250	13.63	0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 9	28	3.0	D	0.03318	50.0	5.00	2.303	12.51	0
	INTER-COLOMBIA	192	25.0	D	0.03320	56.1	1.00	0.000	0.00	0
ELECTROGUAYAS	PASCUALES	627	92.0	G	0.03388	100.0	2.00	1.685	10.10	0
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	73	5.2	B	0.03417	100.0	7.00	3.000	16.46	96
REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	15	2.0	D	0.03467	40.0	7.00	2.250	12.28	0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 10	28	2.0	D	0.03475	50.0	5.00	2.300	12.51	0
REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	79	1.5	D	0.03482	30.0	7.00	3.000	12.03	0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	15	2.0	D	0.03488	40.0	7.00	2.250	12.54	0
QUITO	LULUNCOTO 13	70	2.9	D	0.03507	100.0	7.00	4.690	14.38	0
MILAGRO	MILAGRO 6	17	2.0	D	0.03511	30.0	7.00	2.250	13.01	0

CATALOGO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS Y UNIDADES TERMoeLECTRICAS (2)

EMPRESA	CENTRAL/UNIDAD	BARRA DE CONEXIÓN	POTENCIA MAXIMA (MAX)	TIPO DE CENTRAL	CVP US\$/kWh	FACTOR DE PLANTA MEN. %	TASA DE SALIDAS F. %	CONSUMO AUXILIARES %	RENDIMIENTO kWh/galón	CONSUMO BUNKER %
ESMERALDAS	LA PROPICIA 1	54	3.5	D	0.03517	30.0	7.00	2.286	11.50	0.0
ESMERALDAS	LA PROPICIA 2	54	3.5	D	0.03517	30.0	7.00	2.286	11.50	0.0
QUITO	LULUNCOTO 12	70	2.9	D	0.03518	100.0	7.00	4.690	14.38	0.0
QUITO	LULUNCOTO 11	70	2.9	D	0.03528	100.0	7.00	4.690	14.38	0.0
MILAGRO	MILAGRO 4	17	2.0	D	0.03541	30.0	7.00	2.250	13.01	0.0
MILAGRO	MILAGRO 7	17	2.0	D	0.03548	30.0	7.00	2.250	13.01	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	15	1.0	D	0.03552	40.0	7.00	2.300	11.87	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	48	2.0	D	0.03556	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 8	28	3.0	D	0.03561	50.0	5.00	2.303	12.61	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 1	28	2.0	D	0.03585	50.0	5.00	2.955	12.51	0.0
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 3	22	4.6	D	0.03599	40.0	7.00	7.000	12.64	0.0
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 4	22	2.0	D	0.03639	40.0	7.00	5.000	12.64	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 1	5	1.0	D	0.03662	36.0	7.00	2.333	12.72	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	15	2.0	D	0.03763	40.0	7.00	2.250	12.22	0.0
ELECTROECUADOR	A. TIÑAJERO 2	1331	34.0	G	0.03785	100.0	0.70	0.294	11.44	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	15	1.0	D	0.03800	40.0	7.00	2.300	12.29	0.0
AMBATO	LLIGUA 2	90	2.0	D	0.03831	50.0	7.00	2.333	12.60	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 2	5	1.0	D	0.03860	36.0	7.00	2.333	12.15	0.0
ECUAPOWER	EPW-STO. DOMINGO 1	649	48.0	G	0.03862	100.0	2.00	1.136	11.11	0.0
ECUAPOWER	EPW-STO. DOMINGO 2	649	48.0	G	0.03862	100.0	2.00	1.136	11.11	0.0
RIOBAMBA	RIOBAMBA 4	87	2.0	D	0.03869	36.0	7.00	2.000	12.08	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 3	5	1.0	D	0.03880	36.0	7.00	2.333	12.73	0.0
BOLIVAR	BOLIVAR 1	112	1.1	D	0.03953	30.0	7.00	2.364	11.62	0.0
REGIONAL EL ORO	EL ORO CAMBIO 4	22	4.4	D	0.04033	40.0	7.00	7.000	12.64	0.0
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 1	764	17.0	G	0.04123	100.0	9.00	0.778	10.43	0.0
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 2	664	17.0	G	0.04169	100.0	9.00	0.778	10.30	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	48	2.0	D	0.04187	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	48	2.0	D	0.04187	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	48	2.0	D	0.04187	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	48	2.0	D	0.04187	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	48	2.0	D	0.04294	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	48	2.0	D	0.04294	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	48	2.0	D	0.04320	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	48	2.0	D	0.04347	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	48	2.0	D	0.04387	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 5	1031	18.0	G	0.04585	100.0	2.00	0.333	8.13	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 6	1131	18.0	G	0.04596	100.0	2.00	0.333	7.80	0.0
ECUAPOWER	EPW-STA ELENA	628	34.0	G	0.04772	100.0	2.00	1.471	8.85	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 1	931	20.0	G	0.04790	33.0	2.00	0.350	8.27	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 2	731	20.0	G	0.04836	33.0	2.00	0.350	9.50	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 5	5	1.2	D	0.04974	36.0	7.00	2.333	12.00	0.0
ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	37	20.0	G	0.05064	100.0	15.00	0.700	8.22	0.0
ELECTROECUADOR	A. SANTOS 3	831	14.0	G	0.05560	33.0	2.00	0.500	8.39	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 3	48	2.0	D	0.05611	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
AMBATO	LLIGUA 1	90	2.0	D	0.05620	50.0	7.00	2.333	12.50	0.0
REGIONAL SUR	CATAMAYO 1 *	15	1.0	D	-	40.0	7.00	2.300	13.58	0.0
MILAGRO	MILAGRO 3 *	17	2.0	D	-	30.0	7.00	2.260	13.01	0.0
MILAGRO	MILAGRO 5 *	17	2.0	D	-	30.0	7.00	2.280	13.01	0.0
MILAGRO	MILAGRO 8 *	17	2.0	D	-	30.0	7.00	2.250	13.01	0.0
REGIONAL EL ORO	EL ORO MACHALA 5 *	22	2.0	D	-	40.0	7.00	5.000	12.64	0.0
REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11 *	48	2.0	D	-	40.0	7.00	2.000	12.32	0.0
TERMOPICHINCHA	STA. ROSA 3 *	64	17.0	G	-	100.0	9.00	0.778	10.53	0.0
PENIN. STA. ELENA	STA. ELENA 12	28	2.0	D	-	50.0	5.00	2.300	12.51	0.0
PENIN. STA. ELENA	PLAYAS 4	28	0.8	D	-	50.0	5.00	2.300	12.51	0.0
PENIN. STA. ELENA	POSORGA 5	28	2.0	D	-	50.0	5.00	2.286	12.51	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 4 *	5	1.2	D	-	36.0	7.00	2.333	10.42	0.0
ELECAUSTRO	MONAY 6 *	5	1.2	D	-	36.0	7.00	2.333	12.00	0.0

* Unidades Indisponibles

CAPITULO 5

CAPITULO 5

5. ANALISIS DE LOS FACTORES DE NODO

5.1 OBTENCION DE FACTORES DE NODO PROMEDIO PONDERADOS.

5.1.1 Introducción

El determinar Factores de Nodo Zonales Promedio Ponderados, es muy importante para la determinación de los Precios Referenciales de Generación. Para la realización de este estudio se ha dividido al Sistema Eléctrico, según las áreas de concesión de la Empresas Eléctricas, tal como se muestra el GRAFICO 5.1, dentro de su área de concesión, las Empresas Distribuidoras pueden tener una o varias barras de intercambio de energía con el MEM.

Existen Empresas Distribuidoras y Generadoras, que dentro de su área de concesión, ocupan más de una barra, lo cual no permite el determinar un Factor de Nodo tipo para dicha Empresa. Por ejemplo Distribuidoras como la QUITO, EMELEC, SANTA ELENA, EMELGUR, CENTROS SUR, etc., tienen más de una barra de intercambio con el MEM, en el cuadro 5.1, se muestran las Empresas de Distribución y todas sus barras de intercambio de energía.

AMABATO	AZOGUES	QUITO	EL ORO	STA. ELENA	EMELEC	EMELGUR	EMELNORTE
Ambato	Alim. 922	Vicent. 1	Machala	Pascuales	Barra A	Daule	Tulcán
Totoras	Alim, 923	Vicent. 2	Zhum	Sta Elena	Barra B	Quinto Guayas	Ibarra 34
	Guapan	Trafo 46	Balao	El Morro	Vergeles	Quevedo 1	Ibarra 69
	Descanso	Papallacta	Espe	Ecuapower	Cerveceria	Quevedo 2	
		Guangopolo			Policentro	Milagro	
		Selva Alegre Movil			Trinitaria	Epag	
					Guasmo Pradera		

5.1 Barras de intercambio de energía de las Distribuidoras.

Para las Generadoras, es necesario un estudio similar, encontrándose que las Empresas que serían objeto de este estudio se muestran en el cuadro 5.2.

ECUAPOWER	ELECTROECUADOR	QUITO	ELECTROQUIL	PAUTE
Ecuapower Sto. Domingo	V. Guayaquil	G. Hernandez	EQL 1 y 2	Paute AB
Ecuapower Sta Elena	A. Santos	Quito H.	EQL 3 y 4	Paute C
	A. Tinajero	Guangopolo		
		Cumbaya		
		Nayon		

5.2 Barras de intercambio de energía de las Generadoras.

Para determinar el Factor de Nodo, más significativo de cada empresa, se ha procedido a la Ponderación de estos por la cantidad de energía entregada o recibida en cada barra, de la siguiente manera:

$$\text{Factor de Nodo Ponderado} = \frac{\sum_i F_{n_i} * E_i}{\sum_i E_i}$$

$$\text{Factor de Nodo Ponderado} = \frac{\sum F_{n1} * E1 + F_{n2} * E2 + \dots + F_{ni} * E_i}{E1 + E2 + \dots + E_i}$$

Donde:

- $F_{n1}, F_{n2}, \dots, F_{ni}$, son los factores de nodo de cada punto de entrega/compra
- $E1, E2, \dots, E_i$, es la energía entregada / comprada en cada punto de entrega/compra

Se determinaron Factores de Nodo Promedio Ponderados, para días miércoles, sábados y domingos de los meses de julio, agosto, septiembre, que son meses que corresponden a la época lluviosa y noviembre, diciembre y enero correspondientes a estación seca.

Es de gran importancia el cálculo de este tipo de Factores de Nodo Ponderados, para el Mercado de Contratos. Ya que mediante un Factor de Nodo Ponderado para una Empresa Distribuidora, es posible evaluar las Pérdidas que significarían el transporte de la energía eléctrica desde la Barra de Mercado hasta las diferentes barras de intercambio que tenga dicha Empresa Distribuidora, y poder saber la energía que efectivamente se ha contratado.

En los procedimientos del MEM, se detalla la metodología de evaluar la “*Potencia Efectivamente Contratada*”, para distintos tipos de realizar los Contratos de Energía, de la siguiente manera:

Ubicación de los Contratos.

Los contratos de energía, excepto los de importación o exportación, se pactan en la Barra de Mercado del Sistema, en la Barra del Distribuidor o en la Barra del Generador. Los compradores se hacen cargo de llevar la energía de contratos desde la barra de contrato hasta su nodo de recepción. Los vendedores de energía se hacen cargo de llevar su energía desde su nodo de entrega hasta la barra del contrato.

Si un Distribuidor posee más de un nodo de entrega el CENACE, para propósito de evaluación de las transacciones en el MEM, considerará que la empresa distribuidora está representada por una Barra Equivalente con un factor de nodo definido por una ponderación de la cantidad de energía que recibe en cada barra..

Los contratos de importación o exportación se pactan en el nodo de intercambio correspondiente. Para el vendedor de energía el punto de intercambio es su nodo frontera. Para el comprador de energía el punto de intercambio es su nodo frontera.

Energía Efectiva de Contratos.

Debido a que los contratos se pactan libremente entre los agentes en cualquier barra de interés (Barra de Mercado, barra del Distribuidor/Gran Consumidor o barra del Generador) es necesario determinar qué cantidad de toda la energía entregada/recibida por un determinado agente, y que es medida por el SIMEC en los puntos de entrega/recepción, corresponde a la energía pactada en contratos.

Energía de Contratos pactados en la Barra de Mercado.

Si un contrato de energía se pacta en la Barra de Mercado el Generador debe llevar esta energía al punto de venta, haciéndose cargo de las pérdidas hasta la Barra de Mercado, mientras que el Distribuidor/Gran Consumidor debe llevar esta energía a su nodo haciéndose cargo de las pérdidas de energía desde la Barra de Mercado hasta su punto o nodo de consumo.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$E_c D_{jh} = E_c BM_h * \left[\frac{2}{2 + |FND_{jh} - 1|} \right]$$

Donde:

$E_c D_{jh}$ = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h reflejada desde la Barra de Mercado hasta el nodo del Distribuidor

$E_c BM_h$ = Energía contratada en la Barra de Mercado

FND_{jh} = Factor de nodo promedio ponderado del Distribuidor j a la hora h

Y para el Generador se tiene:

$$E_c G_{ih} = E_c BM_h * \left[\frac{2}{2 - |1 - FNG_{ih}|} \right]$$

donde:

$E_c G_{ih}$ = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h reflejada desde la barra del Generador hasta Barra de Mercado

$E_c BM_h$ = Energía contratada en la Barra de Mercado

FNG_{ih} = Factor de nodo del Generador i a la hora h

Energía de Contratos pactados en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor.

Si un contrato de energía se hace en la Barra del Distribuidor o Gran Consumidor el Generador se hace responsable de llevar la cantidad de energía pactada hasta ese punto asumiendo todas las pérdidas de energía involucradas en la transacción.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$E_c D_{jh} = E_c BD_h$$

donde:

$E_c D_{jh}$ = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h

$E_c BD_h$ = Energía contratada por el Distribuidor en su barra

FND_{jh} = Factor de nodo del Distribuidor j a la hora h

Y para el Generador se tiene:

$$E_c G_{ih} = E_c BD_h * \left[\frac{2 + |FND_{jh} - 1|}{2 - |1 - FNG_{ih}|} \right]$$

donde:

$E_c G_{ih}$ = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h reflejada desde la barra del Generador hasta Barra del Distribuidor o Gran Consumidor

$E_c BD_h$ = Energía contratada por el Distribuidor o Gran Consumidor en su barra

FNG_{ih} = Factor de nodo del Generador i a la hora h

FND_{jh} = Factor de nodo promedio ponderado del Distribuidor j a la hora h

Energía de Contratos pactados en la Barra del Generador.

Si un contrato de energía se hace en la Barra del Generador el Distribuidor o Gran Consumidor se hace responsable de llevar la cantidad de energía pactada desde ese punto asumiendo todas las pérdidas de energía involucradas en la transacción.

En estas condiciones se tiene que para el Distribuidor en una hora dada:

$$E_c D_{jh} = E_c BG_h * \left[\frac{2 - |1 - FND_{ih}|}{2 + |FND_{jh} - 1|} \right]$$

donde:

$E_c D_{jh}$ = Energía efectivamente comprada en el contrato por el Distribuidor j a la hora h reflejada desde la Barra del Generador hasta el nodo del Distribuidor

$E_c BG_h$ = Energía contratada en la barra del Generador

FND_{jh} = Factor de nodo promedio ponderado del Distribuidor j a la hora h

FNG_{ih} = Factor de nodo del Generador i a la hora h

Y para el Generador se tiene:

$$E_c G_{ih} = E_c B G_h$$

donde:

$E_c G_{ih}$ = Energía efectivamente vendida en el contrato por el Generador i a la hora h .

$E_c B G_h$ = Energía contratada en la barra del Generador.

5.1.2 Presentación de Resultados.

Se presentan los resultados en cuadros adjuntos de los Factores de Nodo Promedio Ponderados, obtenidos para el día de mayor demanda y el sábado y domingo siguiente, para los meses de julio y agosto (estación lluviosa) y diciembre y enero (estación seca), provenientes de la ponderación de los Factores Nodales de todas las barras, obtenidos mediante flujos de carga AC con datos de energía, ya que estos Factores son los más exactos a la operación real del sistema de potencia.

También se presenta adjuntos gráficos de los Factores de Nodo Promedio Ponderados, tanto para Generadores como para Distribuidores, en donde se puede visualizar la tendencia hora a hora de estos factores de cada Agente del MEM.

5.1.3 Análisis de Resultados.

De los cuadros y gráficos de los Factores de Nodo Promedio Ponderados, que se adjuntan se puede concluir que:

- Una ponderación de este tipo es acertada ya que el Factor de Nodo Promedio sigue con mayor tendencia al Factor de Nodo de la barra de mayor importancia

de la Empresa, pero sin dejar de tomar en cuenta la contribución de todas las demás barras.

- En capítulos anteriores se había manifestado que los Factores de Nodo poseen dentro de sí gran información de la situación del sistema eléctrico, con la ayuda de los gráficos se puede visualizar estos síntomas, al evidenciar que zonas como Manabí, El Oro y EmelNorte, se constituyen como altamente importadoras de energía, al tener Factores de Nodo bastante por encima de 1.0. Esto es un claro indicativo de las zonas en las que debería instalarse mayor generación.
- Se puede evidenciar que Empresas Eléctricas como Bolivar, Centro Sur, Riobamba, Cotopaxi tienen Factores de Nodo bajos, esto evidencia lo que sucede en la realidad, ya que estas Empresas poseen dentro de sus zonas de concesión gran cantidad de generación lo que las convierte en zonas exportadoras de energía.
- Se puede ver que zonas altamente Generadoras como las de Paute, Agoyán, Pucará tienen factores de nodo bastante por debajo de 1.0.
- Se puede ver, con la ayuda de los Factores de Nodo horarios la marcada diferencia entre la configuración de las Bandas Horarias de un día hábil con un fin de semana.

5.2 OBTENCION DE FACTORES DE NODO POR BANDA HORARIA

5.2.1 Introducción

En otros países, no se utilizan Factores de Nodo horarios, como es el caso de Argentina, en donde CAMMESA, utiliza Factores de Nodo estacionales ponderados por Banda Horaria. Por lo que es conveniente la determinación de los Factores de Nodo según las Bandas Horarias.

En el Reglamento de Tarifas, se hace referencia a las Bandas Horarias, en lo concerniente al cálculo del Precio Referencial de Generación, como sigue:

“**Art. 8.- Precio Referencial de Generación.-** El precio referencial de generación será calculado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, y sometido a consideración y aprobación del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considerando los siguientes componentes:

a) **Componente de Energía.-** Corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de un año del despacho de carga de mínimo costo, proveniente de la planificación operativo del sistema de generación elaborado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, con el objeto de mitigar las variaciones que pueden experimentar los costos, tanto diaria como estacionalmente.

Se obtendrán seis valores promedio para períodos horario-estacionales. Se considerarán dos estaciones al año: estación lluviosa y estación seca. Los valores correspondientes a la estación **lluviosa** se aplicarán a los consumos de los meses de **abril a septiembre** y los correspondientes a la estación **seca** se aplicarán a los consumos de **octubre a marzo**.

En cada una de estas estaciones se considerarán los siguientes períodos horarios:

- 1) **De punta:** Desde las 17h00 hasta las 22h00 de lunes a domingo,
- 2) **De demanda media:** Desde las 07h00 hasta las 17h00 de lunes a viernes; y,
- 3) **De base:** Las restantes horas de la semana.

Para los días festivos nacionales se considerarán horas de punta y base similares a las del día domingo.

Este componente será calculado incluyendo el costo de las restricciones que impidan la ejecución de un despacho a mínimo costo, para mantener condiciones operativas apropiadas; o, aquellas aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, respecto de la generación requerida para superar deficiencias en los sistemas de transmisión y distribución”.

que depende de la potencia con que sean despachados sus 20 grupos térmicos que tiene dentro de su zona de concesión.

- En barras generadoras, también se notan cambios significativos en los factores de nodo dependiendo de la estacionalidad, en especial en barras donde se encuentran ubicadas centrales hidráulicas, es por eso que vemos que las mayores variaciones en los factores nodales se dan en barras de Paute, Hidronación, Agoyán y Pucará, las dos últimas dependiendo también de la banda horaria en que se analice, ya que generalmente en época seca son despachadas en la punta.
- Centrales de generación térmica como Gonzalo Zevallos y Termo Esmeraldas, también se muestran bastante dependientes de las condiciones en que estas sean despachadas, bajando sus factores nodales significativamente en la estación seca.
- La Interconexión con Colombia, vemos que hace a la zona del norte también altamente dependiente de la estacionalidad, bajando significativamente los factores de nodo de esta zona al ser requerida la importación de energía desde Colombia.
- Observando los gráficos de las comparaciones por bandas horarias, para barras de distribución, se observa que los factores de nodo son más bajos en banda base, intermedios en banda media y los más altos en banda pido. Esto sucede en cualquiera de los métodos utilizados, lo cual da una clara señal de que los Factores de Nodo indican el nivel de entrega o energía de una zona, a la vez que demuestra la validez de cada uno de los métodos utilizados.
- En barras donde se encuentran generadores que han aumentado en forma considerable la generación de una banda a otra, también se puede detectar una baja en los factores de nodo conforme sube la cuota de generación, lo que se evidencia en barras como las de Paute, Pucará, etc, que son despachadas con una mayor cuota en la banda media y pico.
- Las curvas paralelas obtenidas para factores de nodo con los varios métodos evidencian la validez de cada uno de ellos, ya que la tendencia se mantiene tanto en barras de distribución como de generación, observándose que en barras de generación para idénticas condiciones se obtienen factores de nodo más bajos con el método de flujos de potencia AC (datos de energía). Y para barras netas de

consumo de energía, se puede observar que se obtienen los factores de nodo más altos con el método antes mencionado, lo cual evidencia que al momento de realizar las liquidaciones de energía existirá una mayor diferencia entre el precio de la energía generada en bornes y el precio de la energía entregada en barras de consumo, por lo que la remuneración variable al transmisor resultará más alta con factores de nodo obtenidos con datos de energía. Esto era de esperarse ya que con anterioridad habíamos analizado la calidad de información en cada uno de los métodos y se había llegado a concluir que la información de energía proveniente del Sistema de Medición Comercial era la más disponible, exacta y completa con la que se cuenta.

5.3 DETERMINACION DE FACTORES ESTACIONALES TIPO

5.3.1 Introducción

El determinar Factores de Nodo Tipo, del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, es un estudio de gran utilidad en algunos de los procedimientos del MEM. Es de gran utilidad, contar con Factores de Nodo Tipo, para diferentes condiciones, por lo que en este estudio se ha procedido a determinarlos para días hábiles y fines de semana. Para una aplicación tarifaria de los factores de nodo, es importante el determinar factores tipo del sistema eléctrico nacional ecuatoriano para todas las barras del sistema, pero discriminados por períodos tarifarios es decir por bandas horarias; por lo que en este estudio se presentan factores nodales tipo para todas las barras, para ambos períodos estacionales y por bandas horarias.

También se puede utilizar estos Factores Tipo, para programaciones a corto y largo plazo, con gran aproximación, ya que se podría trasladar los Costos Variables de Generación a la Barra de Mercado y así obtener los Precios de Mercado, considerando algunos ajustes en los costos de combustibles. Otra aplicación para

CENTRAL	UNIDAD	CENTRAL	UNIDAD	CENTRAL	UNIDAD
GAGOYAN	G088AGO1	GEEMELE	G031GAT1	GEERIOBA	G086RIBO
	G988AGO2	C	G031GAT2		G086RALO
GECUAPOW	G628EPWE		G031GAS1		G086RBLA
	G049EPW1		G031GAS2	GEESTAEL	G028SEL1
	G049EPW2		G031GAS3		G028SEL2
GEEAMBAT	G082ALL1		G031GAS5		G028SEL3
	G082ALL2		G031GAS6		G028SEP1
	G090ABA1		G031EAS1		G028SEP2
	G090ABA2		G065EVG1	GELCQITO	G138EQT1
	G090APEN		G065EVG2		G138EQT2
GEECNSUR	G005CUD1		G065EVG3	GELCQUIL	G039EQL1
	G005CUD2		G065EVG4		G039EQL2
	G005CUD3	GEEMELNO	G078IBEM		G729EQL3
	G005CUD4		G092TUEM		G729EQL4
	G004CUSA		G092HTUL	GGUANGIN	G072GPI1
	G004CUSY		G078AMBI		G072GPI2
GEEELORO	G022ORC1	GEEQUITO	G970QGH1		G072GPI3
	G022ORC2		G970QGH2		G072GPI4
	G022ORC3		G970QGH3		G072GPI5
	G022ORM1		G070QGH4		G072GPI6
	G022ORM2		G970QGH5	GGZLOCEV	G031GGZ4
	G022ORM3		G970QGH6		G031VGZ2
GEEESMER	G052ESP1		G070EQL1		G031VGZ3
	G052ESP2		G070EQL2	GINTERCO	I192IPIAL
	G052ESP3		G070EQL3	HNACION	H094NCIN
	G052ESP4		G670EQCY	GEEMILAG	G017MIL1
GEEAMANAB	G047MBM3		G770NAYN		G017MIL2
	G047MBM7		G870GUAN		G017MIL3
	G047MBM8		G070PASO		G017MIL4
	G047MBM9-10		G070CHIL		G017MIL5
	G047MBM11	GEEREGSR	G014LOC1		G017MIL6
	G047MBM12		G014LOC2	GPAUTE	G002PAB1
	G047MBM13-14		G014LOC3		G002PAB2
	G047MBM15		G014LOC4		G002PAB3
	G047MBM16		G014LOC5		G002PAB4
	G047MM18		G014LOC6		G002PAB5
	G047MM22		G014LOC7		G003PTC1
	G047MM		G014LOC8		G003PTC2
	G047MM		G014LOC9		G003PTC3
GPUCARA	G080PUC1		G014RSMC		G003PTC4
	G080PUC2	GSTAROSA	G058ROS1		G003PTC5
GTRINITA	G032TRIN		G058ROS2	GSTODMGO	G050ESD1

	G094HNC2	GEEBOLIV	G087CEST		G005MON3
	G094HNC3		G087CHIM		G005MON4
				ENGYCORP	G732ENGY

5.4 Codificación de las Barras de Generación

5.3.2 Presentación de Resultados.

GVAPESME	G052VESM		G058ROS3		G050ESD2
GPASCUAL	G027PASC	GEECOTOP	G075COTO	GEECNSUR	G005MON1
HNACION	G094HNC1		G075CILL		G005MON2
	G094HNC2	GEEBOLIV	G087CEST		G005MON3
	G094HNC3		G087CHIM		G005MON4
				ENGVCORP	G732ENGY

5.4 Codificación de las Barras de Generación

5.3.2 Presentación de Resultados.

En cuadros adjuntos, se presentan factores de nodo tipos para todas las barras utilizadas en las simulaciones, obtenidos mediante promedios de factores de nodo obtenidos de la operación real del sistema eléctrico que se dio en meses de estaciones seca y lluviosa del año 1999. Se pueden ver en los cuadros factores de nodo tipo para diferentes condiciones, así, se obtienen factores de nodo tipo para días hábiles y fines de semana y para todas las bandas horarias, esto tanto para hidrología lluviosa como para hidrología seca.

5.3.3 Análisis de Resultados.

- Los agentes del MEM, podrán utilizar esta información para estudios de mediano y largo plazo, con resultados aceptables, ya que son Factores de Nodo obtenidos con datos de energía de la operación real que se dio en el sistema de potencia en distintos días hábiles y fines de semana de diferentes meses de estaciones seca y lluviosa. Adicionalmente son factores que se obtuvieron con simulaciones el programa PowerWorld, que según lo analizado en secciones anteriores son simulaciones que utilizan métodos exactos de solución de las ecuaciones no lineales, que resuelven a un flujo de potencia.

- Se pueden ver en los cuadros que entre las barras de recepción de energía más sensibles a cambios estacionales están las de Emelec, Centro Sur, Esmeraldas y Riobamba, esto se debe a la gran influencia del cambio en las cuotas de generación de estas empresas de una estación a otra.
- En barras de generación se ratifica lo mencionado anteriormente cuando analizamos los factores de nodo por bandas horarias, observándose que las barras más sensibles a la estacionalidad son las de Vapor Esmeraldas, Paute, Agoyán, Trinitaria y Gonzalo Zevallos, que son las que presentan cambios significativos en sus cuotas de generación dependiendo de la estación.
- La Empresa de Distribución que tiene barras con factores de nodo más altos es la de Manabí, llegando a tener factores del orden de 1.15 en banda media y estación seca.
- Para barras de generación en cambio se puede observar que en estación lluviosa son barras de Paute y Agoyán las que poseen factores nodales más bajos, en el orden de 0.92. En cambio para la estación seca se tiene que las barras con factores de nodo más bajos son los de Vapor Esmeraldas, llegando a ser del orden de 0.87 en Bandas base y media.

5.4 ANALISIS DE SENSITIVIDAD DE LOS FACTORES DE NODO APLICADOS EN LIQUIDACIONES DE ENERGIA.

5.4.1 Introducción.

Un proceso de gran importancia, dentro de la Dirección de Transacciones Comerciales, es la *Liquidación de Energía*, que fue descrita al detalle en el Capítulo 3, en la sección 3.10.

El sistema de evaluación de las transacciones de energía en el MEM contempla la remuneración a los Generadores y Exportadores, el pago de los Distribuidores e importadores y la remuneración a la Empresa de Transmisión. Además, todos los agentes están sujetos al pago por penalizaciones y servicios prestados por el MEM. El CENACE determina y discrimina los montos de energía que han sido transados en el Mercado de Contratos a Plazo y en el Mercado Ocasional. El CENACE evalúa y liquida las transacciones de energía realizadas en el Mercado Ocasional y aquellas transacciones que habiéndose pactado en el Mercado de Contratos a Plazo se cumplan en el Mercado Ocasional.

a) El Factor de Nodo.

El factor de nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el factor de nodo de la Barra de Mercado es igual a 1. Para cada hora y para cada nodo o barra del sistema, el CENACE determinará los Factores de Nodo resultantes del despacho real.

b) Precio de la Energía.

La energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

La energía en cada nodo o barra en el SNI varía en función de su ubicación respecto a la Barra de Mercado. El precio de la energía, para una hora dada, de una barra o un nodo de la red se calcula como el producto de su Factor de Nodo horario multiplicado por el Precio de la Energía en la Barra de Mercado a esa hora:

$$PE_{b_h} = FN_{b_h} * PEM_h$$

Donde:

PE_{b_h} = Precio de la energía en una barra o nodo del sistema a una hora h.

FN_{bh} = Factor de nodo en una barra o nodo del sistema a una hora h .

PEM_h = Precio de la Energía en la Barra de Mercado a la hora h .

c) Información Postoperativa.

Sobre la base del despacho real efectuado, el CENACE establece para cada hora:

- El Precio de la Energía en la Barra de Mercado.
- La máquina térmica o central hidráulica que margina.
- Los Factores de Nodo horarios productos del despacho real con los respectivos niveles de pérdidas.
- El Reporte de Eventos de Operación con información relativa a restricciones, indisponibilidades, fallas o cualquier evento que influya en la evaluación económica de las transacciones.
- La energía bruta y neta de generación.
- El consumo de auxiliares de las unidades de generación.
- El consumo de energía en las subestaciones del sistema de transmisión.

Esta información será empleada cuando el SISMEC no opere adecuadamente o cuando los Agentes no la hagan llegar dentro de los plazos establecidos para evaluar económicamente las transacciones de potencia y energía en el MEM.

5.4.2 Presentación de Resultados.

En cuadros adjuntos se presentan los resultados en sucres de las simulaciones de liquidaciones de energía, manteniendo para todos los casos idéntica información de entregas, generación neta y bruta, precios marginales en la barra de mercado, inflexibilidades. Para cada simulación lo único que se varía son los factores de nodo de barras de generación y distribución, para así poder tener los mismos parámetros de comparación de los cambios en las liquidaciones de energía con cambios en los factores nodales.

Se muestran cuadros con los resultados de liquidaciones de energía para distintos días de meses de estación lluviosa, con factores nodales obtenidos por métodos de flujos de potencia AC, datos de potencia y energía, método del Jacobiano y flujos de carga DC. También se muestran gráficos de la variación en la remuneración variable al transmisor, para factores de nodo obtenidos por distintos métodos, esto ya que debido a la metodología utilizada para remunerar al transmisor es en ella, en donde se refleja el pago por las pérdidas en la transmisión.

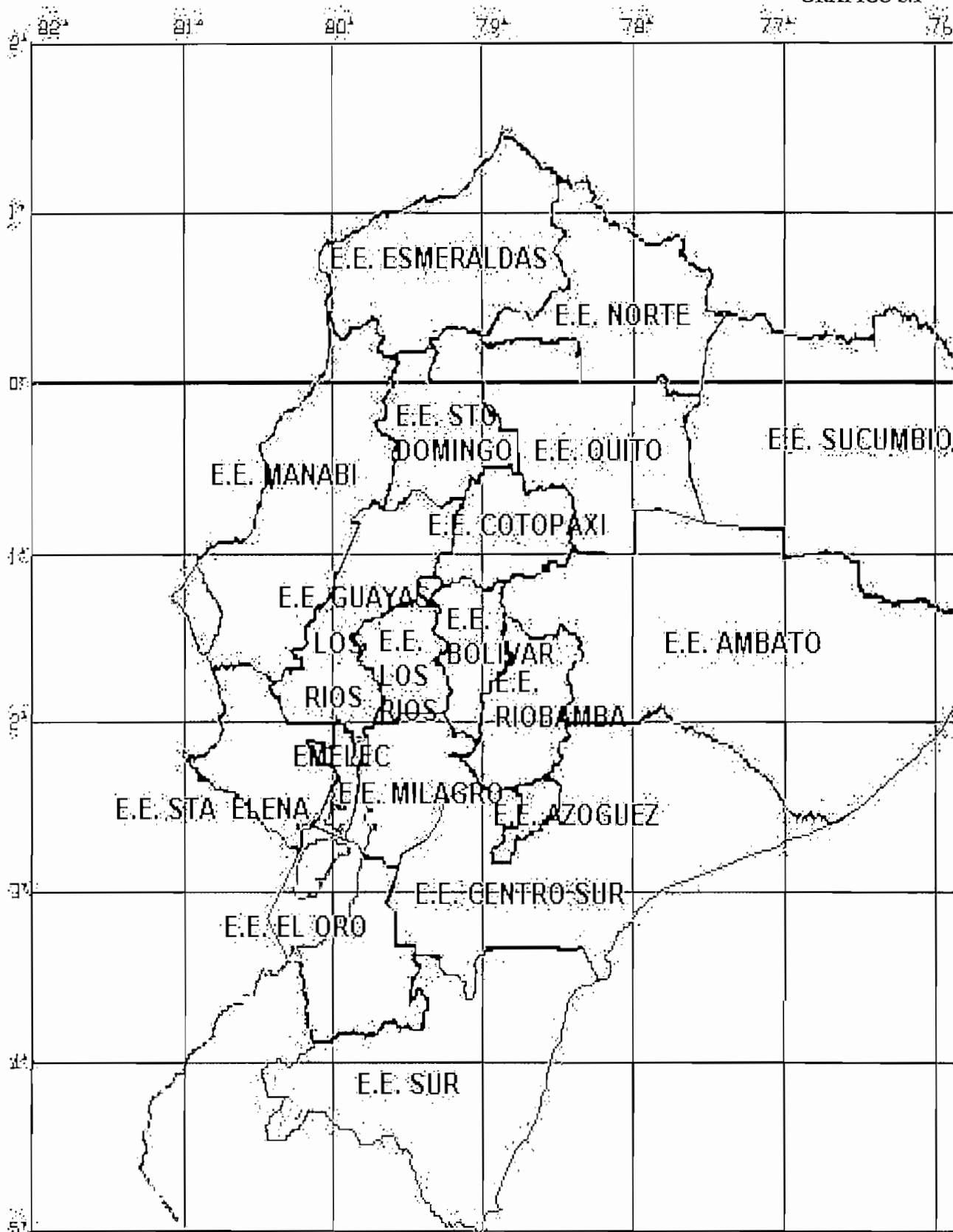
5.4.3 Análisis de Resultados

- El análisis de las liquidaciones de energía con factores de nodo obtenidos mediante flujos de carga DC, es un análisis parcial, ya que se tienen este tipo de factores únicamente para barras de generación, para barras de distribución se utilizaron los factores de nodo de flujos AC, con datos de energía, sin embargo de ello se obtuvieron remuneraciones variables bajas, incluso negativas para algunos días.
- En casi todos los casos expuestos, se observa que la más alta Remuneración Variable al Transmisor es la obtenida con factores de nodo de flujos AC, con datos de energía por lo que una vez más se ratifica que estos factores, que son los que actualmente utiliza la Dirección de Transacciones Comerciales en sus procesos de liquidaciones, son los más adecuados para este tipo de proceso, por la metodología de resolución de los flujos de potencia (Full Newton-Raphson), por la calidad de la información de entregas y generación activa y reactiva utilizada (Datos de energía proveniente del SISMEC), y por la red utilizada en las simulaciones (Adaptada según los puntos en los cuales existe medición).
- Vemos que en la mayoría de los casos las RVT es más alta con factores de nodo AC (Datos de Potencia), que con factores de nodo por el método del Jacobiano, esto comprueba que la metodología de solución es muy importante, ya que a pesar de que ambos métodos utilizan idéntica información de potencias de generación demanda, tanto activa como reactiva, presentan diferencias

considerables ya que el algoritmo del método del Jacobiano, desprecia la influencia de algunos parámetros en las pérdidas de transmisión.

- Las liquidaciones con factores nodales provenientes de flujos DC, a menudo presentan RMT, negativas, lo cual demuestra la gran influencia en la evaluación de las pérdidas de transmisión de la simplificación de la red utilizada, de la exactitud de la información y de las simplificaciones que lleva dentro de sí un flujo de carga DC.
- Por todos los resultados que se han obtenido en las simulaciones de las liquidaciones de energía, se concluye que para procesos como estos es necesario una depuración de la información de la operación real del sistema de potencia, esto irá mejorando según los agentes vayan cumpliendo con la Regulación 013/99, e instalen medición de energía en todos los puntos, se hace necesario por lo tanto que el CENACE, administre los datos provenientes del Sistema de Medición Comercial y que el CONELEC tome las medidas necesarias a fin de que se instalen medidores especialmente en puntos de generación.

GRAFICO 5.1

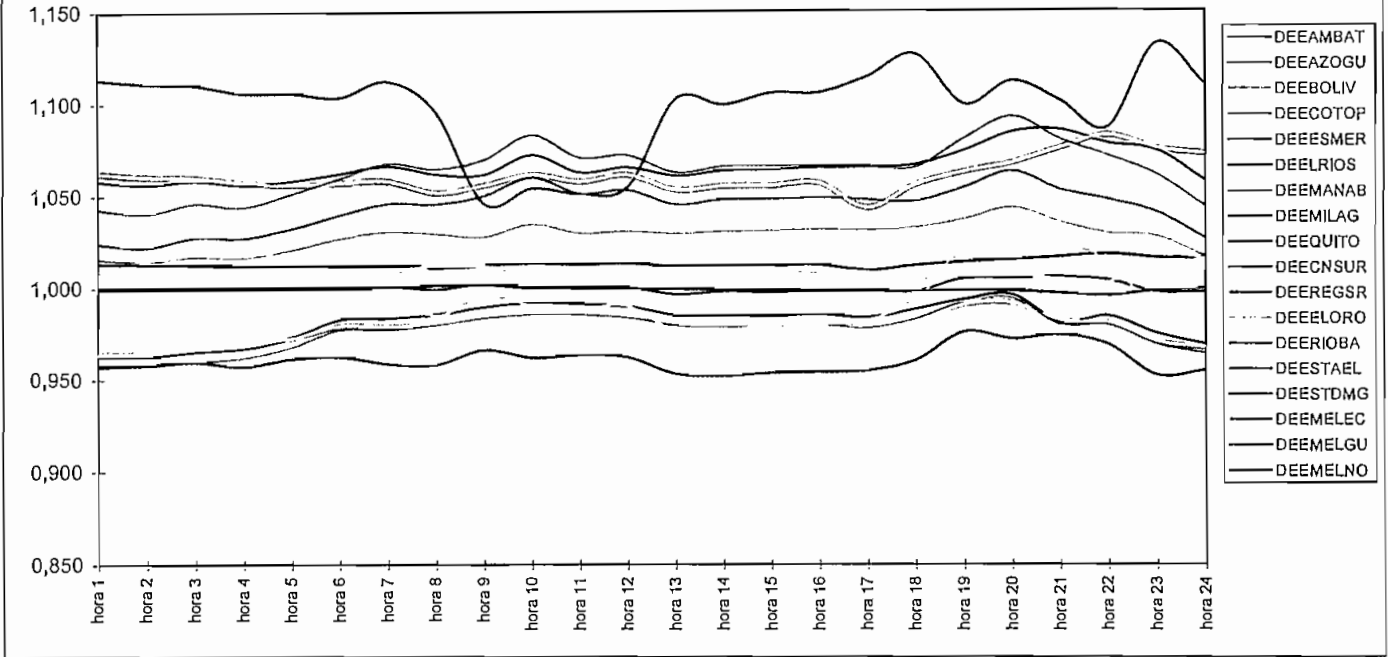


Factores de Nodo Promedio Ponderados

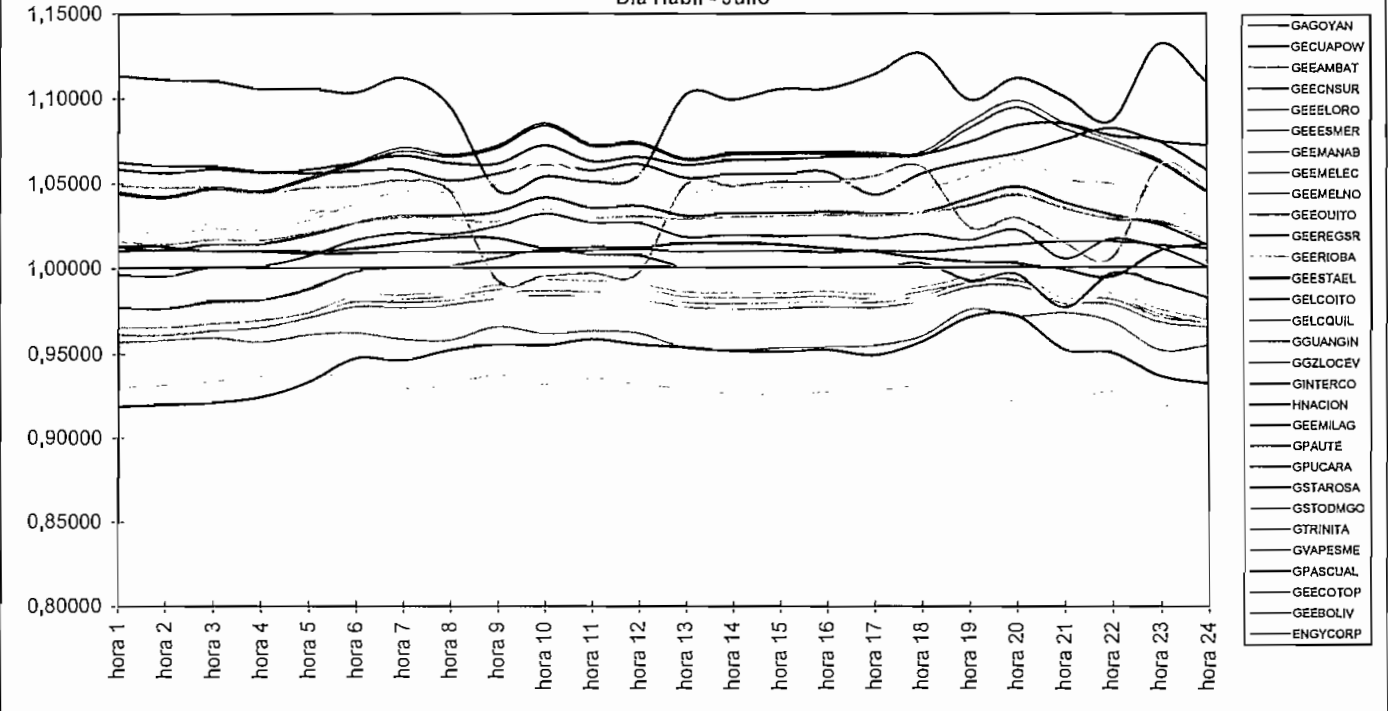
FACTORES DE NODO PROMEDIO PONDERADOS
MIERCOLES 21 DE JULIO DE 1999
OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)

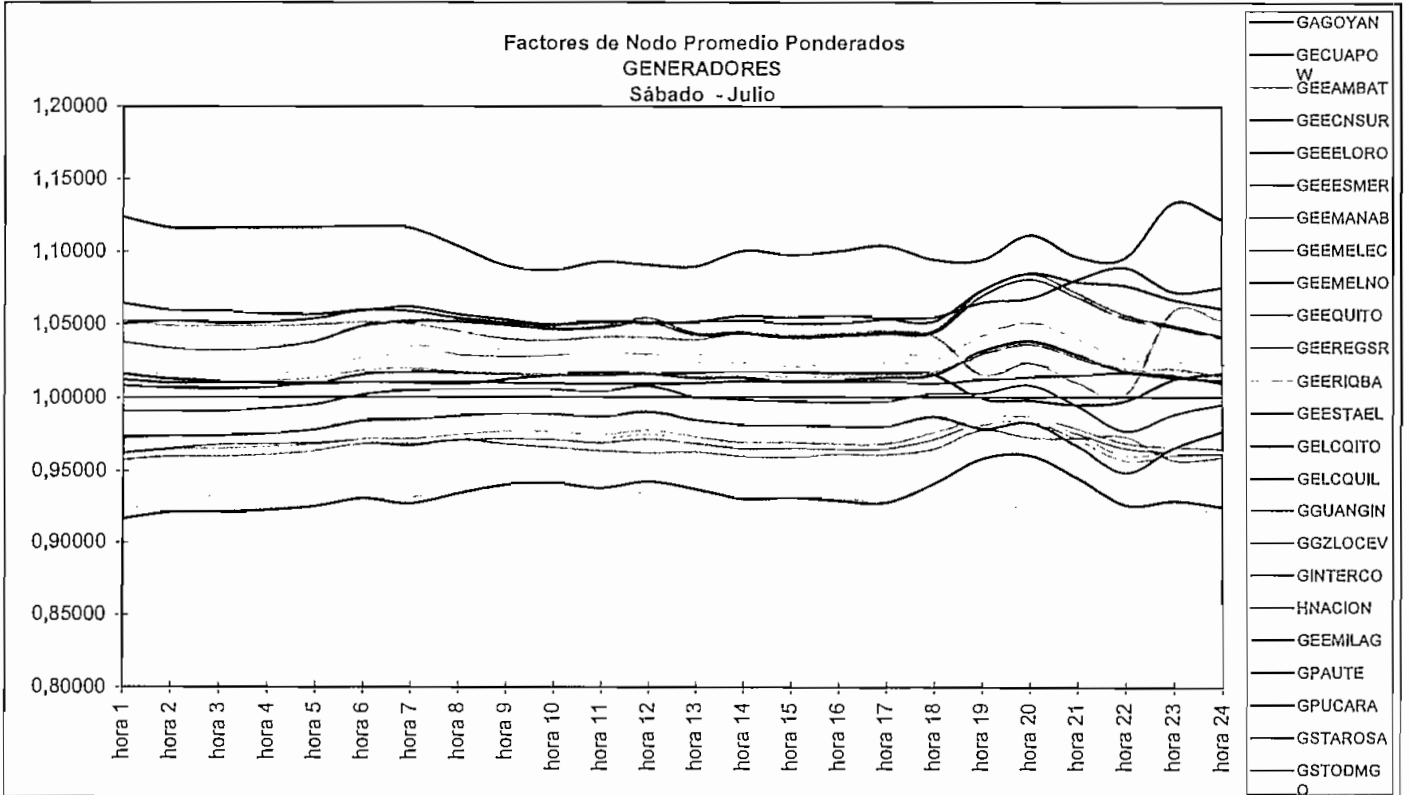
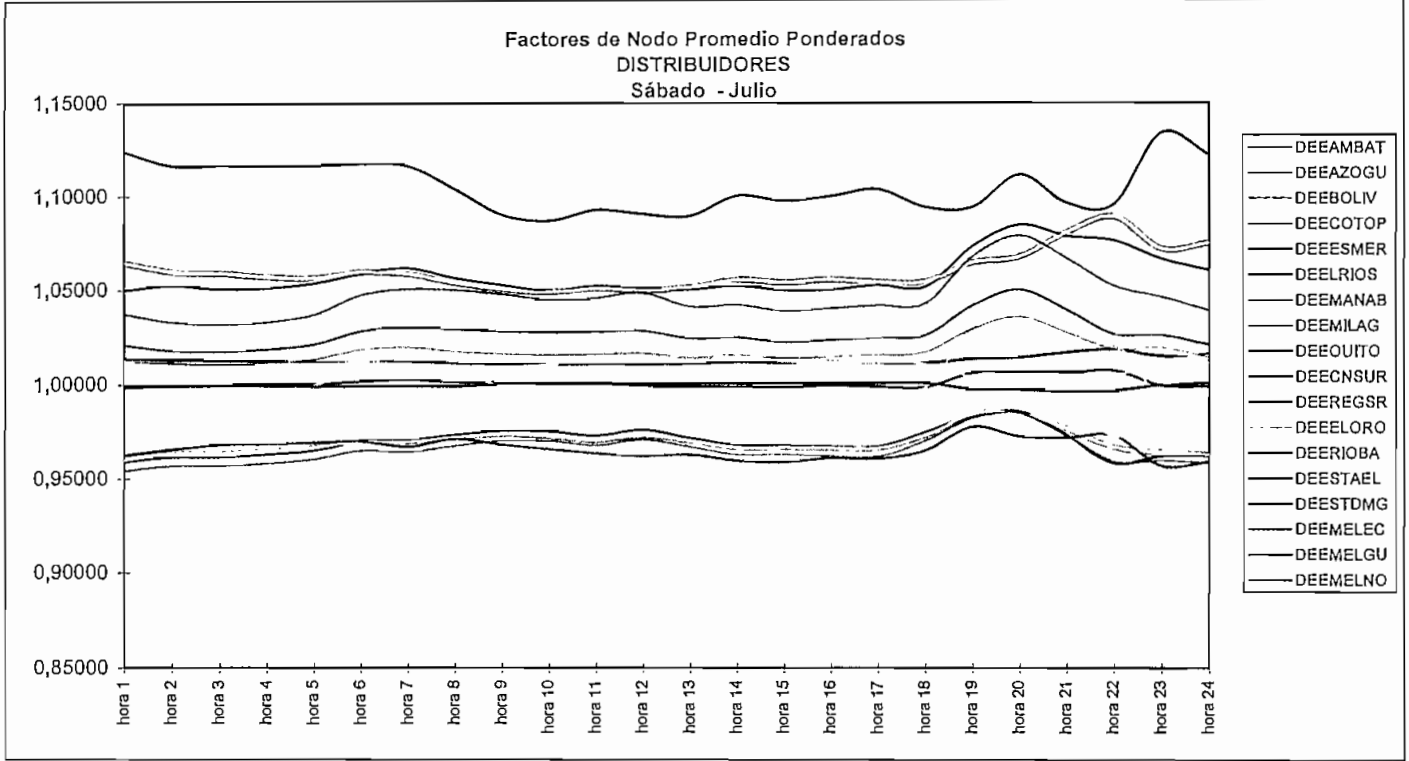
Table with columns for DISTRIBUIDORES (AMBAT, AZUAGO, BOLIV, COTOP, ESMER, IRRER, MAJAR, MILLA, QUITO, REGSR, FLEORO, RIOBA, STIAEL, STONG, WEEEC, WELGU, MELMO) and GENERADORES (NTRAL, OYAN, OYAP, AMBAT, ENSUR, ELOHO, ESBER, ANAB, ALEEC, AELNO, JUITO, REGSR, ROBA, STIAEL, SOTO, ZOUIL, NGIN, OCEV, IOH, ILAG, ITE, ZARA, ROSA, IDMOG, VITA, ESME, GUAL, OTOP, OLIV, CORP). Each cell contains numerical values for 24 hours.

Factores de Nodo Promedio Ponderados
DISTRIBUIDORES
Día Hábil - Julio



Factores de Nodo Promedio Ponderados
GENERADORES
Día Hábil - Julio

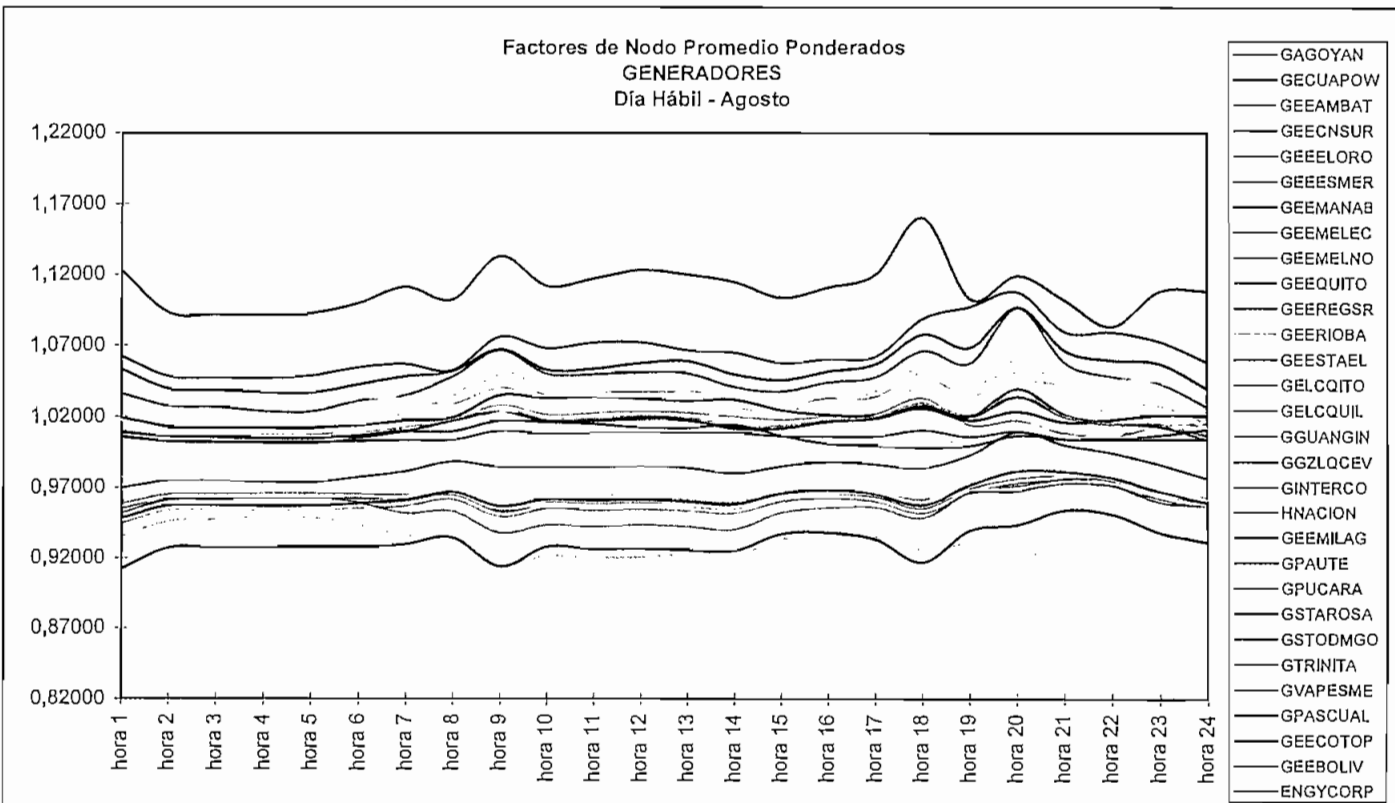
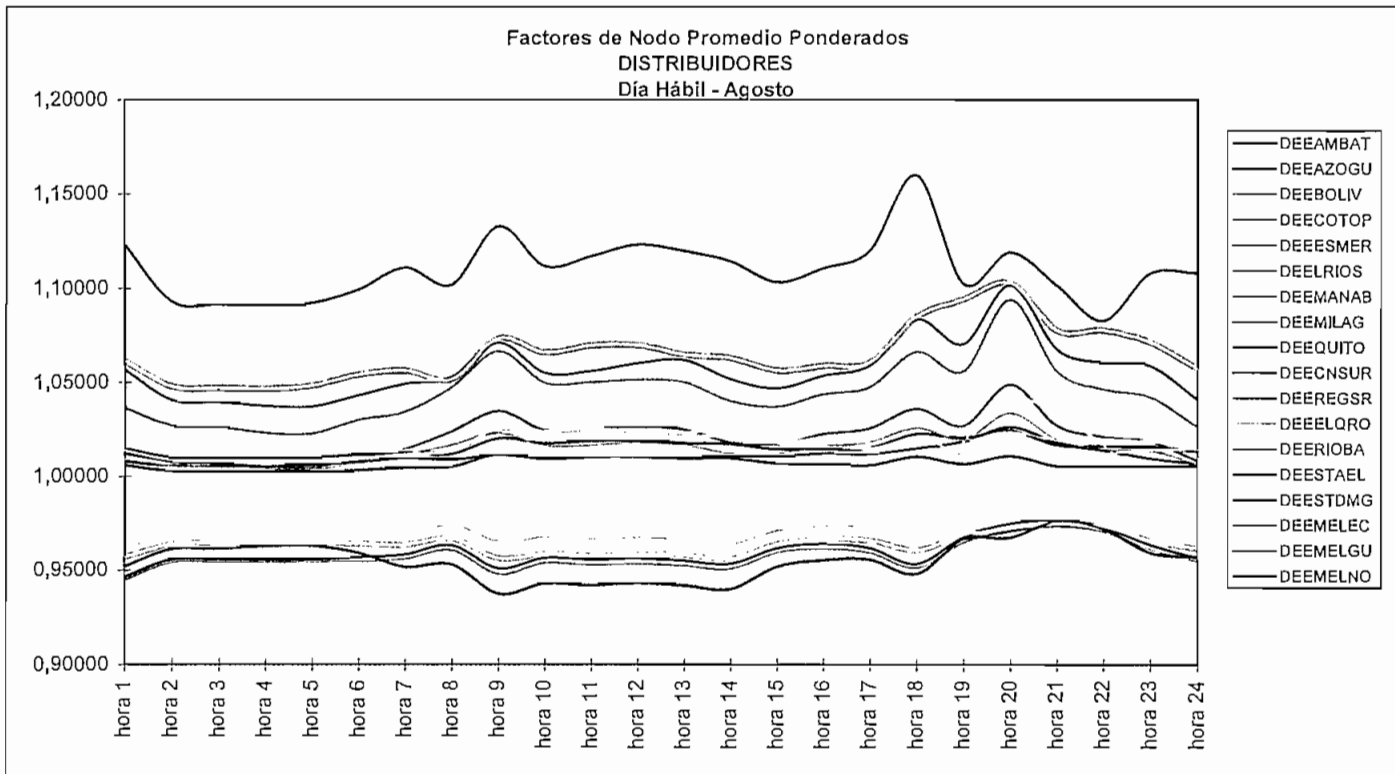




FACTORES DE NOCO PROMEDIO PONDERADOS
MIÉRCOLES 18 DE AGOSTO DE 1999

OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)

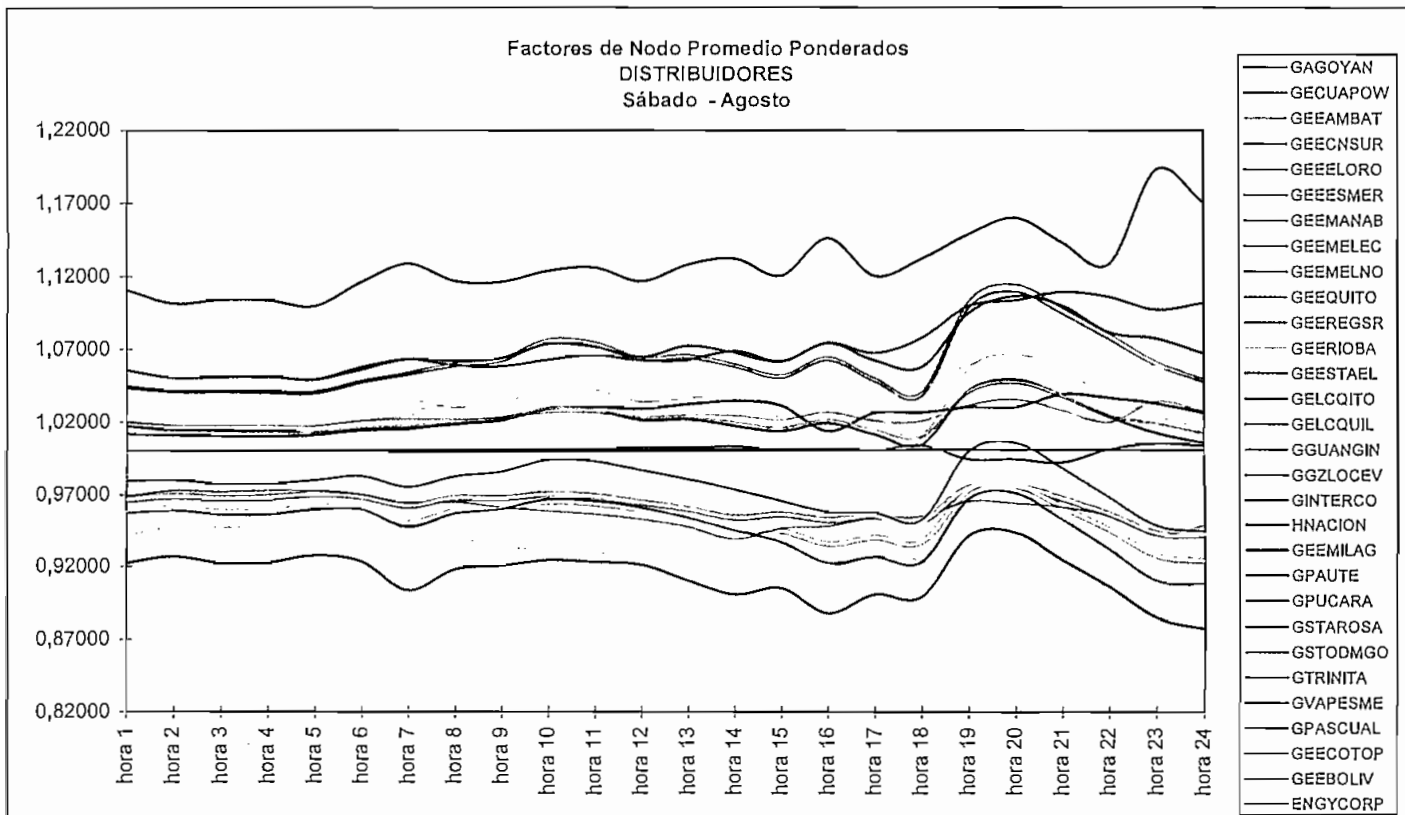
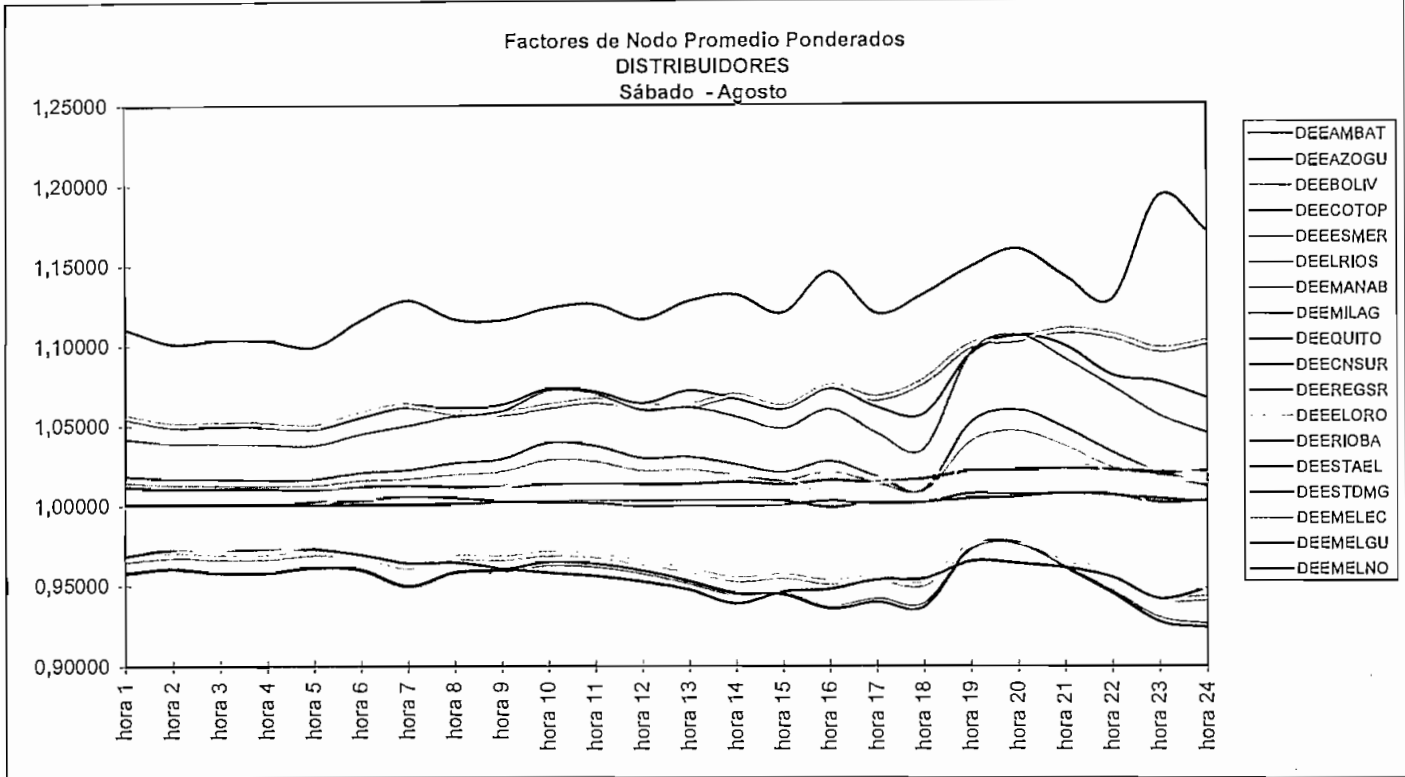
DISTRIBUIDORES	MIÉRCOLES 18 DE AGOSTO DE 1999																							
	hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24
PRESA	0,95583	0,95607	0,95586	0,95586	0,95600	0,95694	0,95948	0,96327	0,95102	0,95675	0,95569	0,95635	0,95525	0,95345	0,96183	0,96415	0,96175	0,95346	0,96790	0,97507	0,97681	0,97340	0,96368	0,95688
MBAT	0,95180	0,96109	0,96133	0,96279	0,96293	0,95915	0,95174	0,95305	0,93755	0,94290	0,94198	0,94314	0,94188	0,93997	0,95180	0,95536	0,95572	0,94800	0,96649	0,96740	0,97618	0,97199	0,95938	0,95180
ZOCU	0,95720	0,96397	0,96427	0,96441	0,96445	0,96441	0,96366	0,96701	0,95646	0,95886	0,95784	0,95855	0,95824	0,95623	0,96402	0,96671	0,96594	0,96088	0,96909	0,97256	0,97548	0,97344	0,96598	0,95180
STOP	0,94459	0,95426	0,95449	0,95445	0,95459	0,95500	0,95616	0,96077	0,94795	0,95404	0,95293	0,95356	0,95256	0,95083	0,95944	0,96174	0,95955	0,95137	0,96503	0,97096	0,97374	0,97079	0,96127	0,95500
SNER	1,05688	1,04060	1,03942	1,03757	1,03718	1,04320	1,04920	1,05265	1,07098	1,05499	1,05600	1,06020	1,05187	1,05164	1,04690	1,05343	1,05907	1,08339	1,07034	1,10168	1,06744	1,06042	1,05864	1,04068
ROS	1,00790	1,00586	1,00542	1,00523	1,00612	1,00763	1,00965	1,00875	1,01133	1,00898	1,00994	1,01058	1,00990	1,01043	1,01068	1,01222	1,01181	1,01477	1,01654	1,02636	1,01791	1,01390	1,00946	1,10799
ANAB	1,12371	1,09322	1,09153	1,09095	1,09228	1,09336	1,10090	1,13265	1,11163	1,11675	1,12296	1,11963	1,11418	1,11039	1,11058	1,11981	1,15973	1,11876	1,10236	1,11876	1,10135	1,08274	1,10790	1,10799
LAG	1,01504	1,01036	1,00995	1,00975	1,01017	1,01168	1,01276	1,01202	1,02028	1,01784	1,01899	1,01901	1,01711	1,01728	1,01450	1,01480	1,01509	1,02265	1,02059	1,02464	1,01665	1,01616	1,01568	1,00833
UNTO	0,95186	0,96109	0,96133	0,96279	0,96293	0,95915	0,95174	0,95305	0,93755	0,94290	0,94198	0,94314	0,94188	0,93997	0,95180	0,95536	0,95572	0,94800	0,96649	0,96740	0,97618	0,97199	0,95938	0,95180
NSUR	0,97785	0,98503	0,98488	0,98632	0,98782	0,98789	0,97914	0,97819	0,96284	0,96678	0,96572	0,96688	0,96379	0,96157	0,97257	0,97750	0,97928	0,97543	1,01829	1,04171	1,03305	1,01687	0,99428	0,98366
EGSR	1,06146	1,04805	1,04713	1,04668	1,04842	1,05409	1,05640	1,05189	1,07333	1,06600	1,06967	1,06979	1,06476	1,06298	1,05634	1,05890	1,06066	1,08480	1,09413	1,10275	1,07756	1,07767	1,07134	1,05723
LOHO	0,96258	0,96816	0,96825	0,96798	0,96794	0,96869	0,96967	0,97430	0,96588	0,96780	0,96689	0,96763	0,96701	0,96450	0,97113	0,97403	0,97335	0,96925	0,96764	0,98208	0,98308	0,98036	0,97236	0,96733
POBA	1,02837	1,01367	1,01323	1,01293	1,01297	1,01371	1,01376	1,01310	1,02141	1,01971	1,02133	1,02172	1,02170	1,02150	1,01881	1,01927	1,02584	1,01933	1,02390	1,01920	1,01661	1,01454	1,01388	1,00655
TAEL	1,00934	1,00565	1,00511	1,00392	1,00380	1,00720	1,01134	1,01680	1,02319	1,01655	1,01674	1,01800	1,01690	1,01211	1,01224	1,01624	1,01826	1,02588	1,01960	1,03377	1,01961	1,01454	1,01388	1,01459
TDMG	1,01419	1,00899	1,00832	1,00782	1,00807	1,00935	1,01207	1,01332	1,02577	1,02458	1,02529	1,02458	1,02365	1,02410	1,01804	1,01581	1,01498	1,02003	1,01332	1,01954	1,01176	1,01194	1,01428	1,01055
ELEC	1,00620	1,00296	1,00264	1,00247	1,00265	1,00330	1,00470	1,00520	1,01185	1,00998	1,01063	1,01037	1,00957	1,00953	1,00707	1,00650	1,00608	1,01047	1,00669	1,01085	1,00557	1,00529	1,00571	1,00555
ELGU	1,03659	1,02733	1,02636	1,02331	1,02301	1,03025	1,03450	1,04732	1,06652	1,04977	1,05006	1,05131	1,05001	1,04019	1,03721	1,04363	1,04742	1,06624	1,05578	1,09394	1,05587	1,04639	1,04219	1,02644
ENRADORONES	0,91189	0,92695	0,92715	0,92713	0,92746	0,92774	0,92950	0,93421	0,91369	0,92763	0,92601	0,92660	0,92516	0,92484	0,93677	0,93760	0,93286	0,91659	0,93914	0,94315	0,95358	0,95085	0,93778	0,93087
RYAN	1,00934	1,00565	1,00511	1,00392	1,00380	1,00720	1,01134	1,01680	1,02319	1,01655	1,01674	1,01800	1,01690	1,01211	1,01224	1,01624	1,01826	1,02588	1,01960	1,03377	1,01961	1,01454	1,01388	1,00655
MPAW	0,94641	0,95583	0,95607	0,95586	0,95600	0,95694	0,95948	0,96327	0,95102	0,95675	0,95569	0,95635	0,95525	0,95345	0,96183	0,96415	0,96175	0,95346	0,96790	0,97507	0,97681	0,97340	0,96368	0,95688
RSUR	0,95186	0,96109	0,96133	0,96279	0,96293	0,95915	0,95174	0,95305	0,93755	0,94290	0,94198	0,94314	0,94188	0,93997	0,95180	0,95536	0,95572	0,94800	0,96649	0,96740	0,97618	0,97199	0,95938	0,95180
LOHO	1,06273	1,04822	1,04718	1,04668	1,04846	1,05434	1,05671	1,05213	1,07333	1,06600	1,06967	1,06979	1,06476	1,06298	1,05634	1,05890	1,06066	1,08480	1,09413	1,10275	1,07756	1,07767	1,07134	1,05723
SNER	1,05343	1,03935	1,03833	1,03659	1,03624	1,04194	1,04774	1,05127	1,06683	1,05249	1,05321	1,05704	1,05835	1,04908	1,04514	1,05134	1,05635	1,07734	1,06947	1,10731	1,07918	1,07909	1,07287	1,03691
SMER	1,02932	1,01953	1,01925	1,01883	1,01924	1,01996	1,01990	1,01810	1,03265	1,01163	1,01675	1,02296	1,03070	1,03135	1,02406	1,02410	1,01984	1,02510	1,01700	1,02322	1,01560	1,01737	1,02077	1,02000
MAJAB	1,12371	1,09322	1,09153	1,09095	1,09228	1,09336	1,10090	1,13265	1,11163	1,11675	1,12296	1,11963	1,11418	1,11039	1,11058	1,11981	1,15973	1,11876	1,10236	1,11876	1,10135	1,08274	1,10790	1,10799
HELEC	1,01929	1,01294	1,01214	1,01153	1,01185	1,01340	1,01694	1,01890	1,03446	1,03283	1,03335	1,03320	1,03070	1,03135	1,02406	1,02410	1,01984	1,02510	1,01700	1,02322	1,01560	1,01737	1,02077	1,02000
MEJINO	1,03624	1,02744	1,02649	1,02350	1,02329	1,03070	1,03450	1,04752	1,06601	1,04984	1,04935	1,05060	1,05002	1,04017	1,03723	1,04361	1,04737	1,06585	1,05723	1,09621	1,05763	1,04784	1,04296	1,02688
BUITO	1,01968	1,01218	1,01110	1,00990	1,00994	1,01458	1,02055	1,02055	1,03207	1,05033	1,03596	1,03686	1,03686	1,02787	1,02517	1,03127	1,03566	1,05197	1,03441	1,06208	1,03309	1,02677	1,02540	1,01377
REGSR	0,97785	0,98503	0,98488	0,98632	0,98782	0,98789	0,97914	0,97819	0,96284	0,96678	0,96572	0,96688	0,96379	0,96157	0,97257	0,97750	0,97928	0,97543	1,01829	1,04171	1,03305	1,01687	0,99428	0,98366
MOBA	0,95674	0,96373	0,96408	0,96422	0,96421	0,96396	0,96314	0,96642	0,95600	0,95809	0,95702	0,95768	0,95749	0,95557	0,96350	0,96614	0,96526	0,95958	0,96908	0,96965	0,97480	0,97309	0,96533	0,96144
ETAEL	1,04526	1,03532	1,03413	1,03143	1,03143	1,03260	1,03203	1,03203	1,03457	1,03042	1,03072	1,03683	1,03715	1,03623	1,03190	1,03249	1,03310	1,04642	1,03471	1,04440	1,04272	1,04538	1,04441	1,03844
FOHO	1,01428	1,00812	1,00740	1,00663	1,00693	1,00841	1,01178	1,01234	1,02306	1,02106	1,02076	1,01828	1,01781	1,01927	1,01032	1,00357	1,00171	1,00133	1,00389	1,01374	1,00801	1,00792	1,01441	1,01428
FOUL	1,01891	1,01194	1,01129	1,01067	1,01081	1,01325	1,01655	1,01788	1,02760	1,02106	1,02215	1,02346	1,02240	1,01958	1,01746	1,01990	1,02175	1,03271	1,01398	1,01700	1,00840	1,00541	1,01322	1,01471
BANGH	1,01740	1,01273	1,01194	1,00917	1,00843	1,01363	1,01924	1,02995	1,04203	1,03108	1,03164	1,03305	1,03120	1,02360	1,02254	1,02808	1,03084	1,04192	1,03017	1,05345	1,03025	1,02603	1,02456	1,02300
GOEV	1,01929	1,01294	1,01214	1,01153	1,01185	1,01340	1,01694	1,01890	1,03446	1,03283	1,03335	1,03320	1,03070	1,03135	1,02406	1,02410	1,01984	1,02510	1,01700	1,02322	1,01560	1,01737	1,02077	1,02000
GRCCO	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
JOH	0,98323	0,99406	0,99418	0,99446	0,99460	0,99414	0,99327	0,99260	0,99070	0,99096	0,99099	0,99140	0,99163	0,99154	0,99326	0,99417	0,99414	0,99333	0,99449	0,99448	0,99517	0,99491	0,99297	0,99300
PLAG	0,93491	0,94574	0,94691	0,94846	0,94799	0,94920	0,93551	0,93390	0,91535	0,92103	0,91992	0,92042	0,92030	0,92136	0,93301	0,93502	0,93425	0,92522	0,92927	0,91654	0,93665	0,94055	0,93416	0,93757
CIETE	0,94786	0,95689	0,95719	0,95652	0,95663	0,95859	0,96127	0,96675	0,95640	0,96152	0,96069	0,96149	0,96015	0,95797	0,96572	0,96819	0,96820	0,95713	0,97184	0,98168	0,98133	0,97721	0,96728	0,95900
LAOSA	1,00642	1,00295	1,00232	1,00083	1,00060	1,00434	1,00794	1																



FACTORES DE NODO PROMEDIO PONDERADOS SABADO 21 DE AGOSTO DE 1999

OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE POTENCIA AG (Datos de Energía)

STRIBUIDORES		hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24	
PRESA		0.95845	0.96096	0.95844	0.95854	0.96178	0.96055	0.95015	0.95879	0.96045	0.96515	0.96400	0.95961	0.95317	0.94571	0.94472	0.93583	0.94004	0.93695	0.97348	0.97675	0.96170	0.94535	0.92757	0.92415	
IBAT		0.96888	0.97297	0.97219	0.97203	0.97329	0.96958	0.96450	0.96492	0.96784	0.96758	0.97039	0.96920	0.96451	0.96002	0.95394	0.95604	0.95231	0.95495	0.95147	0.97468	0.97638	0.96703	0.95621	0.94266	0.94215
OGU		0.96659	0.96915	0.96785	0.96809	0.97057	0.96858	0.96233	0.96784	0.96758	0.97039	0.96920	0.96451	0.96002	0.95394	0.95604	0.95231	0.95495	0.95147	0.97468	0.97638	0.96703	0.95621	0.94266	0.94215	
JUL		0.96539	0.96015	0.95774	0.95788	0.96104	0.95921	0.94894	0.95768	0.95891	0.96306	0.96192	0.95773	0.95141	0.94420	0.94527	0.93917	0.97306	0.97589	0.96190	0.97589	0.96138	0.95543	0.93032	0.92651	
JTOP		1.05547	1.05015	1.05034	1.05112	1.04846	1.05559	1.06275	1.06179	1.06354	1.07343	1.07161	1.06439	1.07222	1.06720	1.06100	1.07384	1.06193	1.05760	1.09480	1.10636	1.09996	1.08165	1.07151	1.06730	
NER		1.00111	1.00110	1.00182	1.00153	1.00272	1.00358	1.00640	1.00520	1.00330	1.00224	1.00209	0.99988	1.00040	1.00007	1.00081	1.00336	1.00147	1.00800	1.00739	1.00803	1.00697	1.00717	1.00340	1.00340	
NVAL		1.01104	1.01146	1.01386	1.01354	1.00948	1.01162	1.01283	1.01687	1.01612	1.02360	1.02607	1.01654	1.02801	1.03198	1.02042	1.04599	1.02014	1.04889	1.16002	1.14315	1.12861	1.19296	1.17074	1.02195	
LAG		1.01213	1.01091	1.01104	1.01104	1.01069	1.01252	1.01320	1.01243	1.01246	1.01382	1.01463	1.01378	1.01381	1.01516	1.01359	1.01613	1.01477	1.01696	1.02179	1.02254	1.02372	1.02268	1.02100	1.01365	
JIFR		1.01896	1.01736	1.01690	1.01657	1.01704	1.02290	1.02290	1.02711	1.02858	1.03969	1.03777	1.03003	1.03092	1.02612	1.02122	1.02803	1.01844	1.01011	1.05229	1.05989	1.04877	1.03357	1.02105	1.01965	
-SUR		0.96888	0.97297	0.97219	0.97293	0.97329	0.96958	0.96450	0.96492	0.96784	0.96758	0.97039	0.96920	0.96451	0.96002	0.95394	0.95604	0.95231	0.95495	0.95147	0.97468	0.97638	0.96703	0.95621	0.94266	
-ORR		0.99266	0.99996	0.99982	1.00053	1.00157	1.00547	0.99916	0.99621	0.99238	0.99131	0.98920	0.98492	0.98181	0.97346	0.97662	0.98586	0.98768	0.98942	1.03121	1.03619	1.03229	1.01888	0.99737	0.99711	
-ORA		1.05560	1.05025	1.05090	1.05089	1.04935	1.05779	1.06304	1.05871	1.05809	1.06273	1.06597	1.06219	1.06266	1.06882	1.06172	1.07454	1.06742	1.07661	1.09982	1.10358	1.10936	1.10595	1.09731	1.10215	
-AEL		0.97160	0.97356	0.97200	0.97212	0.97450	0.97351	0.96709	0.97346	0.97436	0.97984	0.97757	0.97263	0.96837	0.96213	0.96280	0.95882	0.96043	0.95641	0.98604	0.98914	0.97789	0.96486	0.94786	0.94786	
DMG		1.01469	1.01317	1.01277	1.01258	1.01298	1.01630	1.01703	1.01982	1.02192	1.02916	1.02804	1.02214	1.02307	1.01952	1.01600	1.02135	1.01429	1.00954	1.04039	1.04684	1.03748	1.02414	1.01910	1.01440	
ELEC		1.00913	1.00784	1.00761	1.00717	1.00670	1.00793	1.00822	1.00930	1.01201	1.01580	1.01697	1.01640	1.01798	1.01916	1.01695	1.00960	1.01447	1.01496	1.01466	1.01436	1.01772	1.01889	1.01787	1.01440	
ELGU		1.00122	1.00088	1.00081	1.00079	1.00104	1.00104	1.00104	1.00163	1.00249	1.00379	1.00423	1.00346	1.00398	1.00398	1.00340	0.99931	1.00251	1.00248	1.00474	1.00553	1.00796	1.00695	1.00462	1.00301	
ELNO		1.04230	1.03927	1.03872	1.03818	1.04525	1.05045	1.05621	1.05621	1.05952	1.07232	1.07025	1.06014	1.06184	1.05590	1.06047	1.06451	1.06047	1.05566	1.03566	1.09548	1.10665	1.09166	1.07459	1.05657	
ENERADORES		hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24	
-TRAL		0.92230	0.92719	0.92265	0.92278	0.92781	0.92373	0.90369	0.91810	0.92059	0.92444	0.92329	0.92119	0.91027	0.90089	0.90514	0.88783	0.90081	0.89919	0.94128	0.94345	0.92437	0.90583	0.88496	0.87744	
YAN		1.01469	1.01317	1.01277	1.01258	1.01298	1.01630	1.01703	1.01982	1.02192	1.02916	1.02804	1.02214	1.02307	1.01952	1.01600	1.02135	1.01429	1.00954	1.04039	1.04684	1.03748	1.02414	1.01910	1.01440	
-BAT		0.95845	0.96096	0.95844	0.95854	0.96178	0.96055	0.95015	0.95879	0.96045	0.96515	0.96400	0.95961	0.95317	0.94571	0.94472	0.93583	0.94004	0.93695	0.97348	0.97675	0.96170	0.94535	0.92757	0.92415	
-SUR		0.96888	0.97297	0.97219	0.97203	0.97329	0.96958	0.96450	0.96492	0.96784	0.96758	0.97039	0.96920	0.96451	0.96002	0.95394	0.95604	0.95231	0.95495	0.95147	0.97468	0.97638	0.96703	0.95621	0.94266	
-ORR		0.99266	0.99996	0.99982	1.00053	1.00157	1.00547	0.99916	0.99621	0.99238	0.99131	0.98920	0.98492	0.98181	0.97346	0.97662	0.98586	0.98768	0.98942	1.03121	1.03619	1.03229	1.01888	0.99737	0.99711	
-ORA		1.05560	1.05025	1.05090	1.05089	1.04935	1.05779	1.06304	1.05871	1.05809	1.06273	1.06597	1.06219	1.06266	1.06882	1.06172	1.07454	1.06742	1.07661	1.09982	1.10358	1.10936	1.10595	1.09731	1.10215	
-AEL		0.97160	0.97356	0.97200	0.97212	0.97450	0.97351	0.96709	0.97346	0.97436	0.97984	0.97757	0.97263	0.96837	0.96213	0.96280	0.95882	0.96043	0.95641	0.98604	0.98914	0.97789	0.96486	0.94786	0.94786	
DMG		1.01469	1.01317	1.01277	1.01258	1.01298	1.01630	1.01703	1.01982	1.02192	1.02916	1.02804	1.02214	1.02307	1.01952	1.01600	1.02135	1.01429	1.00954	1.04039	1.04684	1.03748	1.02414	1.01910	1.01440	
ELEC		1.00913	1.00784	1.00761	1.00717	1.00670	1.00793	1.00822	1.00930	1.01201	1.01580	1.01697	1.01640	1.01798	1.01916	1.01695	1.00960	1.01447	1.01496	1.01466	1.01436	1.01772	1.01889	1.01787	1.01440	
ELGU		1.00122	1.00088	1.00081	1.00079	1.00104	1.00104	1.00104	1.00163	1.00249	1.00379	1.00423	1.00346	1.00398	1.00398	1.00340	0.99931	1.00251	1.00248	1.00474	1.00553	1.00796	1.00695	1.00462	1.00301	
ELNO		1.04230	1.03927	1.03872	1.03818	1.04525	1.05045	1.05621	1.05621	1.05952	1.07232	1.07025	1.06014	1.06184	1.05590	1.06047	1.06451	1.06047	1.05566	1.03566	1.09548	1.10665	1.09166	1.07459	1.05657	
ENERADORES		hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24	
-TRAL		0.92230	0.92719	0.92265	0.92278	0.92781	0.92373	0.90369	0.91810	0.92059	0.92444	0.92329	0.92119	0.91027	0.90089	0.90514	0.88783	0.90081	0.89919	0.94128	0.94345	0.92437	0.90583	0.88496	0.87744	
YAN		1.01469	1.01317	1.01277	1.01258	1.01298	1.01630	1.01703	1.01982	1.02192	1.02916	1.02804	1.02214	1.02307	1.01952	1.01600	1.02135	1.01429	1.00954	1.04039	1.04684	1.03748	1.02414	1.01910	1.01440	
-BAT		0.95845	0.96096	0.95844	0.95854	0.96178	0.96055	0.95015	0.95879	0.96045	0.96515	0.96400	0.95961	0.95317	0.94571	0.94472	0.93583	0.94004	0.93695	0.97348	0.97675	0.96170	0.94535	0.92757	0.92415	
-SUR		0.96888	0.97297	0.97219	0.97203	0.97329	0.96958	0.96450	0.96492	0.96784	0.96758	0.97039	0.96920	0.96451	0.96002	0.95394	0.95604	0.95231	0.95495	0.95147	0.97468	0.97638	0.96703	0.95621	0.94266	
-ORR		0.99266	0.99996	0.99982	1.00053	1.00157	1.00547	0.99916	0.99621	0.99238	0.99131	0.98920	0.98492	0.98181	0.97346	0.97662	0.98586	0.98768	0.98942	1.03121	1.03619	1.03229	1.01888	0.99737	0.99711	
-ORA		1.05560	1.05025	1.05090	1.05089	1.04935	1.05779	1.06304	1.05871	1.05809	1.06273	1.06597	1.06219	1.06266	1.06882	1.06172	1.07454	1.06742	1.07661	1.09982	1.10358	1.10936	1.10595	1.09731	1.10215	
-AEL		0.97160	0.97356	0.97200	0.97212	0.97450	0.97351	0.96709	0.97346	0.97436	0.97984	0.97757	0.97263	0.96837	0.96213	0.96280	0.95882	0.96043	0.95641	0.98604	0.98914	0.97789	0.96486	0.94786	0.94786	
DMG		1.01469	1.01317	1.01277	1.01258	1.01298	1.01630	1.01703	1.01982	1.02192	1.02916	1.02804	1.02214	1.02307	1.01952	1.01600	1.02135	1.01429	1.00954	1.04039	1.04684	1.03748	1.02414	1.01910	1.01440	
ELEC		1.00913	1.00784	1.00761	1.00717	1.00670	1.00793	1.00822	1.00930	1.01201	1.01580	1.01697	1.01640	1.01798	1.01916	1.01695	1.00960	1.01447	1.01496	1.01466	1.01436	1.01772	1.01889	1.01787	1.01440	
ELGU		1.00122	1.00088	1.00081	1.00079	1.00104	1.00104	1.00104	1.00163																	

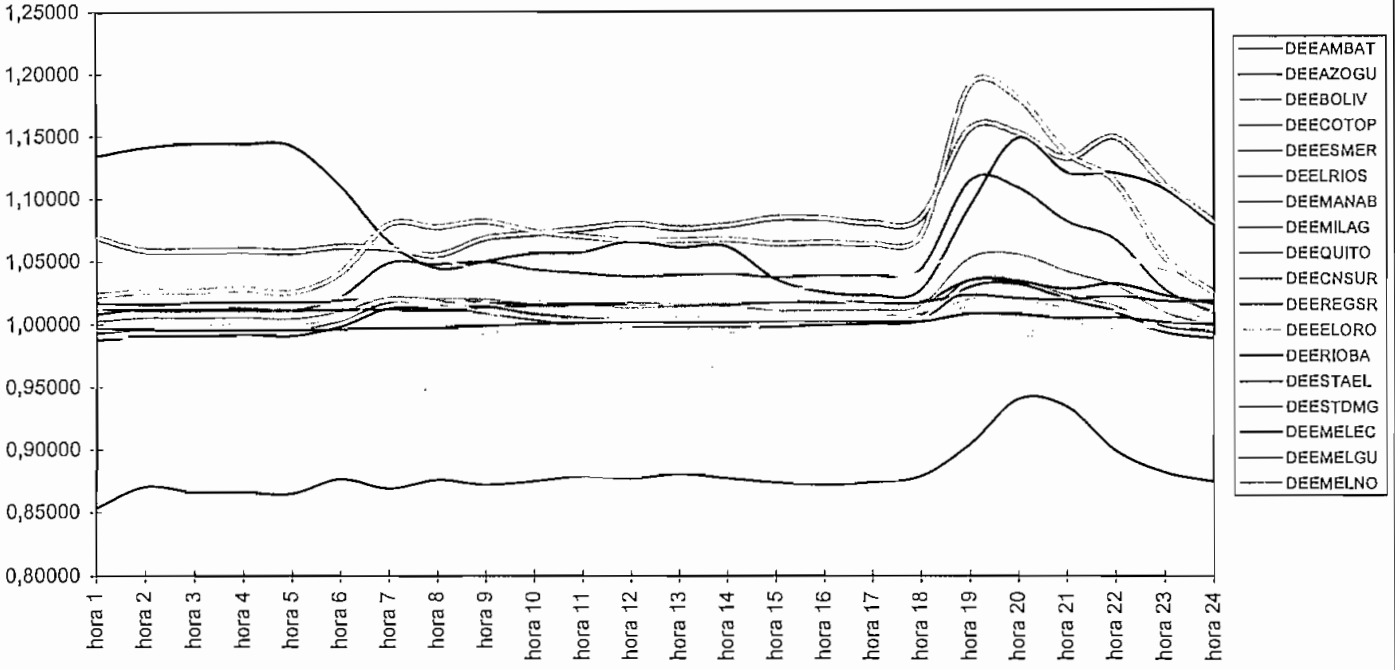


FACTORES DE NODO PROMEDIO PONDERADOS
MIÉRCOLES 15 DE DICIEMBRE DE 1999

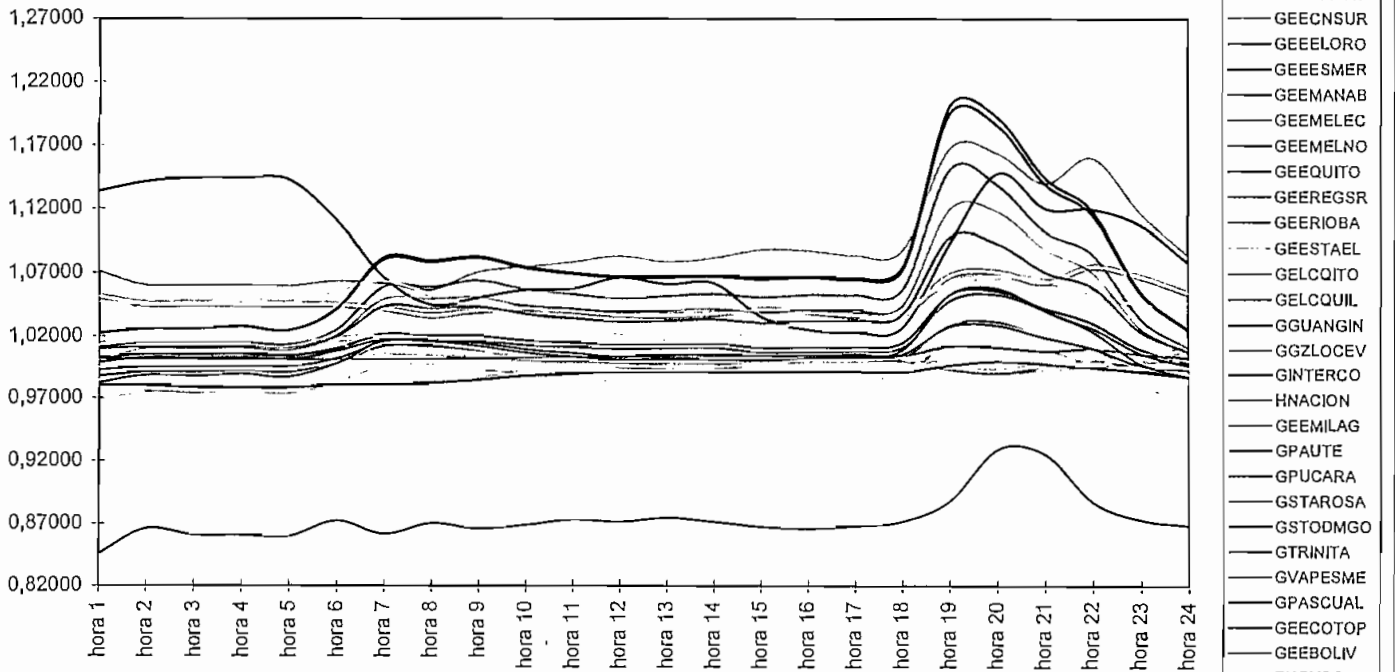
OBTENIDOS MEDIANTE FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Eneptiga)

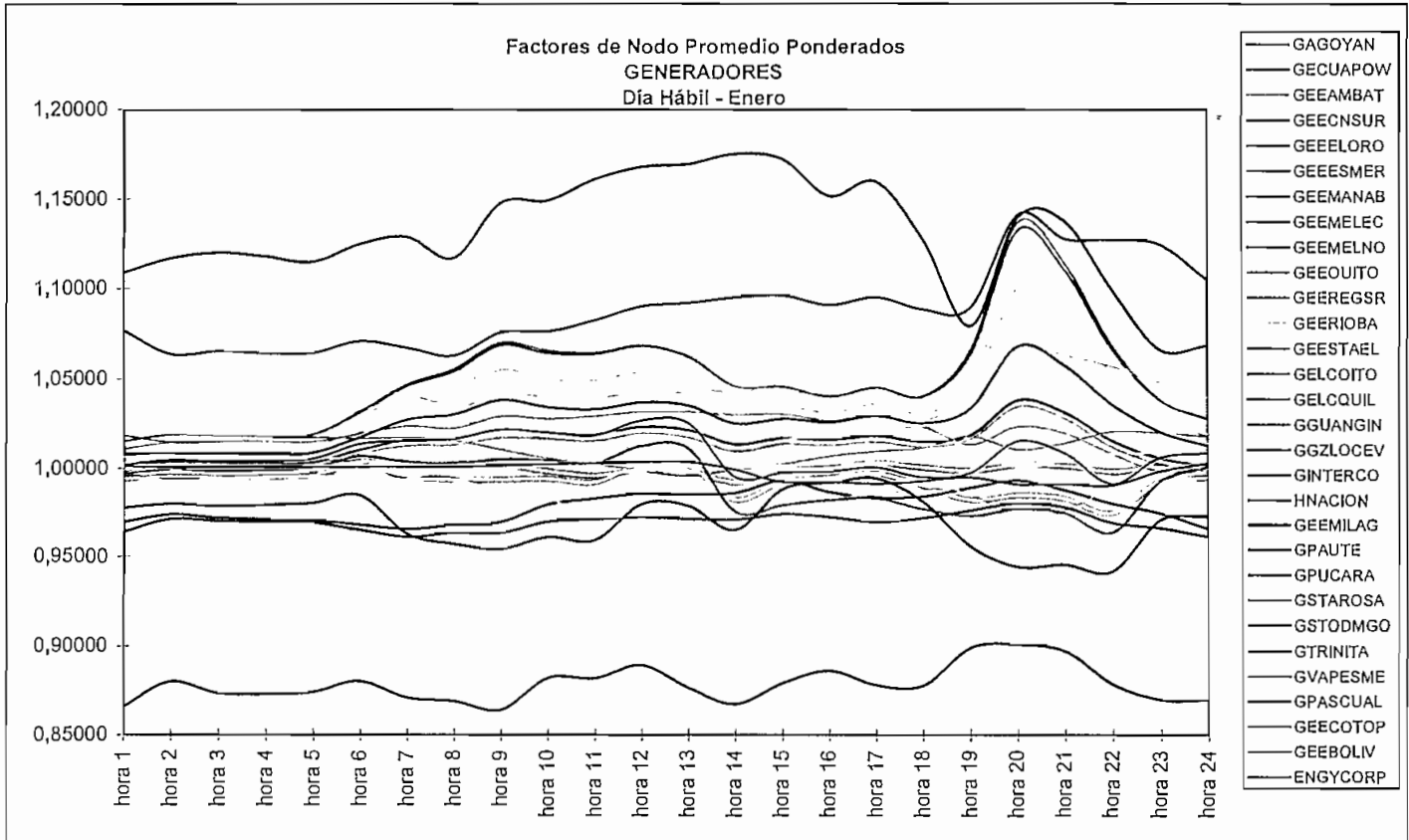
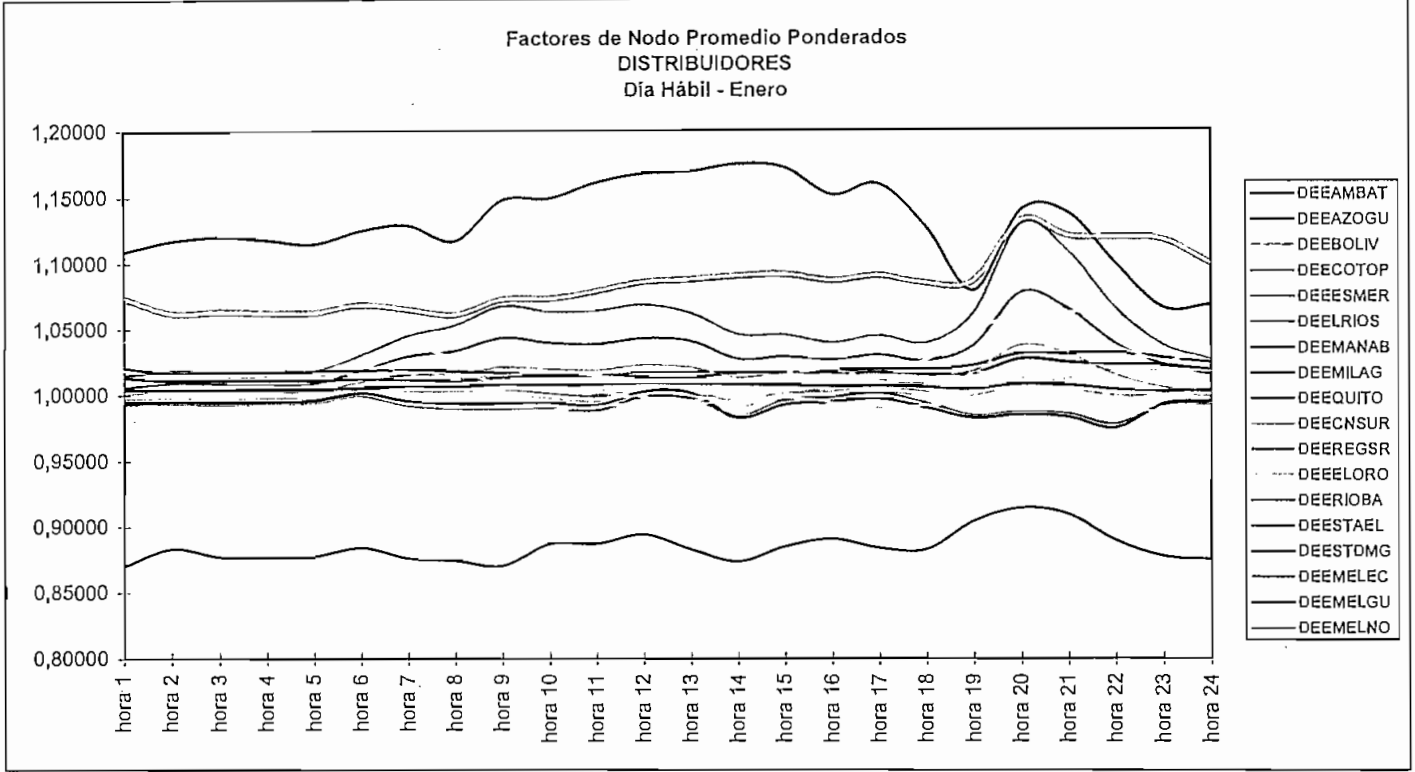
DISTRIBUIDORES	hora																							
	hora 1	hora 2	hora 3	hora 4	hora 5	hora 6	hora 7	hora 8	hora 9	hora 10	hora 11	hora 12	hora 13	hora 14	hora 15	hora 16	hora 17	hora 18	hora 19	hora 20	hora 21	hora 22	hora 23	hora 24
MBAT	0,98775	0,98092	0,99101	0,99216	0,99806	0,99816	1,01265	1,01237	1,00940	1,00397	1,00087	0,99828	0,99900	0,99872	0,99794	0,99952	1,00012	1,00285	1,03147	0,99962	1,00965	0,99361	0,98866	0,98666
ZOGU	1,01360	1,01356	1,01452	1,01603	1,01769	1,02025	1,01755	1,00972	1,00488	1,00073	0,99725	0,99845	0,99456	0,99456	1,00004	1,00108	1,00455	1,00594	0,99520	0,99159	0,99723	0,99819	1,00177	1,01077
OLV	0,99565	0,99727	0,99797	0,99892	0,99795	1,00355	1,01616	1,01533	1,01096	1,00502	1,00189	0,99923	0,99994	0,99947	0,99922	1,00083	1,00182	1,00429	1,01834	1,01722	1,01085	1,00496	0,99556	0,99445
OTOP	0,99349	0,99576	0,99608	0,99715	0,99598	1,00262	1,01421	1,01682	1,01421	1,00841	1,00520	1,00268	1,00314	1,00279	1,00230	1,00391	1,00448	1,00719	1,03500	1,03511	1,02309	1,01445	0,99812	0,99333
SMS	0,85355	0,87093	0,86657	0,86639	0,86529	0,87696	0,85941	0,87616	0,87253	0,87510	0,87897	0,87728	0,88076	0,87751	0,87413	0,87236	0,87443	0,87911	0,90456	0,90480	0,93443	0,89949	0,88220	0,87499
ROER	1,01751	1,01590	1,01693	1,01731	1,01738	1,01882	1,02022	1,01860	1,01781	1,01637	1,01596	1,01590	1,01522	1,01515	1,01729	1,01775	1,01699	1,01748	1,02317	1,02053	1,01913	1,02214	1,01835	1,01488
IAIANI	1,13393	1,14137	1,14424	1,14409	1,14255	1,11058	1,06606	1,04466	1,05018	1,05635	1,05723	1,06596	1,06075	1,06162	1,03543	1,02514	1,02303	1,02717	1,09334	1,14808	1,12012	1,11972	1,10730	1,07800
ILAG	1,01371	1,01135	1,01123	1,01128	1,01112	1,01180	1,01194	1,01084	1,01367	1,01480	1,01553	1,01667	1,01572	1,01632	1,01773	1,01756	1,01756	1,01759	1,03475	1,03385	1,02812	1,03213	1,02296	1,01600
UNIO	1,00843	1,01267	1,01253	1,01322	1,01128	1,02203	1,04878	1,04784	1,04983	1,04360	1,04060	1,03772	1,03892	1,04000	1,03740	1,03889	1,03889	1,04375	1,11394	1,10837	1,08171	1,06707	1,02748	1,00899
NSUR	1,01360	1,01356	1,01452	1,01603	1,01769	1,02025	1,01775	1,00972	1,00488	1,00073	0,99725	0,99456	0,99456	1,00004	1,00108	1,00455	0,99594	0,99520	0,99159	0,99723	0,99819	1,00177	1,01077	1,01488
EGSR	1,04707	1,04511	1,04537	1,04814	1,04597	1,05712	1,06296	1,05287	1,04203	1,03635	1,02864	1,02347	1,01844	1,01803	1,02687	1,02915	1,03284	1,04135	1,06217	1,06727	1,06347	1,05457	1,04465	1,04622
LORO	1,06950	1,05907	1,05878	1,05937	1,05808	1,06200	1,06060	1,05452	1,06854	1,07238	1,07588	1,08023	1,07650	1,07546	1,08451	1,08384	1,08022	1,08443	1,15504	1,15711	1,13151	1,14838	1,11048	1,08080
JOBA	0,99684	0,99903	0,99941	1,00029	0,99918	1,00569	1,01950	1,01918	1,01606	1,01040	1,00744	1,00489	1,00567	1,00546	1,00454	1,00600	1,00670	1,00928	1,02778	1,02716	1,01988	1,01240	0,99969	0,99599
IAEL	1,02874	1,02251	1,02242	1,02167	1,02110	1,02130	1,01961	1,01502	1,01782	1,01620	1,01573	1,01620	1,01573	1,01725	1,01924	1,01849	1,01597	1,01551	1,04459	1,04929	1,04232	1,05167	1,04268	1,03022
TOGM	1,00281	1,00577	1,00556	1,00602	1,00470	1,01041	1,02166	1,02064	1,02033	1,01672	1,01502	1,01334	1,01410	1,01442	1,01091	1,01124	1,01145	1,01508	1,05254	1,05537	1,04186	1,03045	1,00958	0,99644
ELEC	0,99083	0,98898	0,98757	0,99680	0,98723	0,98805	0,98894	0,99028	0,99473	0,99956	1,00173	1,00369	1,00348	1,00399	1,00561	1,00538	1,00491	1,00414	1,01611	1,01582	1,01010	1,00988	1,00272	0,99544
ELUC	0,99717	0,99619	0,99579	0,99556	0,99567	0,99600	0,99682	0,99748	0,99897	1,00047	1,00162	1,00139	1,00157	1,00139	1,00248	1,00247	1,00217	1,00196	1,00834	1,00781	1,00466	1,00551	1,00181	0,99644
ELNO	1,02349	1,02672	1,02684	1,02860	1,02563	1,04079	1,07973	1,07770	1,08177	1,07388	1,06977	1,06667	1,06680	1,06750	1,06398	1,06518	1,06371	1,07071	1,19951	1,17978	1,13549	1,11275	1,05306	1,02499
YAH	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
APW	1,00281	1,00577	1,00556	1,00602	1,00470	1,01041	1,02166	1,02064	1,02033	1,01672	1,01502	1,01334	1,01410	1,01442	1,01091	1,01124	1,01145	1,01508	1,05254	1,05537	1,04186	1,03045	1,00958	0,99939
MBAT	0,98775	0,99092	0,99101	0,99216	0,99806	0,99816	1,01265	1,01237	1,00940	1,00397	1,00087	0,99828	0,99900	0,99872	0,99794	0,99952	1,00012	1,00285	1,03147	0,99962	1,00965	0,99361	0,98866	0,98666
NSUR	1,01360	1,01356	1,01452	1,01603	1,01769	1,02025	1,01755	1,00972	1,00488	1,00073	0,99725	0,99845	0,99456	0,99456	1,00004	1,00108	1,00455	1,00594	0,99520	0,99159	0,99723	0,99819	1,00177	1,01077
LORO	1,07153	1,06012	1,05993	1,06052	1,05919	1,06296	1,05612	1,07029	1,07447	0,87822	0,87822	0,88295	0,87474	0,86131	0,86778	0,86706	0,86313	0,86763	1,16732	1,16932	1,13983	1,11664	1,08355	0,86884
SMER	0,84549	0,86587	0,86103	0,86087	0,85981	0,87221	0,86161	0,87020	0,86598	0,86898	0,87325	0,87139	0,87477	0,87133	0,86755	0,86603	0,86807	0,87168	0,88819	0,92928	0,92520	0,86704	0,87297	0,86884
IAIAB	1,13393	1,14137	1,14424	1,14409	1,14255	1,11058	1,06606	1,04466	1,05018	1,05635	1,05723	1,06596	1,06075	1,06162	1,03543	1,02514	1,02303	1,02717	1,09334	1,14808	1,12012	1,11972	1,10730	1,07800
ELEC	0,98016	0,97815	0,97578	0,97475	0,97543	0,97734	0,97903	0,98198	0,98829	0,99496	0,99756	0,99997	0,99970	0,99997	1,00154	1,00133	1,00056	0,99949	1,01164	1,01285	1,00673	1,00450	0,99646	0,98866
IELNO	1,02265	1,02613	1,02613	1,02803	1,02492	1,04082	1,08003	1,07791	1,08134	1,07312	1,06883	1,06591	1,06601	1,06684	1,06451	1,06590	1,06433	1,07232	1,18519	1,13925	1,11495	1,05349	1,02499	0,98016
IELNO	1,01154	1,01504	1,01496	1,01557	1,01346	1,02519	1,05867	1,05628	1,06340	1,05659	1,05287	1,04954	1,05143	1,05302	1,05045	1,05234	1,05201	1,06670	1,15115	1,13833	1,10211	1,08441	1,03389	1,01099
EGSR	1,04707	1,04511	1,04537	1,04814	1,04597	1,05712	1,06296	1,05287	1,04203	1,03635	1,02864	1,02347	1,01844	1,01803	1,02687	1,02915	1,03284	1,04135	1,06217	1,06727	1,06347	1,05457	1,04465	1,04622
JOBA	0,99489	0,99686	0,99751	0,99844	0,99753	1,00297	1,01451	1,01421	1,00981	1,00401	1,00398	0,99937	0,99916	0,99865	0,99830	0,99981	1,00076	1,00282	1,01051	1,00931	1,00623	1,00478	1,00667	0,99939
IAEL	1,05152	1,04568	1,04586	1,04479	1,04492	1,04454	1,04159	1,03626	1,04011	1,04191	1,03985	1,03729	1,03673	1,03644	1,04068	1,03921	1,03644	1,06785	1,07059	1,06218	1,07481	1,06667	1,05939	1,05339
OTOP	0,98242	0,98136	0,97975	0,97928	0,97970	0,98135	0,98239	0,98371	0,98676	0,98066	0,98246	0,98414	0,98399	0,98413	0,98512	0,98461	0,98422	0,98403	1,00388	1,00622	1,00243	1,00093	0,99511	0,98899
QUL	1,01607	1,01930	1,02000	1,02023	1,01943	1,01377	1,00688	1,00444	1,00512	1,00478	1,00469	1,00508	1,00477	1,00519	0,99775	0,99548	0,99508	0,99698	1,01954	1,02915	1,02017	1,01420	1,00750	1,00077
NEV	1,00800	1,01071	1,01035	1,01111	1,00896	1,02075	1,04922	1,04916	1,05054	1,04383	1,04167	1,03881	1,04061	1,04166	1,03893	1,04044	1,04031	1,04472	1,11769	1,08831	1,06999	1,02644	1,00770	0,98866
OEY	0,98016	0,97815	0,97578	0,97475	0,97543	0,97734	0,97903	0,98198	0,98829	0,99496	0,99756	0,99997	0,99970	0,99997	1,00154	1,00133	1,00056	0,99949	1,01163	1,01285	1,00673	1,00450	0,99646	0,98866
RCO	1,02289	1,02619	1,02613	1,02825	1,02498	1,04157	1,08185	1,07951	1,08276	1,07432	1,06983	1,06700	1,06698	1,06781	1,06603	1,06751	1,06574	1,07464	1,20166	1,19170	1,14420	1,11834	1,05497	1,02555
YIN	1,00235	1,00216	1,00294	1,00331	1,00328	1,00338	1,00479	1,00443	1,00224	1,00027	0,99920	0,99841	0,99847	0,99808	0,99904	0,99946	0,99968	0,99956	0,99977	0,99218	0,99505	0,99811	1,00119	0,98229
LAG	1,00235	1,00216	1,00294	1,00331	1,00328	1,00338	1,00479	1,00443	1,00224	1,00027	0,99920	0,99841	0,99847	0,99808	0,99904	0,99946	0,99968	0,99956	0,99977	0,99218	0,99505	0,99811	1,00119	0,98229
ARA	0,96848	0,97449	0,97389	0,97516	0,97356	0,98237	0,99573	0,99681	0,99315	0,98888	0,98632	0,98370	0,98535	0,98535	0,98375	0,98513	0,98583	1,01467	0,99520	0,99496	1,01015	0,99584	0,97831	0,96848
NSA	1,01054	1,01179	1,01183	1,01234	1,01072	1,01993	1,04340	1,04184	1,04320	1,03746	1,03433	1,03181	1,03250	1,03362	1,03099	1,03252	1,03259	1,03748						

Factores de Nodo Promedio Ponderados
DISTRIBUIDORES
Día Hábil - Diciembre



Factores de Nodo Promedio Ponderados
GENERADORES
Día Hábil - Diciembre





Factores de Nodo Por Banda Horaria

	DISTRIBUIDORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	EMPRESA	BASE 23H00 A 06H00	MEDIA 07H00 A 17H00	
1	DEAMBAT	0,97013	0,98674	0,98857
2	DEAZOGU	0,95755	0,95782	0,97088
3	DEEBOLV	0,96955	0,98068	0,98585
4	DEECOTOP	0,96473	0,98088	0,98585
5	DEESMER	1,06061	1,06440	1,07856
6	DEELRHOS	0,99935	0,99914	1,00382
7	DEEMANAB	1,11220	1,08554	1,10408
8	DEEMILAG	1,01342	1,01184	1,01515
9	DEECUITO	1,03061	1,04940	1,05344
10	DEECNSUR	0,95737	0,95781	0,97084
11	DEEREGSR	0,98949	0,98530	1,01805
12	DEEELORO	1,06355	1,05568	1,07007
13	DEERIOBA	0,97697	0,99101	0,99562
14	DEESTABL	1,01498	1,01498	1,01809
15	DEESTDMG	1,01967	1,03040	1,03581
16	DEEMELEC	1,00884	1,01015	1,00515
17	DEEMELGU	0,98905	0,99948	0,99719
18	DEEMELNO	1,04924	1,06844	1,07963

	DISTRIBUIDORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	EMPRESA	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00	
1	DEAMBAT	0,968274	0,975745	
2	DEAZOGU	0,964324	0,972631	
3	DEEBOLV	0,967602	0,978109	
4	DEECOTOP	0,963463	0,974754	
5	DEESMER	1,054551	1,075064	
6	DEELRHOS	0,999997	1,005659	
7	DEEMANAB	1,108334	1,099305	
8	DEEMILAG	1,012644	1,015532	
9	DEECUITO	1,025026	1,038312	
10	DEECNSUR	0,964273	0,972701	
11	DEEREGSR	0,996692	1,021165	
12	DEEELORO	1,058058	1,072988	
13	DEERIOBA	0,974725	0,985965	
14	DEESTABL	1,014149	1,017909	
15	DEESTDMG	1,015348	1,027038	
16	DEEMELEC	1,010612	1,005381	
17	DEEMELGU	1,000142	0,997647	
18	DEEMELNO	1,042849	1,064464	

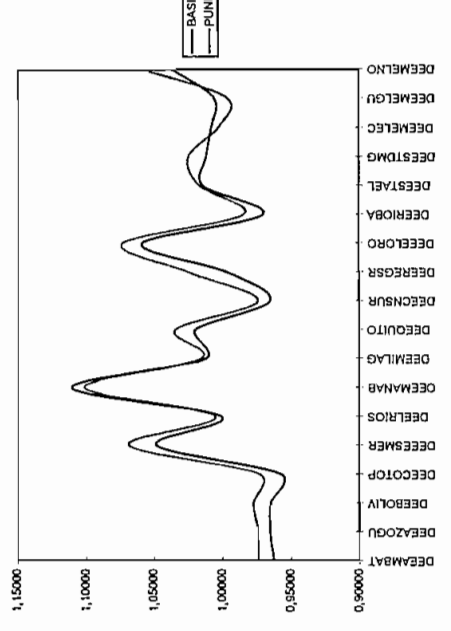
	DISTRIBUIDORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	EMPRESA	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00	
1	DEAMBAT	0,96282	0,97447	
2	DEAZOGU	0,96559	0,97409	
3	DEEBOLV	0,96510	0,97778	
4	DEECOTOP	0,96803	0,97347	
5	DEESMER	1,04841	1,06889	
6	DEELRHOS	1,00111	1,00539	
7	DEEMANAB	1,11052	1,10138	
8	DEEMILAG	1,01266	1,01567	
9	DEECUITO	1,02004	1,03462	
10	DEECNSUR	0,96558	0,97412	
11	DEEREGSR	0,99686	1,02485	
12	DEEELORO	1,05887	1,07336	
13	DEERIOBA	0,97075	0,98484	
14	DEESTABL	1,01400	1,01660	
15	DEESTDMG	1,01192	1,02470	
16	DEEMELEC	1,00818	1,00289	
17	DEEMELGU	1,00570	0,99616	
18	DEEMELNO	1,03687	1,05823	

	GENERADORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	CENTRAL	BASE 23H00 A 06H00	MEDIA 07H00 A 17H00	
1	GAGOYAN	0,92949	0,95274	0,96076
2	GECUAPOW	1,01936	1,03040	0,96076
3	GEEAMBAT	0,96990	0,98678	0,98048
4	GEECNSUR	0,95753	0,95773	0,97049
5	GEEELORO	1,06264	1,05535	1,07330
6	GEEESMER	1,06014	1,06438	1,08288
7	GEEEMANAB	1,11136	1,08534	1,10325
8	GEEEMELEC	1,01138	1,01334	1,00045
9	GEEEMELNO	1,04979	1,06944	1,08042
10	GEEQUITO	1,02942	1,05082	1,05492
11	GEEEREGSR	0,98946	0,98510	1,01429
12	GEEERIOBA	0,96920	0,98087	0,98543
13	GEEESTABL	1,03817	1,03148	0,98542
14	GEEELCOTO	1,01064	1,01005	1,04360
15	GEEELCOUL	1,01154	1,01366	1,01336
16	GEEUANGIN	1,03254	1,05265	1,05829
17	GEEZLOCEV	1,01139	1,01308	1,00105
18	GEEINTERCO	1,05071	1,07075	1,00115
19	GEEINACION	1,06049	0,99805	1,01819
20	GEEEMILAG	0,98213	0,98213	1,02668
21	GEEPAUTE	0,93121	0,93036	0,92620
22	GEEPUCARA	0,99169	1,00336	0,98944
23	GEESTAROSA	1,01722	1,03350	0,99322
24	GEEOSTODMGO	1,01951	1,03054	1,03825
25	GEEGTRINITA	1,01064	1,01005	1,03576
26	GEEVAPESME	1,06014	1,06438	1,01336
27	GEEOPASCUAL	1,00040	1,00042	1,00060
28	GEECOTOP	1,00407	1,02200	1,01638
29	GEEBOLV	0,92950	0,95273	0,96077

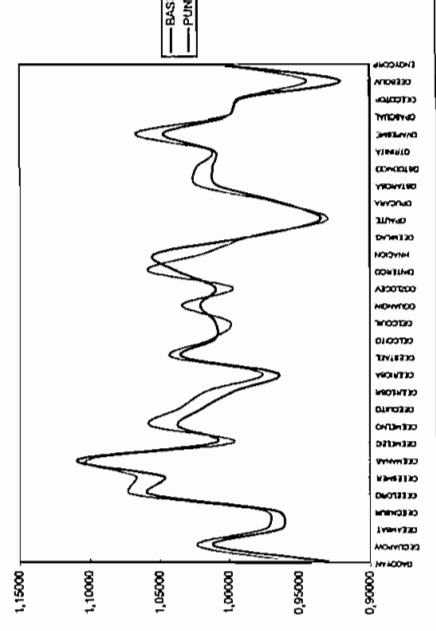
	GENERADORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	CENTRAL	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00	
1	GAGOYAN	0,929953	0,946341	
2	GECUAPOW	1,015360	1,026106	
3	GEEAMBAT	0,968043	0,975311	
4	GEECNSUR	0,964057	0,972560	
5	GEEELORO	1,057542	1,071552	
6	GEEESMER	1,054135	1,073262	
7	GEEEMANAB	1,107199	1,101697	
8	GEEEMELEC	1,014230	0,999104	
9	GEEEMELNO	1,042835	1,063522	
10	GEEQUITO	1,025499	1,039856	
11	GEEEREGSR	1,005045	1,021388	
12	GEEERIOBA	0,967817	0,977370	
13	GEEESTABL	1,033804	1,046366	
14	GEEELCOTO	1,01122	1,013992	
15	GEEELCOUL	1,014295	1,001359	
16	GEEUANGIN	1,026692	1,039674	
17	GEEZLOCEV	1,014182	0,999159	
18	GEEINTERCO	1,044113	1,066286	
19	GEEINACION	1,059487	1,012794	
20	GEEEMILAG	0,982297	0,983952	
21	GEEPAUTE	0,931060	0,927367	
22	GEEPUCARA	0,967178	0,967182	
23	GEESTAROSA	1,012998	1,026609	
24	GEEOSTODMGO	1,015534	1,026545	
25	GEEGTRINITA	1,011121	1,013991	
26	GEEVAPESME	1,054135	1,073262	
27	GEEOPASCUAL	1,000469	1,000505	
28	GEECOTOP	0,998629	0,998207	
29	GEEBOLV	0,929955	0,946368	

	GENERADORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	CENTRAL	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00	
1	GAGOYAN	0,92090	0,94476	
2	GECUAPOW	1,01186	1,02322	
3	GEEAMBAT	0,96242	0,97357	
4	GEECNSUR	0,96557	0,97391	
5	GEEELORO	1,05838	1,07139	
6	GEEESMER	1,04707	1,06693	
7	GEEEMANAB	1,10947	1,10178	
8	GEEEMELEC	1,01009	0,99696	
9	GEEEMELNO	1,03740	1,05747	
10	GEEQUITO	1,01928	1,03546	
11	GEEEREGSR	0,99674	1,01605	
12	GEEERIOBA	0,96531	0,97642	
13	GEEESTABL	1,03435	1,04290	
14	GEEELCOTO	1,01096	1,01341	
15	GEEELCOUL	1,01014	0,99946	
16	GEEUANGIN	1,02120	1,03449	
17	GEEZLOCEV	1,01011	0,99762	
18	GEEINTERCO	1,03839	1,05897	
19	GEEINACION	1,05336	1,01822	
20	GEEEMILAG	0,98328	0,98433	
21	GEEPAUTE	0,93543	0,93003	
22	GEEPUCARA	0,96390	0,96775	
23	GEESTAROSA	1,00874	1,02306	
24	GEEOSTODMGO	1,01191	1,02353	
25	GEEGTRINITA	1,01096	1,01340	
26	GEEVAPESME	1,04707	1,06693	
27	GEEOPASCUAL	1,00038	1,00048	
28	GEECOTOP	0,99193	0,99367	
29	GEEBOLV	0,92090	0,94476	

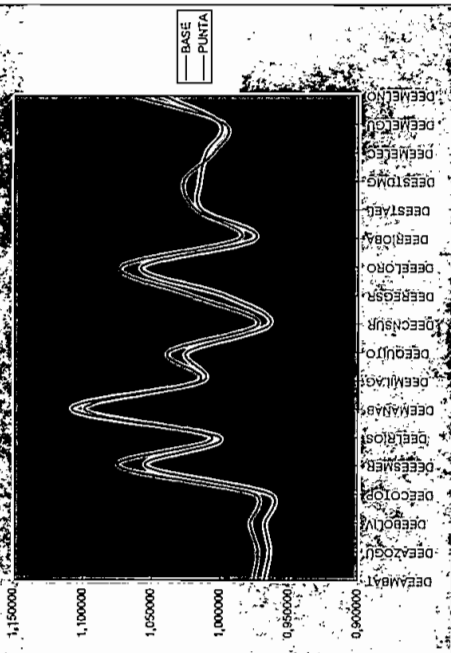
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
DOMINGO 25 DE JULIO DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



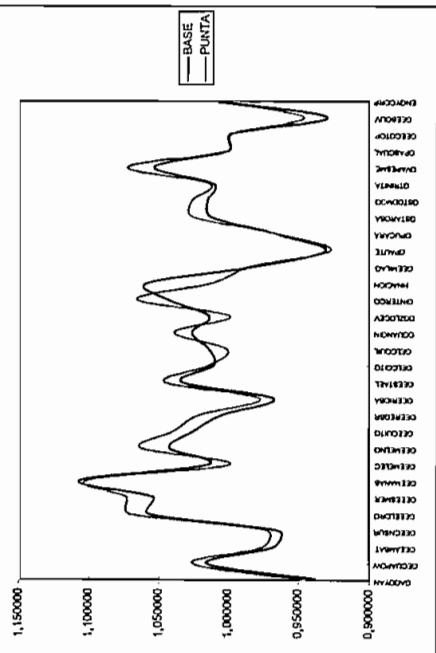
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
DOMINGO 25 DE JULIO DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



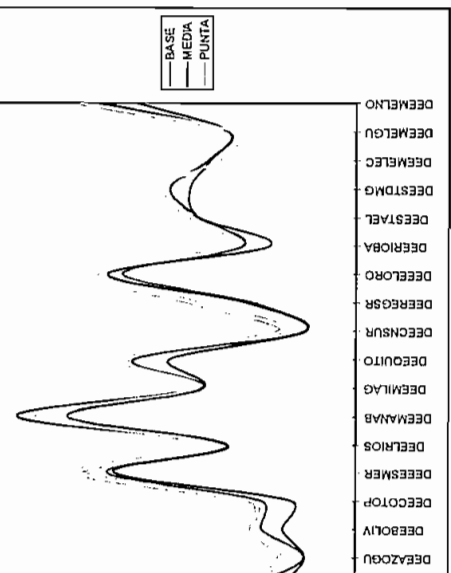
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
SABADO 24 DE JULIO DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



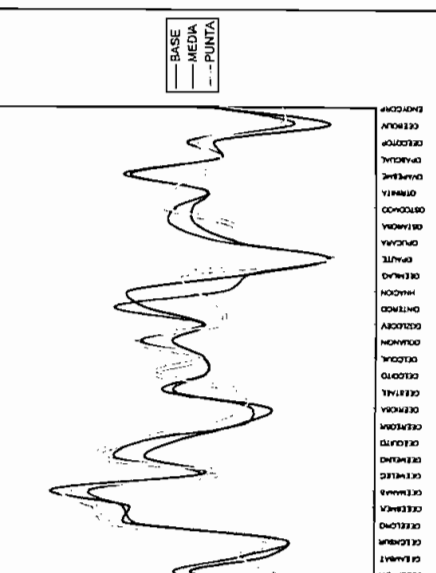
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
SABADO 24 DE JULIO DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
MIÉRCOLES 21 DE JULIO DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
MIÉRCOLES 21 DE JULIO DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



EMPRESA	BASE		MEDIA		PUNTA	
	23H00 A 17H00	07H00 A 17H00	23H00 A 17H00	07H00 A 17H00	18H00 A 22H00	18H00 A 22H00
1 DEEAMBAT	0,95642	0,95796	0,95642	0,95796	0,97072	0,97072
2 DEEAZOGU	0,95929	0,94678	0,95929	0,94678	0,96743	0,96743
3 DEEBOLM	0,96341	0,96118	0,96341	0,96118	0,97143	0,97143
4 DEECOTOP	0,95452	0,95538	0,95452	0,95538	0,96768	0,96768
5 DEESMER	1,04505	1,05605	1,04505	1,05605	1,07664	1,07664
6 DEELROS	1,00696	1,01040	1,00696	1,01040	1,01874	1,01874
7 DEEMANAB	1,10150	1,11491	1,10150	1,11491	1,11022	1,11022
8 DEEMLAG	1,01218	1,01637	1,01218	1,01637	1,02011	1,02011
9 DEEQUITO	1,01002	1,02384	1,01002	1,02384	1,03250	1,03250
10 DEECNSUR	0,95928	0,94669	0,95928	0,94669	0,96733	0,96733
11 DEEREGSR	0,98639	0,97047	0,98639	0,97047	1,02229	1,02229
12 DEEELORO	1,05529	1,06291	1,05529	1,06291	1,08764	1,08764
13 DEERNOBA	0,96823	0,96931	0,96823	0,96931	0,97922	0,97922
14 DEESTAEL	1,01528	1,01931	1,01528	1,01931	1,02123	1,02123
15 DEESTDNG	1,00725	1,01616	1,00725	1,01616	1,02280	1,02280
16 DEEMLEEC	1,01104	1,02044	1,01104	1,02044	1,01532	1,01532
17 DEEMELGU	1,00403	1,00835	1,00403	1,00835	1,00769	1,00769
18 DEEMELNO	1,02998	1,04742	1,02998	1,04742	1,06501	1,06501

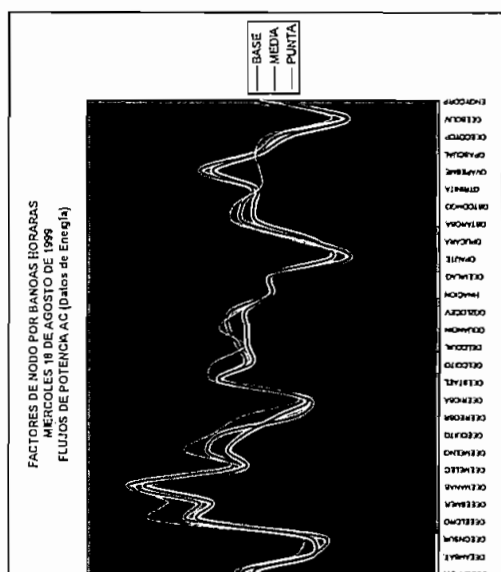
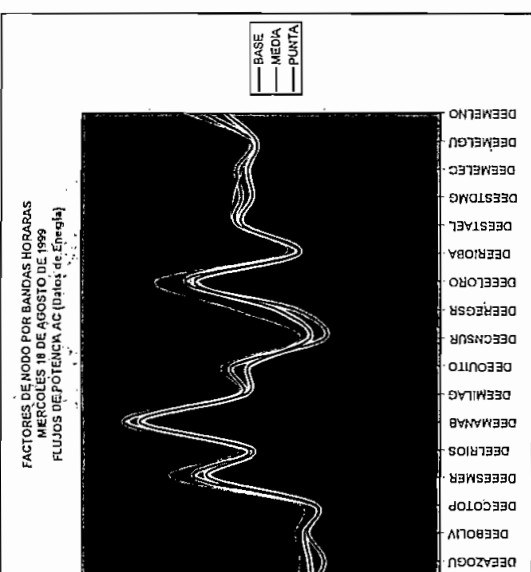
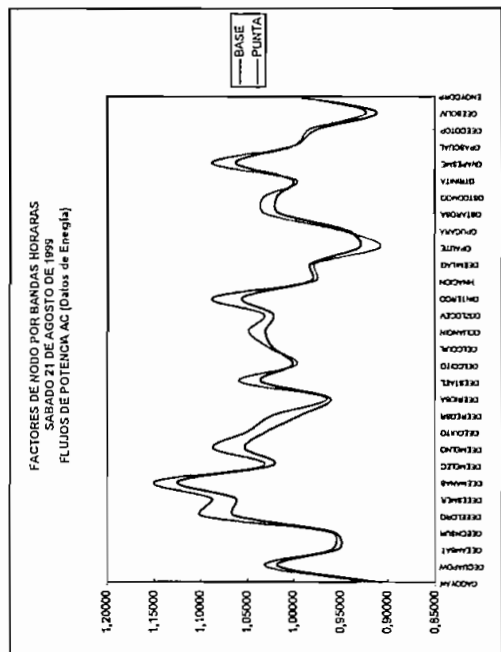
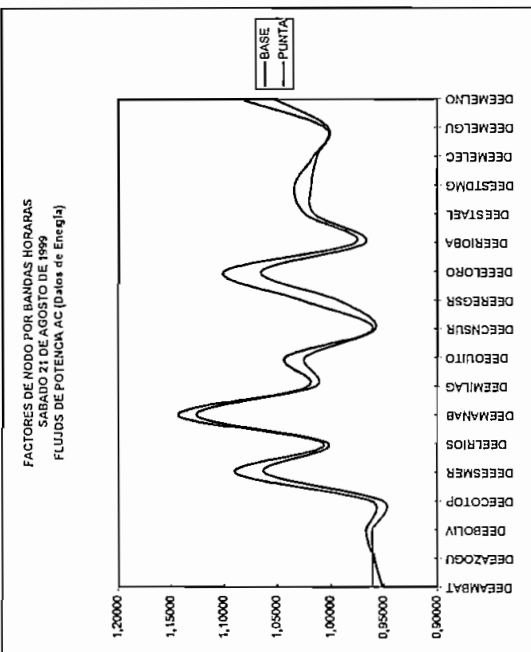
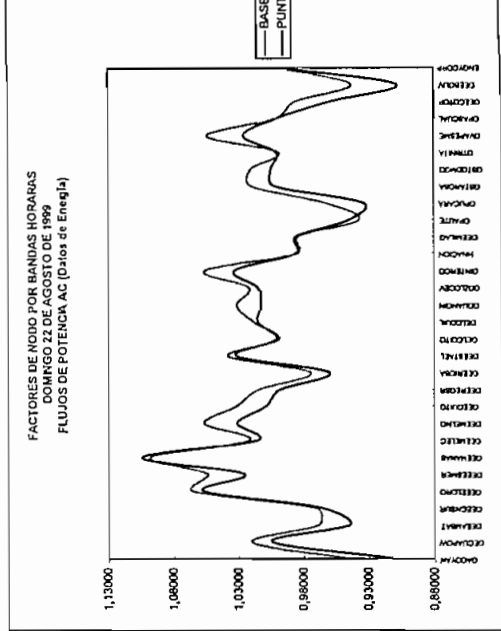
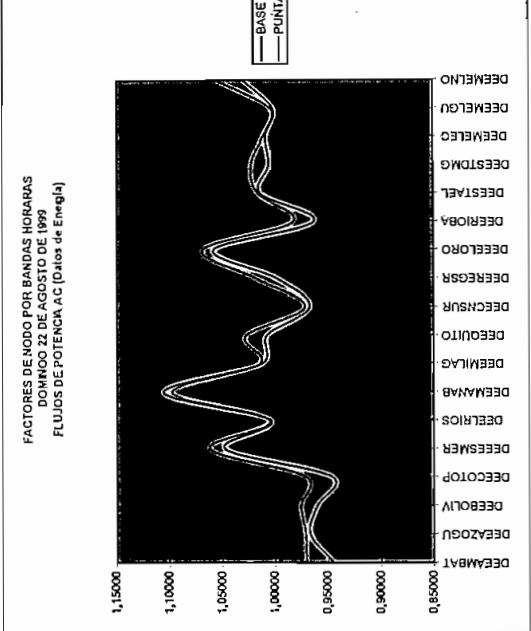
EMPRESA	BASE		PUNTA	
	23H00 A 17H00	18H00 A 22H00	23H00 A 17H00	18H00 A 22H00
1 DEEAMBAT	0,95173	0,96163	0,95173	0,96163
2 DEEAZOGU	0,95910	0,96087	0,95910	0,96087
3 DEEBOLM	0,96118	0,96735	0,96118	0,96735
4 DEECOTOP	0,95125	0,96150	0,95125	0,96150
5 DEESMER	1,06279	1,09017	1,06279	1,09017
6 DEELROS	1,00226	1,00686	1,00226	1,00686
7 DEEMANAB	1,12676	1,14381	1,12676	1,14381
8 DEEMLAG	1,01415	1,02192	1,01415	1,02192
9 DEEQUITO	1,02456	1,04304	1,02456	1,04304
10 DEECNSUR	0,95844	0,96077	0,95844	0,96077
11 DEEREGSR	0,99294	1,02601	0,99294	1,02601
12 DEEELORO	1,06548	1,10094	1,06548	1,10094
13 DEERNOBA	0,96765	0,97731	0,96765	0,97731
14 DEESTAEL	1,01576	1,02372	1,01576	1,02372
15 DEESTDNG	1,01825	1,03387	1,01825	1,03387
16 DEEMLEEC	1,01288	1,01616	1,01288	1,01616
17 DEEMELGU	1,00230	1,00577	1,00230	1,00577
18 DEEMELNO	1,05272	1,08524	1,05272	1,08524

EMPRESA	BASE		PUNTA	
	23H00 A 17H00	18H00 A 22H00	23H00 A 17H00	18H00 A 22H00
1 DEEAMBAT	0,94505	0,97043	0,94505	0,97043
2 DEEAZOGU	0,96707	0,97127	0,96707	0,97127
3 DEEBOLM	0,96023	0,97548	0,96023	0,97548
4 DEECOTOP	0,94662	0,97079	0,94662	0,97079
5 DEESMER	1,04736	1,06182	1,04736	1,06182
6 DEELROS	1,00394	1,00470	1,00394	1,00470
7 DEEMANAB	1,10558	1,09724	1,10558	1,09724
8 DEEMLAG	1,01240	1,01459	1,01240	1,01459
9 DEEQUITO	1,00789	1,02752	1,00789	1,02752
10 DEECNSUR	0,96699	0,97122	0,96699	0,97122
11 DEEREGSR	0,99834	1,01776	0,99834	1,01776
12 DEEELORO	1,05785	1,06808	1,05785	1,06808
13 DEERNOBA	0,96276	0,98207	0,96276	0,98207
14 DEESTAEL	1,01336	1,01558	1,01336	1,01558
15 DEESTDNG	1,00518	1,02175	1,00518	1,02175
16 DEEMLEEC	1,00850	1,01094	1,00850	1,01094
17 DEEMELGU	1,00141	1,00407	1,00141	1,00407
18 DEEMELNO	1,03060	1,05556	1,03060	1,05556

CENTRAL	BASE		MEDIA		PUNTA	
	23H00 A 05H00	07H00 A 17H00	23H00 A 17H00	07H00 A 17H00	18H00 A 22H00	18H00 A 22H00
1 GAGOYAN	0,92712	0,92855	0,92712	0,92855	0,94066	0,94066
2 GECUAPOW	1,00693	1,01622	1,00693	1,01622	1,02268	1,02268
3 GEEAMBAT	0,95569	0,95800	0,95569	0,95800	0,97115	0,97115
4 GEECNSUR	0,95942	0,94687	0,95942	0,94687	0,96681	0,96681
5 GEEELORO	1,05480	1,06425	1,05480	1,06425	1,09606	1,09606
6 GEEESMER	1,04276	1,05353	1,04276	1,05353	1,08041	1,08041
7 GEEEMANAB	1,0087	1,01492	1,0087	1,01492	1,0678	1,0678
8 GEEEMLEEC	1,01522	1,02685	1,01522	1,02685	1,01967	1,01967
9 GEEEMELNO	1,02979	1,04728	1,02979	1,04728	1,06655	1,06655
10 GEEQUITO	1,01435	1,03429	1,01435	1,03429	1,04242	1,04242
11 GEEREGSR	0,98595	0,97036	0,98595	0,97036	1,01676	1,01676
12 GEEERNOBA	0,98293	0,96042	0,98293	0,96042	0,96904	0,96904
13 GEEESTAEL	1,03684	1,03456	1,03684	1,03456	1,04273	1,04273
14 GEELCOITO	1,00937	1,01458	1,00937	1,01458	1,04273	1,04273
15 GEEELCUL	1,01311	1,02089	1,01311	1,02089	1,01550	1,01550
16 GEEUANGN	1,01377	1,02939	1,01377	1,02939	1,03742	1,03742
17 GEEZLOCEV	1,01521	1,02700	1,01521	1,02700	1,01956	1,01956
18 GENTERCO	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
19 GEEINACON	0,99384	0,99224	0,99384	0,99224	0,99448	0,99448
20 GEEEMLAG	0,99384	0,99224	0,99384	0,99224	0,99448	0,99448
21 GEPANTE	0,94148	0,92606	0,94148	0,92606	0,92955	0,92955
22 GEPICARA	0,95751	0,96230	0,95751	0,96230	0,97384	0,97384
23 GEPSTAROSA	1,00425	1,01630	1,00425	1,01630	1,02456	1,02456
24 GEPSTODNG	1,00776	1,01769	1,00776	1,01769	1,02456	1,02456
25 GEPTRINITA	1,00663	1,00995	1,00663	1,00995	1,00229	1,00229
26 GEPAPESME	1,04276	1,05353	1,04276	1,05353	1,00229	1,00229
27 GEPASCUAL	1,00288	1,00681	1,00288	1,00681	1,00639	1,00639
28 GEECOTOP	0,97611	0,98487	0,97611	0,98487	0,99602	0,99602
29 GEECOTOP	0,97611	0,98487	0,97611	0,98487	0,99602	0,99602
30 GEECOTOP	0,97611	0,98487	0,97611	0,98487	0,99602	0,99602

CENTRAL	BASE		PUNTA	
	23H00 A 17H00	18H00 A 22H00	23H00 A 17H00	18H00 A 22H00
1 GAGOYAN	0,91184	0,92283	0,91184	0,92283
2 GECUAPOW	1,01822	1,03168	1,01822	1,03168
3 GEEAMBAT	0,95203	0,95913	0,95203	0,95913
4 GEECNSUR	0,95797	0,96041	0,95797	0,96041
5 GEEELORO	1,06422	1,09927	1,06422	1,09927
6 GEEESMER	1,06261	1,08808	1,06261	1,08808
7 GEEEMANAB	1,12492	1,14964	1,12492	1,14964
8 GEEEMLEEC	1,02254	1,03231	1,02254	1,03231
9 GEEEMELNO	1,05338	1,08718	1,05338	1,08718
10 GEEQUITO	1,02965	1,05027	1,02965	1,05027
11 GEEREGSR	0,99263	1,02243	0,99263	1,02243
12 GEEERNOBA	0,96189	0,96543	0,96189	0,96543
13 GEEESTAEL	1,03596	1,05918	1,03596	1,05918
14 GEELCOITO	1,00135	0,99739	1,00135	0,99739
15 GEEELCUL	1,02286	1,02714	1,02286	1,02714
16 GEEUANGN	1,03099	1,04880	1,03099	1,04880
17 GEEZLOCEV	1,02251	1,03259	1,02251	1,03259
18 GENTERCO	1,05539	1,08728	1,05539	1,08728
19 GEEINACON	0,98179	0,97789	0,98179	0,97789
20 GEEEMLAG	0,98179	0,97789	0,98179	0,97789
21 GEPANTE	0,93012	0,90842	0,93012	0,90842
22 GEPICARA	0,94345	0,94984	0,94345	0,94984
23 GEPSTAROSA	1,01595	1,03138	1,01595	1,03138
24 GEPSTODNG	1,01837	1,03237	1,01837	1,03237
25 GEPTRINITA	1,00135	0,99739	1,00135	0,99739
26 GEPAPESME	1,06261	1,08808	1,06261	1,08808
27 GEPASCUAL	1,00054	1,00089	1,00054	1,00089
28 GEECOTOP	0,97437	0,98317	0,97437	0,98317
29 GEECOTOP	0,97437	0,98317	0,97437	0,98317
30 GEECOTOP	0,97437	0,98317	0,97437	0,98317

CENTRAL	BASE		PUNTA	
	23H00 A 17H00	18H00 A 22H00	23H00 A 17H00	18H00 A 22H00
1 GAGOYAN	0,90819	0,94300	0,90819	0,94300
2 GECUAPOW	1,00481	1,02016	1,00481	1,02016
3 GEEAMBAT	0,94491	0,96686	0,94491	0,96686
4 GEECNSUR	0,96697	0,97115	0,96697	0,97115
5 GEEELORO	1,05733	1,06570	1,05733	1,06570
6 GEEESMER	1,02600	1,05388	1,02600	1,05388
7 GEEEMANAB	1,10470	1,09817	1,10470	1,09817
8 GEEEMLEEC	1,01548	1,02183	1,01548	1,02183
9 GEEEMELNO	1,03147	1,05658	1,03147	1,05658
10 GEEQUITO	1,00922	1,03191	1,00922	1,03191
11 GEEREGSR	0,99825	1,01496	0,99825	1,01496
12 GEEERNOBA	0,96019	0,97464	0,96019	0,97464
13 GEEESTAEL	1,03207	1,03844	1,03207	1,03844
14 GEELCOITO	1,00056	0,99903	1,00056	0,99903
15 GEEELCUL	1,01524	1,01817	1,01524	1,01817
16 GEEUANGN	1,01273	1,03149	1,01273	1,03149
17 GEEZLOCEV	1,01549	1,02204	1,01549	1,02204
18 GENTERCO	1,03338	1,05623	1,03338	1,05623
19 GEEINACON	0,98583	0,98468	0,98583	0,98468
20 GEEEMLAG	0,98583	0,98468	0,98583	0,98468
21 GEPANTE	0,94495	0,93717	0,94495	0,93717
22 GEPICARA	0,93399	0,96283	0,93399	0,96283
23 GEPSTAROSA	1,00215	1,02003	1,00215	1,02003
24 GEPSTODNG	1,00484	1,02039	1,00484	1,02039
25 GEPTRINITA	1,00056	0,99903	1,00056	0,99903
26 GEPAPESME	1,02600	1,05388	1,02600	1,05388
27 GEPASCUAL	1,00038	1,00057	1,00038	1,00057
28 GEECOTOP	0,95650	0,98582	0,95650	0,98582
29 GEECOTOP	0,95650	0,98582	0,95650	0,98582
30 GEECOTOP	0,95650	0,98582	0,95650	0,98582



MIERCOLES 22 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)

	DISTRIBUIDORES			
	EMPRESA	BASE 23:00 A 06:00	MEDIA 07:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	DEEAMBAT	0,95904	0,95452	0,97555
2	DEEAZOGU	0,98941	0,97338	0,98720
3	DEEBOLV	0,97421	0,97122	0,98539
4	DEECOTOP	0,95967	0,95593	0,97489
5	DEEESMER	0,95483	0,97004	1,00727
6	DEEELROS	1,00669	1,00170	1,01199
7	DEEMANAB	1,11769	1,15264	1,12253
8	DEEMILAG	1,01333	1,01833	1,02525
9	DEEQUITO	1,01314	1,03848	1,06980
10	DEECNSUR	0,98916	0,97238	0,98699
11	DEEREGSR	1,02253	1,00402	1,05912
12	DEEELORO	1,06534	1,07821	1,11051
13	DEERNOBA	0,97569	0,97641	0,99185
14	DEESTAEI	1,03583	1,03513	1,05725
15	DEESTDNG	1,00504	1,01981	1,03754
16	DEEMELEC	1,00540	1,02037	1,01881
17	DEEMELGU	1,00165	1,00659	1,00817
18	DEEMELNO	1,03033	1,06596	1,12688

SABADO 25 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)

	DISTRIBUIDORES			
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	BASE 18:00 A 22:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	DEEAMBAT	0,97222	0,96639	0,96639
2	DEEAZOGU	0,98552	0,99018	0,99018
3	DEEBOLV	0,97815	0,97787	0,97787
4	DEECOTOP	0,96728	0,96502	0,96502
5	DEEESMER	0,87034	0,89123	0,89123
6	DEEELROS	1,00692	1,01329	1,01329
7	DEEMANAB	1,12871	1,11882	1,11882
8	DEEMILAG	1,01296	1,02495	1,02495
9	DEEQUITO	1,02053	1,03403	1,03403
10	DEECNSUR	0,98547	0,99019	0,99019
11	DEEREGSR	1,01551	1,03552	1,03552
12	DEEELORO	1,06150	1,11376	1,11376
13	DEERNOBA	0,98076	0,98009	0,98009
14	DEESTAEI	1,03281	1,05536	1,05536
15	DEESTDNG	1,00364	1,00901	1,00901
16	DEEMELEC	1,00574	1,01447	1,01447
17	DEEMELGU	1,00183	1,00711	1,00711
18	DEEMELNO	1,04411	1,07646	1,07646

DOMINGO 26 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)

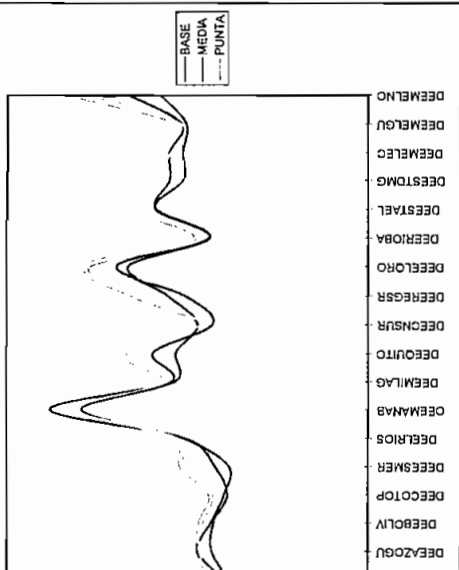
	DISTRIBUIDORES			
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	BASE 18:00 A 22:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	DEEAMBAT	0,96620	0,97299	0,97299
2	DEEAZOGU	0,99118	0,99287	0,99287
3	DEEBOLV	0,97650	0,98080	0,98080
4	DEECOTOP	0,96443	0,96965	0,96965
5	DEEESMER	0,84637	0,88499	0,88499
6	DEEELROS	1,01153	1,01342	1,01342
7	DEEMANAB	1,11852	1,12675	1,12675
8	DEEMILAG	1,01272	1,02506	1,02506
9	DEEQUITO	0,99862	1,02927	1,02927
10	DEECNSUR	0,99112	0,99294	0,99294
11	DEEREGSR	1,02314	1,05377	1,05377
12	DEEELORO	1,06249	1,11495	1,11495
13	DEERNOBA	0,97584	0,98224	0,98224
14	DEESTAEI	1,03552	1,05409	1,05409
15	DEESTDNG	0,99079	1,00751	1,00751
16	DEEMELEC	0,99802	1,01102	1,01102
17	DEEMELGU	0,99978	1,00609	1,00609
18	DEEMELNO	1,01643	1,06984	1,06984

	GENERADORES			
	CENTRAL	BASE 23:00 A 06:00	MEDIA 07:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	GAGOYAN	0,92889	0,91983	0,93797
2	GECUAPOW	1,00472	1,01986	1,03516
3	GEEAMBAT	0,95923	0,95332	0,97378
4	GEECNSUR	0,98910	0,97232	0,98698
5	GEEELORO	1,06502	1,08022	1,12230
6	GEEESMER	0,95223	0,96618	1,00015
7	GEEEMANAB	1,11807	1,15175	1,13533
8	GEEEMELEC	1,00832	1,02898	1,02374
9	GEEEMELNO	1,02971	1,06648	1,12775
10	GEEQUITO	1,01912	1,05272	1,09018
11	GEEEREGSR	1,02202	1,00377	1,05446
12	GEEERNOBA	0,97380	0,96947	0,98046
13	GEEESTAEI	1,04196	1,04059	1,08479
14	GEEELCOTO	0,99598	1,00923	1,00924
15	GEEELCOUL	1,01341	1,02650	1,01858
16	GEEGUANGN	1,01602	1,04611	1,08067
17	GEEGZLOCEV	1,00738	1,02546	1,02345
18	GEEINTERCO	0,00000	0,00000	0,00000
19	GEEINACION	0,99221	0,98431	0,98587
20	GEEEMILAG	0,99221	0,98431	0,98587
21	GEEGPAUTE	0,96345	0,94327	0,93871
22	GEEGPCARA	0,95359	0,94774	0,97037
23	GEEGSTAROSA	1,00834	1,02988	1,05330
24	GEEGSTDONG	1,00434	1,01928	1,03592
25	GEEGTRINITA	0,99268	1,00381	1,00297
26	GEEGVAPESME	0,95223	0,96618	1,00015
27	GEEGPASCUAL	1,00218	1,00638	1,00782
28	GEEGECOTOP	0,97528	0,97966	1,00822
29	GEEGBOLV	0,92889	0,91994	0,93798

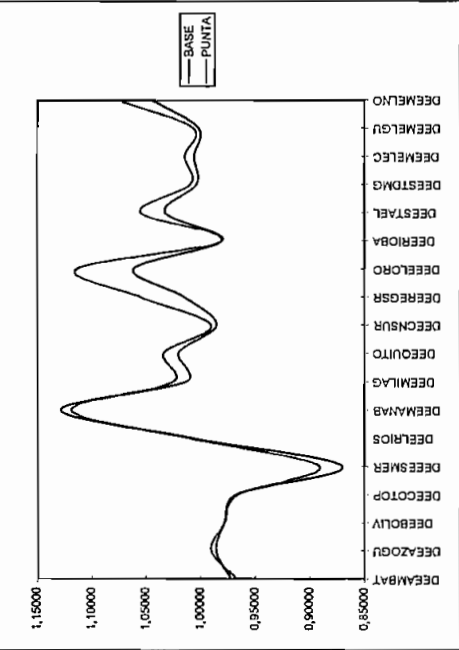
	GENERADORES			
	CENTRAL	BASE 23:00 A 17:00	BASE 18:00 A 22:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	GAGOYAN	0,93437	0,93229	0,93229
2	GECUAPOW	1,00365	1,00848	1,00848
3	GEEAMBAT	0,97394	0,96518	0,96518
4	GEECNSUR	0,98503	0,99003	0,99003
5	GEEELORO	1,06147	1,11565	1,11565
6	GEEESMER	0,86554	0,88428	0,88428
7	GEEEMANAB	1,12763	1,12636	1,12636
8	GEEEMELEC	1,00757	1,01769	1,01769
9	GEEEMELNO	1,04618	1,07792	1,07792
10	GEEQUITO	1,02905	1,04838	1,04838
11	GEEEREGSR	1,01512	1,05255	1,05255
12	GEEERNOBA	0,97760	0,97549	0,97549
13	GEEESTAEI	1,03795	1,06272	1,06272
14	GEEELCOTO	0,99654	1,00541	1,00541
15	GEEELCOUL	1,01609	1,00981	1,00981
16	GEEGUANGN	1,02586	1,04089	1,04089
17	GEEGZLOCEV	1,00765	1,01767	1,01767
18	GEEINTERCO	1,00992	1,01594	1,01594
19	GEEINACION	0,99190	0,98962	0,98962
20	GEEEMILAG	0,99190	0,98962	0,98962
21	GEEGPAUTE	0,96340	0,95017	0,95017
22	GEEGPCARA	0,98303	0,96045	0,96045
23	GEEGSTAROSA	1,01301	1,02285	1,02285
24	GEEGSTDONG	1,00063	1,00595	1,00595
25	GEEGTRINITA	0,99319	0,99976	0,99976
26	GEEGVAPESME	0,86554	0,88428	0,88428
27	GEEGPASCUAL	1,00253	1,00651	1,00651
28	GEEGECOTOP	0,99929	0,99267	0,99267
29	GEEGBOLV	0,93443	0,93229	0,93229

	GENERADORES			
	CENTRAL	BASE 23:00 A 17:00	BASE 18:00 A 22:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	GAGOYAN	0,93455	0,93383	0,93383
2	GECUAPOW	0,99069	1,00663	1,00663
3	GEEAMBAT	0,96005	0,97133	0,97133
4	GEECNSUR	0,99107	0,99259	0,99259
5	GEEELORO	1,06280	1,11547	1,11547
6	GEEESMER	0,84068	0,87569	0,87569
7	GEEEMANAB	1,11837	1,14511	1,14511
8	GEEEMELEC	0,99617	1,01239	1,01239
9	GEEEMELNO	1,01624	1,07059	1,07059
10	GEEQUITO	0,99839	1,04082	1,04082
11	GEEEREGSR	1,02102	1,04981	1,04981
12	GEEERNOBA	0,97594	0,97811	0,97811
13	GEEESTAEI	1,04779	1,06124	1,06124
14	GEEELCOTO	0,98918	1,00181	1,00181
15	GEEELCOUL	1,00973	1,01025	1,01025
16	GEEGUANGN	1,00040	1,02955	1,02955
17	GEEGZLOCEV	0,99616	1,01234	1,01234
18	GEEINTERCO	0,99881	1,01049	1,01049
19	GEEINACION	0,99638	0,99137	0,99137
20	GEEEMILAG	0,99638	0,99137	0,99137
21	GEEGPAUTE	0,97410	0,95402	0,95402
22	GEEGPCARA	0,94788	0,97497	0,97497
23	GEEGSTAROSA	0,99544	1,01942	1,01942
24	GEEGSTDONG	0,98783	1,00397	1,00397
25	GEEGTRINITA	0,98603	0,99583	0,99583
26	GEEGVAPESME	0,84068	0,87569	0,87569
27	GEEGPASCUAL	1,00206	1,00841	1,00841
28	GEEGECOTOP	0,98119	0,99989	0,99989
29	GEEGBOLV	0,93521	0,93400	0,93400

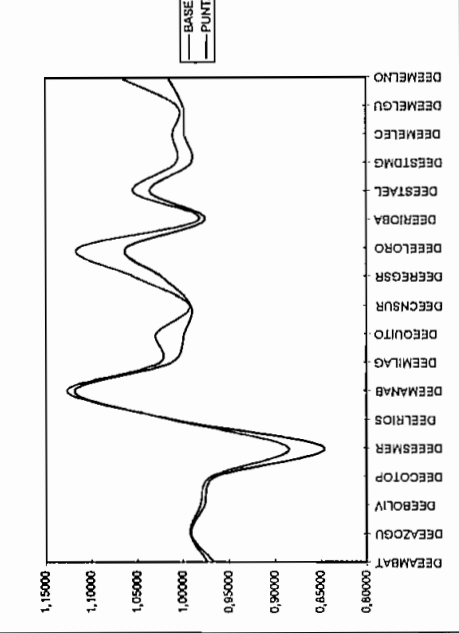
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
MIÉRCOLES 22 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



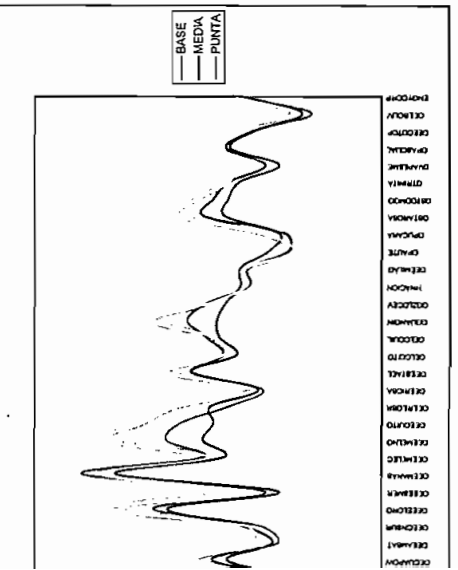
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
SABADO 25 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



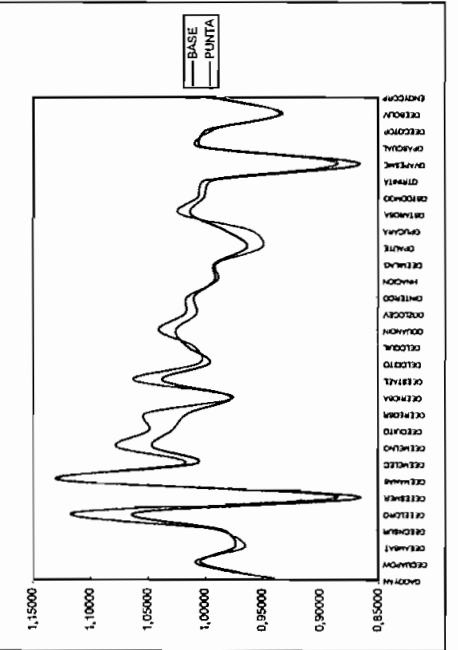
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
DOMINGO 26 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



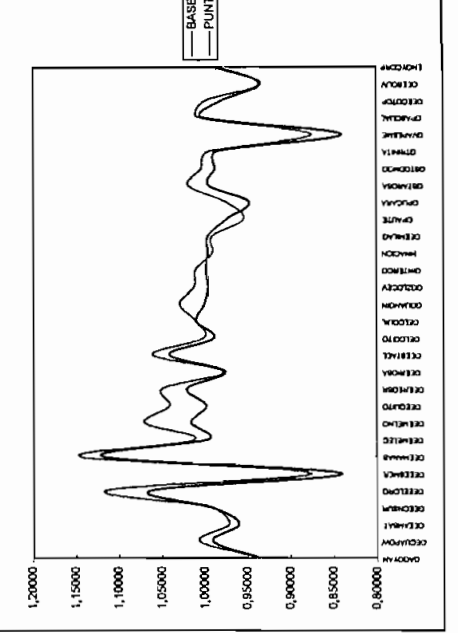
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
MIÉRCOLES 22 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
SABADO 25 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
DOMINGO 26 DE SEPTIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 06:00	MEDIA 07:00 A 17:00		PUNTA 18:00 A 22:00	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00
1	DEANDAT	0,99829	1,00223	1,01953			
2	DEAZOGU	1,01022	1,00257	1,01189			
3	DEBOLV	1,00270	1,00397	1,01729			
4	DEECOTOP	1,00200	1,00584	1,02269			
5	DEESMER	0,88290	0,90014	0,93739			
6	DEELROS	1,01878	1,01447	1,02254			
7	DEEMANAB	1,09758	1,03866	1,07662			
8	DEEMILAG	1,01225	1,01080	1,01811			
9	DEEQUITO	1,02018	1,03497	1,05886			
10	DEECNSUR	1,01031	1,00264	1,01192			
11	DEEREGRS	1,04266	1,03146	1,06040			
12	DEEOLORO	1,06441	1,05437	1,09116			
13	DEERROBA	1,00516	1,00895	1,02311			
14	DEESTFAEL	1,03822	1,02920	1,04490			
15	DEESTDMG	1,00973	1,01503	1,03382			
16	DEEMELC	0,98455	0,99679	0,99615			
17	DEEMELGU	0,99534	0,99907	0,99936			
18	DEEMELNO	1,02663	1,04745	1,07601			

	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00		EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	DEEAMBAT	1,010203	1,004160				
2	DEEAZOGU	1,015717	1,008710				
3	DEEBOLV	1,008266	1,004977				
4	DEECOTOP	1,011728	1,008478				
5	DEEESMER	0,844161	0,888341				
6	DEEELROS	1,024496	1,027748				
7	DEEEMANAB	1,044368	1,083051				
8	DEEEMILAG	1,014665	1,026615				
9	DEEQUITO	1,022730	1,041938				
10	DEECNSUR	1,014804	1,008725				
11	DEEREGRS	1,049204	1,076755				
12	DEEELORO	1,075121	1,130474				
13	DEERROBA	1,011169	1,009276				
14	DEESTFAEL	1,013274	1,032840				
15	DEESTDMG	1,005844	1,019540				
16	DEEMELC	0,987189	0,999545				
17	DEEMELGU	0,996666	1,002092				
18	DEEMELNO	1,031380	1,056898				

	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00		EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	DEEAMBAT	1,01257	0,99640				
2	DEEAZOGU	1,01530	1,01281				
3	DEEBOLV	1,00872	0,99332				
4	DEECOTOP	1,01195	0,99889				
5	DEEESMER	0,85602	0,88809				
6	DEEELROS	1,02182	1,01867				
7	DEEEMANAB	1,07131	0,90649				
8	DEEEMILAG	1,01290	1,01644				
9	DEEQUITO	1,01929	1,02020				
10	DEECNSUR	1,01531	1,01280				
11	DEEREGRS	1,04645	1,07328				
12	DEEELORO	1,06726	1,10714				
13	DEERROBA	1,01137	1,00411				
14	DEESTFAEL	1,02241	1,04826				
15	DEESTDMG	1,00697	1,00810				
16	DEEMELC	0,98199	0,99353				
17	DEEMELGU	0,99485	0,99624				
18	DEEMELNO	1,02556	1,03168				

	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 06:00	MEDIA 07:00 A 17:00		PUNTA 18:00 A 22:00	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000	0,00000			
2	GECUAPOW	1,00894	1,01504	1,03245			
3	GEEAMBAT	0,99856	1,00613	1,01881			
4	GEECNSUR	1,00987	1,00270	1,01178			
5	GEEELORO	1,06454	1,05452	1,09918			
6	GEEESMER	0,87680	0,89388	0,92960			
7	GEEEMANAB	1,09968	1,03866	1,07854			
8	GEEEMELC	0,97526	0,99377	0,99385			
9	GEEEMELNO	1,02370	1,04337	1,07219			
10	GEEQUITO	1,02388	1,04412	1,07067			
11	GEEGRS	1,04431	1,02964	1,06046			
12	GEEERROBA	1,00230	1,00288	1,01383			
13	GEEESTFAEL	1,04493	1,03439	1,05094			
14	GEEELCOTO	0,97519	0,98655	0,97951			
15	GEEELCUL	1,01103	1,00284	1,01074			
16	GEEGUANGN	1,01409	1,03423	1,05827			
17	GEEZLOCEV	0,97531	0,99376	0,99383			
18	GEEINTERCO	1,01714	1,03707	1,06151			
19	GEEIRNACION	1,00304	0,99956	1,00021			
20	GEEEMILAG	1,00304	0,99873	1,00021			
21	GEEPAUTE	0,98580	0,97685	0,97347			
22	GEEPICARA	0,98165	0,98982	1,00745			
23	GEESTAROSA	1,01843	1,03082	1,05270			
24	GEESTODMNGO	1,00669	1,01303	1,03095			
25	GEEIRNITA	0,97473	0,98531	0,97890			
26	GEEVAPESME	0,87690	0,89588	0,92960			
27	GEEPASCUAL	0,99942	1,00138	0,99609			
28	GEECOTOP	0,99892	1,00866	1,02995			
29	GEEBOLV	1,00098	1,00470	1,01981			

	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00		EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000				
2	GECUAPOW	1,00624	1,01847				
3	GEEAMBAT	1,01769	1,00369				
4	GEECNSUR	1,01392	1,00867				
5	GEEELORO	1,07654	1,13345				
6	GEEESMER	0,83558	0,87618				
7	GEEEMANAB	1,04419	1,07863				
8	GEEEMELC	0,97644	0,99453				
9	GEEEMELNO	1,02888	1,05347				
10	GEEQUITO	1,02689	1,05201				
11	GEEGRS	1,04414	1,07290				
12	GEEERROBA	1,00785	1,00214				
13	GEEESTFAEL	1,03553	1,05454				
14	GEEELCOTO	0,97779	0,99123				
15	GEEELCUL	0,99841	1,00574				
16	GEEGUANGN	1,01857	1,03695				
17	GEEZLOCEV	0,97660	0,99453				
18	GEEINTERCO	1,02562	1,04480				
19	GEEIRNACION	1,00606	0,99981				
20	GEEEMILAG	1,00606	0,99981				
21	GEEPAUTE	0,98919	0,96559				
22	GEEPICARA	0,97650	0,98841				
23	GEESTAROSA	1,02121	1,03822				
24	GEESTODMNGO	1,00210	1,01546				
25	GEEIRNITA	0,98282	0,99373				
26	GEEVAPESME	0,83558	0,87618				
27	GEEPASCUAL	1,00226	1,00879				
28	GEECOTOP	1,01530	1,00819				
29	GEEBOLV	1,01058	1,00589				

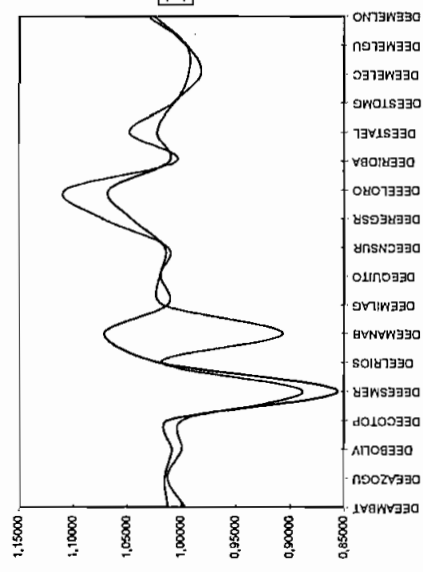
	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00		EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000				
2	GECUAPOW	1,00732	1,00791				
3	GEEAMBAT	1,01918	0,99318				
4	GEECNSUR	1,01537	1,01289				
5	GEEELORO	1,06803	1,10552				
6	GEEESMER	0,85086	0,88405				
7	GEEEMANAB	1,06885	0,92320				
8	GEEEMELC	0,97074	0,98893				
9	GEEEMELNO	1,02414	1,02905				
10	GEEQUITO	1,02110	1,02076				
11	GEEGRS	1,04500	1,06888				
12	GEEERROBA	1,00831	1,00019				
13	GEEESTFAEL	1,04463	1,05682				
14	GEEELCOTO	0,97413	0,98852				
15	GEEELCUL	1,00620	0,98315				
16	GEEGUANGN	1,01525	1,01760				
17	GEEZLOCEV	0,97074	0,98891				
18	GEEINTERCO	1,02108	1,02312				
19	GEEIRNACION	1,00612	0,99873				
20	GEEEMILAG	1,00612	0,99873				
21	GEEPAUTE	0,99232	0,97241				
22	GEEPICARA	0,97380	0,98426				
23	GEESTAROSA	1,01832	1,01858				
24	GEESTODMNGO	1,00415	1,00786				
25	GEEIRNITA	0,97979	0,99013				
26	GEEVAPESME	0,85086	0,88405				
27	GEEPASCUAL	1,00150	0,99901				
28	GEECOTOP	1,01672	1,00081				
29	GEEBOLV	1,01176	1,00030				

	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00		EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000				
2	GECUAPOW	1,00624	1,01847				
3	GEEAMBAT	1,01769	1,00369				
4	GEECNSUR	1,01392	1,00867				
5	GEEELORO	1,07654	1,13345				
6	GEEESMER	0,83558	0,87618				
7	GEEEMANAB	1,04419	1,07863				
8	GEEEMELC	0,97644	0,99453				
9	GEEEMELNO	1,02888	1,05347				
10	GEEQUITO	1,02689	1,05201				
11	GEEGRS	1,04414	1,07290				
12	GEEERROBA	1,00785	1,00214				
13	GEEESTFAEL	1,03553	1,05454				
14	GEEELCOTO	0,97779	0,99123				
15	GEEELCUL	0,99841	1,00574				
16	GEEGUANGN	1,01857	1,03695				
17	GEEZLOCEV	0,97660	0,99453				
18	GEEINTERCO	1,02562	1,04480				
19	GEEIRNACION	1,00606	0,99981				
20	GEEEMILAG	1,00606	0,99981				
21	GEEPAUTE	0,98919	0,96559				
22	GEEPICARA	0,97650	0,98841				
23	GEESTAROSA	1,02121	1,03822				
24	GEESTODMNGO	1,00210	1,01546				
25	GEEIRNITA	0,98282	0,99373				
26	GEEVAPESME	0,83558	0,87618				
27	GEEPASCUAL	1,00226	1,00879				
28	GEECOTOP	1,01530	1,00819				
29	GEEBOLV	1,01058	1,00589				

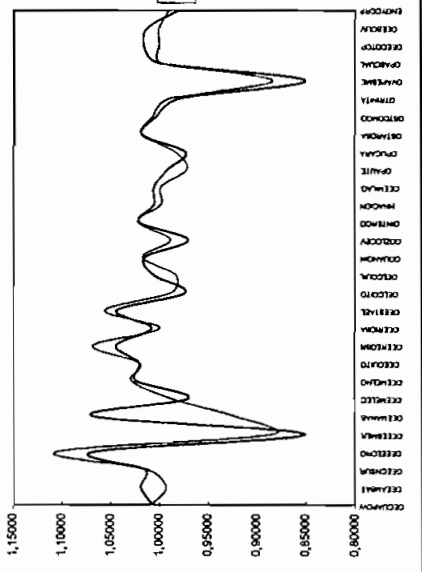
	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00		EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000				
2	GECUAPOW	1,00624	1,01847				
3	GEEAMBAT	1,01769	1,00369				
4	GEECNSUR	1,01392	1,00867				
5	GEEELORO	1,07654	1,13345				
6	GEEESMER	0,83558	0,87618				
7	GEEEMANAB	1,04419	1,07863				
8	GEEEMELC	0,97644	0,99453				
9	GEEEMELNO	1,02888	1,05347				
10	GEEQUITO	1,02689	1,05201				
11	GEEGRS	1,04414	1,07290				
12	GEEERROBA	1,00785	1,00214				
13	GEEESTFAEL	1,03553	1,05454				
14	GEEELCOTO	0,97779	0,99123				
15	GEEELCUL	0,99841	1,00574				
16	GEEGUANGN	1,01857	1,03695				
17	GEEZLOCEV	0,97660	0,99453				
18	GEEINTERCO	1,02562	1,04480				
19	GEEIRNACION	1,00606	0,99981				
20	GEEEMILAG	1,00606	0,99981				
21	GEEPAUTE	0,98919	0,96559				
22	GEEPICARA	0,97650	0,98841				
23	GEESTAROSA	1,02121	1,03822				
24	GEESTODMNGO	1,00210	1,01546				
25	GEEIRNITA	0,98282	0,99373				
26	GEEVAPESME	0,83558	0,87618				
27	GEEPASCUAL	1,00226	1,00879				
28	GEECOTOP	1,01530	1,00819				
29	GEEBOLV	1,01058	1,00589				

	DISTRIBUIDORES				DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00		EMPRESA	BASE 23:00 A 17:00	PUNTA 18:00 A 22:00
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000				
2	GECUAPOW	1,00732	1,00791				
3	GEEAMBAT	1,01918	0,99318				
4	GEECNSUR	1,01537	1,01289				
5	GEEELORO	1,06803	1,10552				
6	GEEESMER	0,85086	0,88405				
7	GEEEMANAB	1,06885	0,92320				
8	GEEEMELC	0,97074	0,98893				
9	GEEEMELNO	1,02414	1,02905				
10	GEEQUITO	1,02110	1,02076				
11	GEEGRS	1,04500	1,06888				
12	GEEERROBA	1,00831	1,00019				
13	GEEESTFAEL	1,04463	1,05682				
14	GEEELCOTO	0,97413	0,98852				
15	GEEELCUL	1,00620	0,98315				
16	GEEGUANGN	1,01525	1,01760				
17	GEEZLOCEV	0,97074	0,98891				

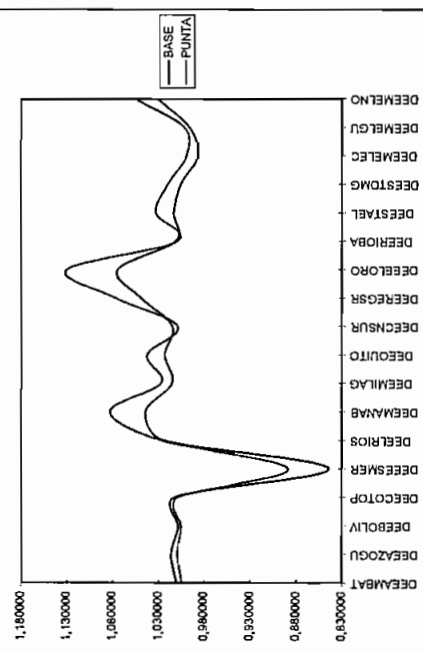
FACTORES DE NODO POR BANDA S HORARAS
DOMINGO 21 DE NOVIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



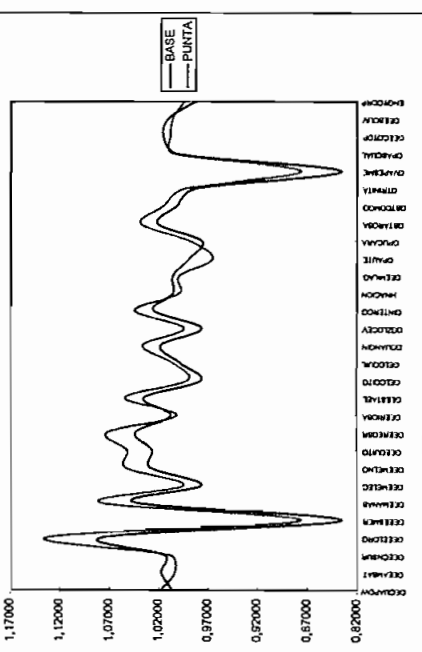
FACTORES DE NODO POR BANDA S HORARAS
DOMINGO 21 DE NOVIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



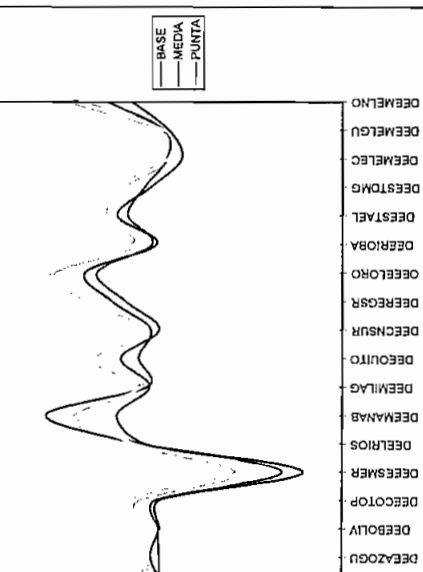
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARAS
SABADO 20 DE NOVIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



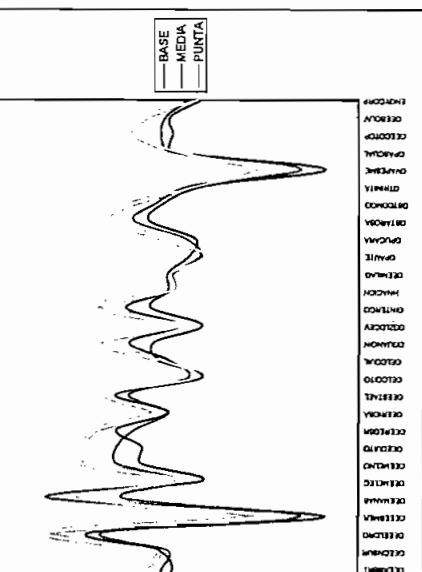
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARAS
SABADO 20 DE NOVIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARAS
MIERCOLES 17 DE NOVIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARAS
MIERCOLES 17 DE NOVIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



	DISTRIBUIDORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	EMPRESA	BASE 23H00 A 06H00	MEDIA 07H00 A 17H00	
1	DEEAMBAT	0,99179	1,00306	1,02026
2	DEEAZOGU	1,01238	1,00464	0,99699
3	DEEBOLV	0,99782	1,00509	1,01213
4	DEECOTOP	0,99671	1,00772	1,02444
5	DEESMER	0,87030	0,87539	0,91465
6	DEELROS	1,01776	1,01698	1,02061
7	DEEMANAB	1,12337	1,04955	1,10799
8	DEEMILAG	1,01403	1,01526	1,02994
9	DEEQUITO	1,01528	1,04195	1,08488
10	DEECNSUR	1,01232	1,00407	0,99705
11	DEEREGSR	1,04749	1,03456	1,05937
12	DEEELORO	1,07243	1,07489	1,13681
13	DEERNOBA	0,99957	1,00998	1,02040
14	DEESTAEL	1,02674	1,01753	1,04255
15	DEESTDMG	1,00557	1,01536	1,04136
16	DEEMLEEC	0,99198	1,00102	1,01142
17	DEEMELGU	0,99746	1,00069	1,00584
18	DEEMELNO	1,03237	1,07069	1,14445

	DISTRIBUIDORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	EMPRESA	BASE 23H00 A 17H00	BASE 18H00 A 22H00	
1	DEEAMBAT	1,005548	1,009342	1,009342
2	DEEAZOGU	0,973724	0,987512	0,987512
3	DEEBOLV	0,991818	1,000751	1,000751
4	DEECOTOP	1,002582	1,010527	1,010527
5	DEESMER	1,063545	1,106427	1,106427
6	DEELROS	1,000878	1,011947	1,011947
7	DEEMANAB	1,122980	1,104229	1,104229
8	DEEMILAG	1,013444	1,023811	1,023811
9	DEEQUITO	1,037215	1,059866	1,059866
10	DEECNSUR	0,973595	0,987496	0,987496
11	DEEREGSR	1,003083	1,045909	1,045909
12	DEEELORO	1,062783	1,110555	1,110555
13	DEERNOBA	1,002830	1,011070	1,011070
14	DEESTAEL	1,037589	1,053250	1,053250
15	DEESTDMG	1,029949	1,044070	1,044070
16	DEEMLEEC	1,011517	1,014034	1,014034
17	DEEMELGU	1,002816	1,006026	1,006026
18	DEEMELNO	1,058016	1,098917	1,098917

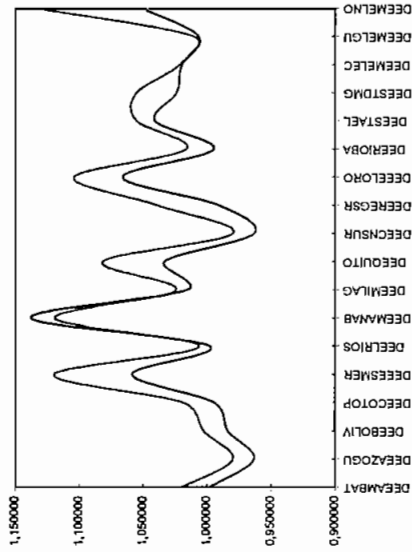
	DISTRIBUIDORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	EMPRESA	BASE 23H00 A 17H00	BASE 18H00 A 22H00	
1	DEEAMBAT	0,997951	1,019372	1,019372
2	DEEAZOGU	0,963408	0,979746	0,979746
3	DEEBOLV	0,983857	1,002657	1,002657
4	DEECOTOP	0,994708	1,018123	1,018123
5	DEESMER	1,058378	1,119817	1,119817
6	DEELROS	0,998204	1,005944	1,005944
7	DEEMANAB	1,137742	1,118858	1,118858
8	DEEMILAG	1,015243	1,024249	1,024249
9	DEEQUITO	1,033041	1,081368	1,081368
10	DEECNSUR	0,963207	0,979757	0,979757
11	DEEREGSR	0,991039	1,038970	1,038970
12	DEEELORO	0,965994	1,103997	1,103997
13	DEERNOBA	0,994829	1,016209	1,016209
14	DEESTAEL	1,040344	1,054682	1,054682
15	DEESTDMG	1,023759	1,055321	1,055321
16	DEEMLEEC	1,019615	1,021701	1,021701
17	DEEMELGU	1,006630	1,009995	1,009995
18	DEEMELNO	1,051555	1,132484	1,132484

	GENERADORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	CENTRAL	BASE 23H00 A 17H00	BASE 18H00 A 22H00	
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000	0,00000
2	GECUJAPOW	1,00547	1,01544	1,03906
3	GEEAMBAT	0,99163	1,00308	1,01855
4	GEECNSUR	1,01202	1,00414	0,99718
5	GEEELORO	1,07181	1,07649	1,14370
6	GEEESMER	0,86334	0,86903	0,90028
7	GEEEMANAB	1,12526	1,04967	1,12438
8	GEEEMLEEC	0,98084	0,99494	1,00705
9	GEEEMELNO	1,03081	1,07037	1,14188
10	GEEQUITO	1,01810	1,05435	1,10675
11	GEEEREGSR	1,04705	1,02959	1,05798
12	GEEERNOBA	0,99709	1,00347	1,00693
13	GEEESTAEL	1,04975	1,03890	1,06240
14	GEEELCOITO	0,98349	0,99111	1,00150
15	GEEELCOUL	1,01457	1,00266	1,01601
16	GEEUANGN	1,01202	1,04320	1,08825
17	GEEZLOCEV	0,98083	0,99497	1,00704
18	GENTERCO	1,03132	1,07176	1,14611
19	GEMACION	1,00219	1,00037	0,99381
20	GEMILAG	1,00218	1,00037	0,99381
21	GPAUTE	0,98221	0,97719	0,94994
22	GPUCARA	0,97482	0,98818	1,00621
23	GSTAROSA	1,01366	1,03584	1,07141
24	GSTODINGO	1,00255	1,01168	1,03563
25	GTRINITA	0,98164	0,98831	0,99579
26	GVAPESEME	0,86334	0,86903	0,90028
27	GPASCUAL	1,00218	1,00318	1,00897
28	GECOTOP	0,98954	1,00850	1,03652
29	GCEVOLV	0,99527	1,00570	1,01817

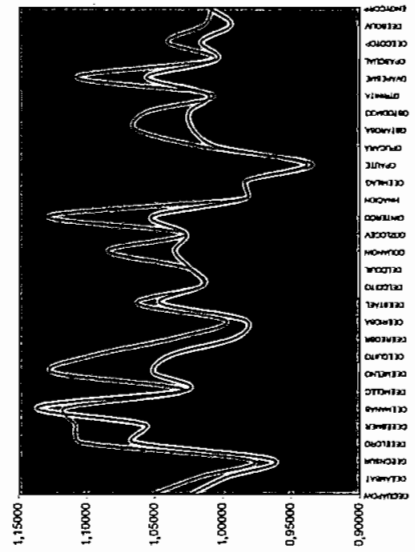
	GENERADORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	CENTRAL	BASE 23H00 A 17H00	BASE 18H00 A 22H00	
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000	0,00000
2	GECUJAPOW	1,02972	1,04260	1,04260
3	GEEAMBAT	1,00497	1,00867	1,00867
4	GEECNSUR	0,97311	0,98696	0,98696
5	GEEELORO	1,06211	1,11121	1,11121
6	GEEESMER	1,06128	1,09776	1,09776
7	GEEEMANAB	1,12228	1,10466	1,10466
8	GEEEMLEEC	1,01458	1,01518	1,01518
9	GEEEMELNO	1,05754	1,09753	1,09753
10	GEEQUITO	1,04226	1,06894	1,06894
11	GEEEREGSR	1,00130	1,04475	1,04475
12	GEEERNOBA	0,99123	0,99698	0,99698
13	GEEESTAEL	1,04327	1,06444	1,06444
14	GEEELCOITO	1,00556	1,00609	1,00609
15	GEEELCOUL	1,02369	1,01845	1,01845
16	GEEUANGN	1,04074	1,06183	1,06183
17	GEEZLOCEV	1,01500	1,01542	1,01542
18	GENTERCO	1,05862	1,10175	1,10175
19	GEMACION	0,98627	0,98794	0,98794
20	GEMILAG	0,98627	0,98794	0,98794
21	GPAUTE	0,94613	0,94350	0,94350
22	GPUCARA	1,01836	1,00038	1,00038
23	GSTAROSA	1,03100	1,05131	1,05131
24	GSTODINGO	1,03067	1,04548	1,04548
25	GTRINITA	1,00277	1,00141	1,00141
26	GVAPESEME	1,06128	1,09776	1,09776
27	GPASCUAL	1,00294	1,00593	1,00593
28	GECOTOP	1,02239	1,02497	1,02497
29	GCEVOLV	1,00186	1,00770	1,00770

	GENERADORES			PUNTA 18H00 A 22H00
	CENTRAL	BASE 23H00 A 17H00	BASE 18H00 A 22H00	
1	GAGOYAN	0,00000	0,00000	0,00000
2	GECUJAPOW	1,02370	1,05212	1,05212
3	GEEAMBAT	0,99769	1,01779	1,01779
4	GEECNSUR	0,96279	0,97905	0,97905
5	GEEELORO	1,06632	1,10444	1,10444
6	GEEESMER	1,05649	1,10800	1,10800
7	GEEEMANAB	1,13691	1,11597	1,11597
8	GEEEMLEEC	1,02628	1,02768	1,02768
9	GEEEMELNO	1,05141	1,12525	1,12525
10	GEEQUITO	1,03828	1,09473	1,09473
11	GEEEREGSR	0,99031	1,03468	1,03468
12	GEEERNOBA	0,98330	0,99723	0,99723
13	GEEESTAEL	1,04674	1,06362	1,06362
14	GEEELCOITO	1,01491	1,01353	1,01353
15	GEEELCOUL	1,02420	1,02545	1,02545
16	GEEUANGN	1,03569	1,08512	1,08512
17	GEEZLOCEV	1,02721	1,02812	1,02812
18	GENTERCO	1,05232	1,12880	1,12880
19	GEMACION	0,98341	0,98387	0,98387
20	GEMILAG	0,98341	0,98387	0,98387
21	GPAUTE	0,93879	0,93447	0,93447
22	GPUCARA	1,00536	1,01557	1,01557
23	GSTAROSA	1,02243	1,06497	1,06497
24	GSTODINGO	1,02467	1,05592	1,05592
25	GTRINITA	1,01098	1,00747	1,00747
26	GVAPESEME	1,05649	1,10800	1,10800
27	GPASCUAL	1,00451	1,00759	1,00759
28	GECOTOP	1,01614	1,04097	1,04097
29	GCEVOLV	0,99404	1,01376	1,01376

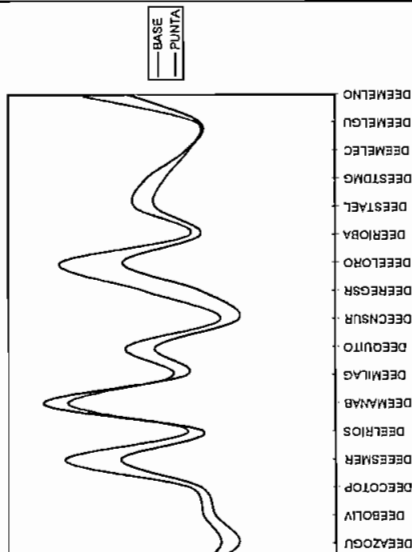
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
DOMINGO 19 DE DICIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



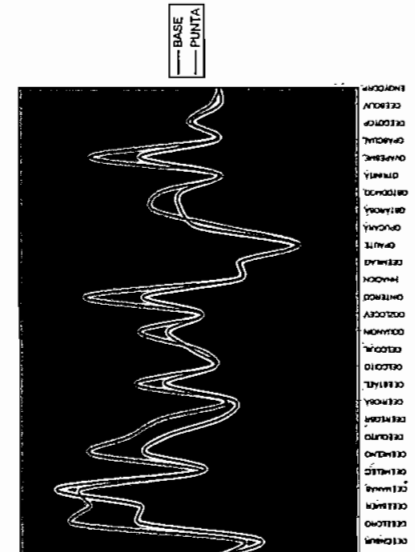
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
DOMINGO 19 DE DICIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



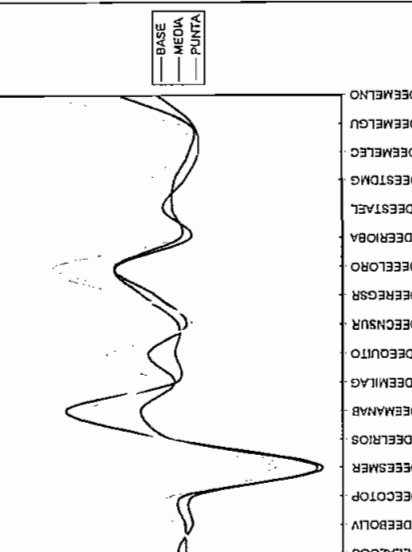
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
SABADO 18 DE DICIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



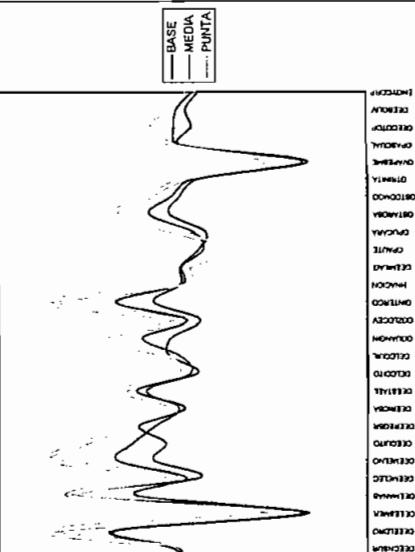
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
SABADO 18 DE DICIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
MIÉRCOLES 15 DE DICIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
MIÉRCOLES 15 DE DICIEMBRE DE 1999
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



	DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00
1	DEEAMBAT	0,99574	0,98290
2	DEEAZOGU	1,01708	1,01507
3	DEEBOLV	1,00022	1,00445
4	DEECOTOP	0,99416	0,98581
5	DEEESMER	0,87792	0,90179
6	DEELNOS	1,02074	1,02803
7	DEEMANAB	1,10254	1,11831
8	DEEMILAG	1,01463	1,02237
9	DEEQUITO	1,01342	1,05141
10	DEECNSUR	1,01712	1,01466
11	DEEREGSR	1,03606	1,05468
12	DEEELORO	1,07870	1,11076
13	DEERNOBA	0,99978	1,00302
14	DEESTAEL	1,02418	1,02971
15	DEESTDMG	1,00402	1,02479
16	DEEMELEC	0,98299	0,99469
17	DEEMELGU	1,00436	1,00619
18	DEEMELNO	1,02398	1,05535

	DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00
1	DEEAMBAT	0,965577	0,958539
2	DEEAZOGU	1,001345	1,001939
3	DEEBOLV	0,976694	0,979636
4	DEECOTOP	0,962725	0,959954
5	DEEESMER	0,863705	0,889481
6	DEELNOS	1,010128	1,012061
7	DEEMANAB	1,113781	1,100358
8	DEEMILAG	1,016818	1,022950
9	DEEQUITO	1,002234	1,034223
10	DEECNSUR	1,001237	1,002066
11	DEEREGSR	1,029154	1,060115
12	DEEELORO	1,070587	1,088121
13	DEERNOBA	0,976063	0,979484
14	DEESTAEL	1,035965	1,052978
15	DEESTDMG	0,992636	1,008008
16	DEEMELEC	0,996920	1,008085
17	DEEMELGU	1,003278	1,004540
18	DEEMELNO	1,015469	1,074331

	DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00
1	DEEAMBAT	1,000003	0,997558
2	DEEAZOGU	1,010348	1,028664
3	DEEBOLV	0,999742	1,010129
4	DEECOTOP	0,997423	0,998170
5	DEEESMER	0,875123	0,906977
6	DEELNOS	1,018804	1,032586
7	DEEMANAB	1,160584	1,114147
8	DEEMILAG	1,017138	1,026504
9	DEEQUITO	1,026607	1,055221
10	DEECNSUR	1,010105	1,028476
11	DEEREGSR	1,045478	1,095723
12	DEEELORO	1,087718	1,136855
13	DEERNOBA	1,002353	1,010372
14	DEESTAEL	1,023653	1,034503
15	DEESTDMG	1,012608	1,027516
16	DEEMELEC	0,987787	0,987178
17	DEEMELGU	1,007750	1,007056
18	DEEMELNO	1,042519	1,089456

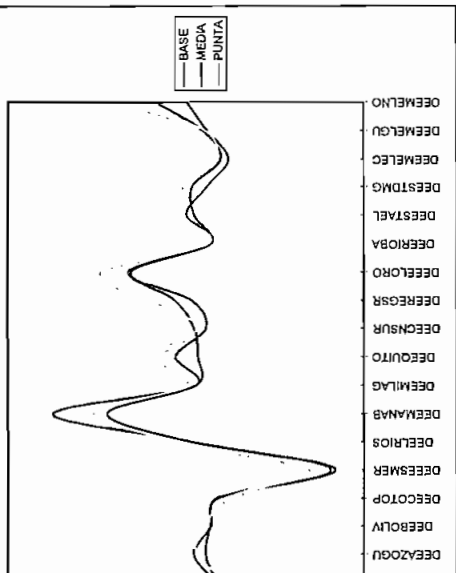
	DISTRIBUIDORES		
	EMPRESA	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00
1	DEEAMBAT	0,965577	0,958539
2	DEEAZOGU	1,001345	1,001939
3	DEEBOLV	0,976694	0,979636
4	DEECOTOP	0,962725	0,959954
5	DEEESMER	0,863705	0,889481
6	DEELNOS	1,010128	1,012061
7	DEEMANAB	1,113781	1,100358
8	DEEMILAG	1,016818	1,022950
9	DEEQUITO	1,002234	1,034223
10	DEECNSUR	1,001237	1,002066
11	DEEREGSR	1,029154	1,060115
12	DEEELORO	1,070587	1,088121
13	DEERNOBA	0,976063	0,979484
14	DEESTAEL	1,035965	1,052978
15	DEESTDMG	0,992636	1,008008
16	DEEMELEC	0,996920	1,008085
17	DEEMELGU	1,003278	1,004540
18	DEEMELNO	1,015469	1,074331

	GENERADORES		
	CENTRAL	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00
1	GAGOYAN	0,97776	0,94988
2	GEGUAPOW	1,00391	1,01839
3	GEEAMBAT	0,99594	0,99446
4	GEECSUR	1,01726	1,00557
5	GEEELORO	1,07947	1,08396
6	GEEESMER	0,87347	0,89084
7	GEEEMANAB	1,10490	1,11539
8	GEEEMELEC	0,97089	0,98039
9	GEEEMELNO	1,02330	1,05462
10	GEEEQUITO	1,01537	1,04364
11	GEEEREGSR	1,03533	1,01921
12	GEEERNOBA	0,99950	0,99937
13	GEEESTAEL	1,04689	1,03990
14	GEEELCOTO	0,96604	0,96823
15	GEEELCOUL	1,01111	1,02826
16	GEEEGUANGN	1,01013	1,03468
17	GEEGZLOCEV	0,97090	0,98053
18	GEEERTRCO	1,02342	1,05533
19	GEEINACION	1,00631	1,00195
20	GEEEMILAG	1,00631	1,00195
21	GEEPAUTE	0,99552	0,98032
22	GEEPIKARA	0,99272	0,99656
23	GEESTAROSA	1,01145	1,03101
24	GEEESTDMGO	1,00159	1,01473
25	GEEERTRITA	0,96721	0,96913
26	GEEVAPESME	0,87347	0,87695
27	GEEPASCUAL	1,00072	0,99903
28	GEEECOTOP	1,00601	1,01266
29	GEEEBOLV	0,97810	0,97219

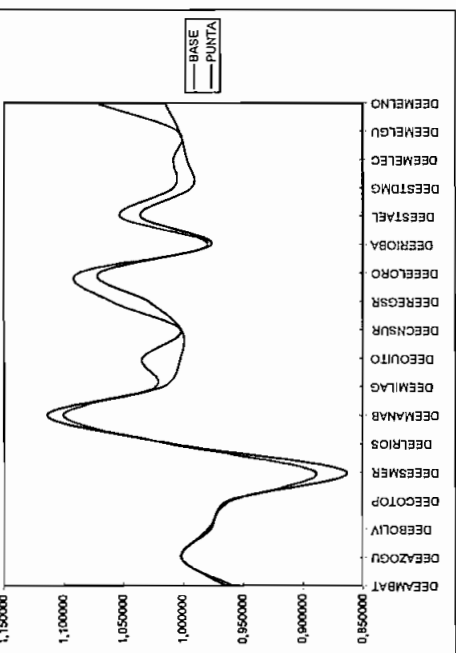
	GENERADORES		
	CENTRAL	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00
1	GAGOYAN	0,931471	0,923881
2	GEGUAPOW	0,992831	1,005519
3	GEEAMBAT	0,965870	0,957911
4	GEECSUR	1,000935	1,001733
5	GEEELORO	1,070846	1,087672
6	GEEESMER	0,858911	0,878232
7	GEEEMANAB	1,113773	1,100509
8	GEEEMELEC	0,989789	1,005584
9	GEEEMELNO	1,015270	1,066422
10	GEEEQUITO	1,005883	1,044880
11	GEEEREGSR	1,028529	1,056038
12	GEEERNOBA	0,976378	0,975542
13	GEEESTAEL	1,042244	1,059428
14	GEEELCOTO	0,987774	0,999390
15	GEEELCOUL	1,010401	1,007770
16	GEEEGUANGN	1,004325	1,035271
17	GEEGZLOCEV	0,989743	1,005525
18	GEEERTRCO	1,015889	1,069241
19	GEEINACION	0,996491	0,991898
20	GEEEMILAG	0,996491	0,991897
21	GEEPAUTE	0,974562	0,956903
22	GEEPIKARA	0,943105	0,951634
23	GEESTAROSA	0,998041	1,021320
24	GEEESTDMGO	0,990316	1,002856
25	GEEERTRITA	0,965530	0,995072
26	GEEVAPESME	0,858911	0,878232
27	GEEPASCUAL	1,002275	1,005479
28	GEEECOTOP	0,983825	0,980124
29	GEEEBOLV	0,931441	0,923869

	GENERADORES		
	CENTRAL	BASE 23H00 A 17H00	PUNTA 18H00 A 22H00
1	GAGOYAN	0,982300	0,971815
2	GEGUAPOW	1,012889	1,026279
3	GEEAMBAT	1,002338	0,999068
4	GEECSUR	1,008759	1,027842
5	GEEELORO	1,090816	1,143525
6	GEEESMER	0,869353	0,894875
7	GEEEMANAB	1,161652	1,109775
8	GEEEMELEC	0,975035	0,974862
9	GEEEMELNO	1,041694	1,086596
10	GEEEQUITO	1,032803	1,066053
11	GEEEREGSR	1,044314	1,091361
12	GEEERNOBA	0,998775	1,006871
13	GEEESTAEL	1,047807	1,058438
14	GEEELCOTO	0,972474	0,963591
15	GEEELCOUL	1,024921	1,015514
16	GEEEGUANGN	1,023098	1,053577
17	GEEGZLOCEV	0,975204	0,974921
18	GEEERTRCO	1,042263	1,089215
19	GEEINACION	1,002106	1,006773
20	GEEEMILAG	1,002105	1,006772
21	GEEPAUTE	0,978331	0,984000
22	GEEPIKARA	1,005839	0,989417
23	GEESTAROSA	1,022724	1,047514
24	GEEESTDMGO	1,009537	1,023234
25	GEEERTRITA	0,971527	0,964192
26	GEEVAPESME	0,869353	0,894875
27	GEEPASCUAL	1,002359	0,992394
28	GEEECOTOP	1,015456	1,018329
29	GEEEBOLV	0,982678	0,972832

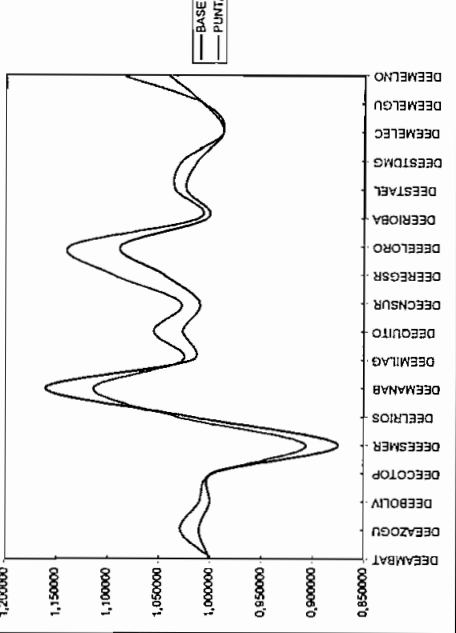
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
MIERCOLES 19 DE ENERO DE 2000
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



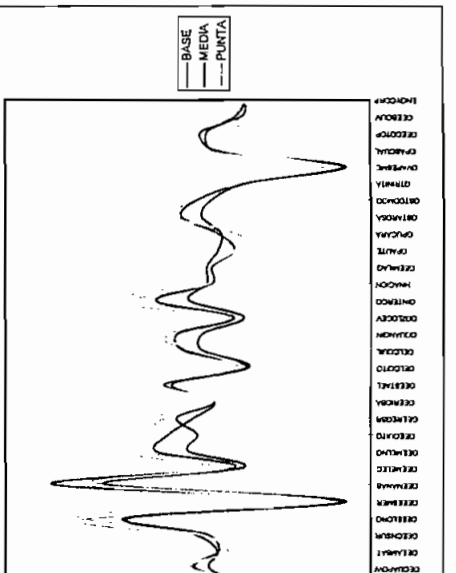
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
SABADO 23 DE ENERO DE 2000
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



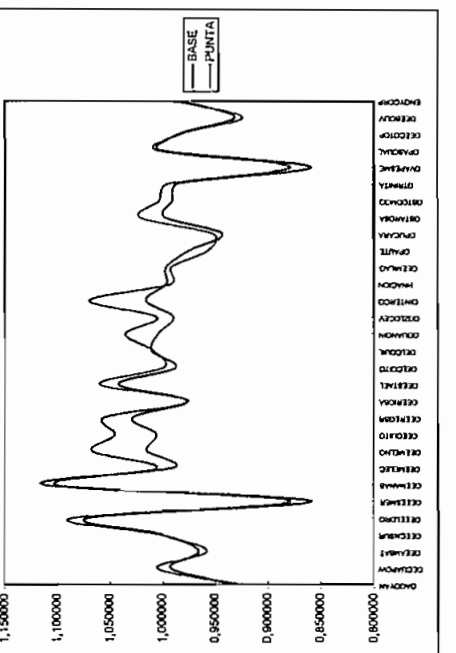
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
DOMINGO 24 DE ENERO DE 2000
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



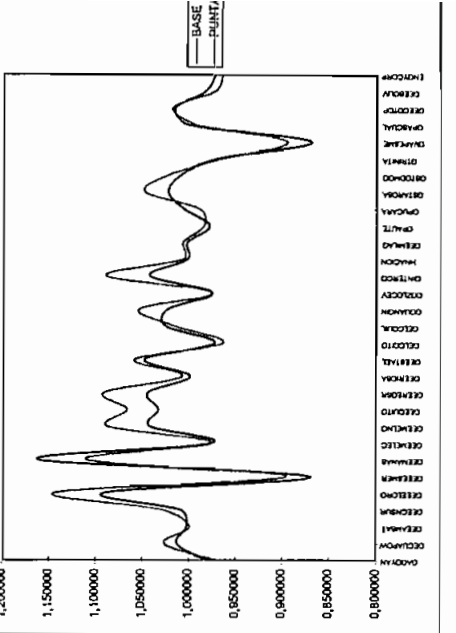
FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
MERCULES 18 DE ENERO DE 2000
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
SABADO 23 DE ENERO DE 2000
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
DOMINGO 24 DE ENERO DE 2000
FLUJOS DE POTENCIA AC (Datos de Energía)



Métodos de Obtención
de
Factores de Nodo

BANDA BASE

EMPRESA	DISTRIBUIDORES		
	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEMBAY	0,97013	0,98087	0,97588
2 DEEAZOGU	0,95755	0,97253	0,97049
3 DEEBOLV	0,96955	0,98036	0,97949
4 DEECOTOP	0,96473	0,97735	0,97338
5 DEEESMER	1,06061	1,03942	1,04834
6 DEELRIOS	0,99935	0,99957	1,00283
7 DEEMANAB	1,11220	1,07283	1,10932
8 DEEMILAG	1,01342	1,00874	1,01104
9 DEEQUITO	1,03061	1,02119	1,02324
10 DEECSUR	0,95737	0,97238	0,97022
11 DEEREGSR	0,98949	0,99324	0,99538
12 DEEELORO	1,06355	1,04140	1,05376
13 DEERIOBA	0,97697	0,98525	0,98302
14 DEESTAEL	1,01498	1,00970	1,01441
15 DEESTDNG	1,01967	1,01297	1,01435
16 DEEMELEC	1,00884	1,00574	1,00689
17 DEEMELGU	0,99905	0,99767	1,00027
18 DEEMELNO	1,04924	1,03235	1,03433

BANDA MEDIA

EMPRESA	DISTRIBUIDORES		
	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEMBAY	0,98674	0,98999	0,98074
2 DEEAZOGU	0,95782	0,96820	0,96158
3 DEEBOLV	0,98068	0,98548	0,98171
4 DEECOTOP	0,98088	0,98559	0,97619
5 DEEESMER	1,06440	1,04845	1,06901
6 DEELRIOS	0,99914	0,99933	1,00559
7 DEEMANAB	1,08554	1,06445	1,11745
8 DEEMILAG	1,01184	1,00892	1,01636
9 DEEQUITO	1,04940	1,03824	1,04915
10 DEECSUR	0,95781	0,96815	0,96145
11 DEEREGSR	0,98530	0,98883	0,98627
12 DEEELORO	1,05568	1,04196	1,06790
13 DEERIOBA	0,99101	0,99322	0,98801
14 DEESTAEL	1,01498	1,01128	1,02087
15 DEESTDNG	1,03040	1,02286	1,02840
16 DEEMELEC	1,01015	1,00768	1,01351
17 DEEMELGU	0,99948	0,99938	1,00542
18 DEEMELNO	1,06844	1,05149	1,06613

BANDA PICO

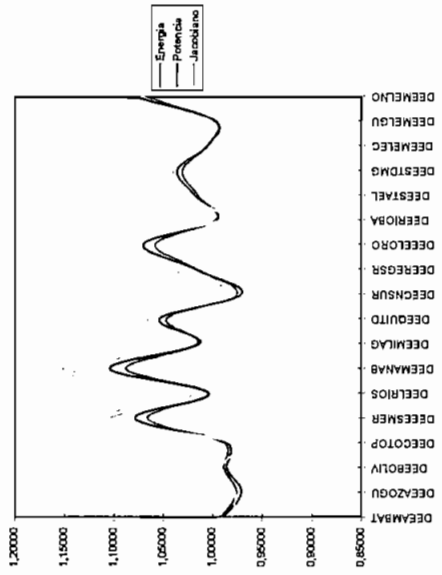
EMPRESA	DISTRIBUIDORES		
	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEMBAY	0,98857	0,99086	0,98067
2 DEEAZOGU	0,97088	0,97572	0,97741
3 DEEBOLV	0,98585	0,98847	0,99203
4 DEECOTOP	0,98585	0,98865	0,97915
5 DEEESMER	1,07856	1,06580	1,10521
6 DEELRIOS	1,00382	1,00326	1,01623
7 DEEMANAB	1,10408	1,08780	1,15998
8 DEEMILAG	1,01515	1,01261	1,02174
9 DEEQUITO	1,05344	1,04687	1,06845
10 DEECSUR	0,97084	0,97564	0,97729
11 DEEREGSR	1,01805	1,01544	1,03731
12 DEEELORO	1,07007	1,05820	1,09590
13 DEERIOBA	0,99562	0,99677	0,99364
14 DEESTAEL	1,01809	1,01508	1,02747
15 DEESTDNG	1,03581	1,03040	1,04139
16 DEEMELEC	1,00515	1,00440	1,01120
17 DEEMELGU	0,99719	0,99806	1,01399
18 DEEMELNO	1,07963	1,06754	1,09905

CENTRAL	GENERADORES		
	Energía	Potencia	Jacobiano
1 GAGOYAN	0,92949	0,95483	0,94977
2 GECUAPOW	1,01936	1,01273	1,01400
3 GEEAMBAT	0,96990	0,98068	0,97661
4 GEECSUR	0,95753	0,97254	0,97049
5 GEEELORO	1,06264	1,04060	1,05280
6 GEEESMER	1,06014	1,03905	1,04670
7 GEEEMANAB	1,11136	1,07204	1,10639
8 GEEEMELEC	1,01138	1,00739	1,00813
9 GEEEMELNO	1,04979	1,03267	1,03428
10 GEEQUITO	1,02942	1,00859	0,98975
11 GEEREGSR	0,98946	0,99326	0,99556
12 GEEERIOBA	0,96920	0,98028	0,97877
13 GEEESTAEL	1,03817	1,02466	1,03537
14 GEEELCITO	1,01064	1,00028	1,00128
15 GEEELCOUL	1,01154	1,00748	1,00786
16 GEEUANGIN	1,03254	1,02134	1,02290
17 GEEZLOCEV	1,01139	1,00746	1,00831
18 GEEINTERCO	1,05071	1,00743	1,00627
19 GEEINACION	1,06049	1,00678	1,01002
20 GEEEMILAG	0,98213	0,98843	0,98737
21 GEEPAUTE	0,93121	0,95523	0,95338
22 GEEPICARA	0,99169	0,99446	0,98613
23 GEESTAROSA	1,01722	1,01139	1,01436
24 GEEESTDNG	1,01951	1,01283	1,01436
25 GEEIRINITA	1,01064	1,00688	1,00468
26 GEEVAPESME	1,06014	1,03905	1,04670
27 GEEASCUAL	1,00040	1,00026	1,00128
28 GEEECOTOP	1,00407	1,00298	0,99680
29 GEEEBOLV	0,92949	0,95484	0,94978

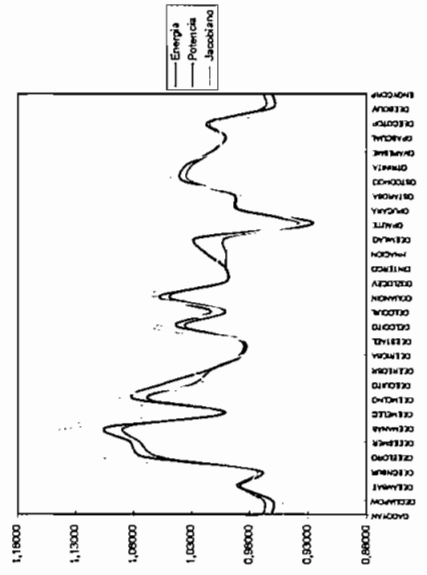
CENTRAL	GENERADORES		
	Energía	Potencia	Jacobiano
1 GAGOYAN	0,95274	0,96441	0,94984
2 GECUAPOW	1,03040	1,02288	1,02849
3 GEEAMBAT	0,98678	0,99000	0,98063
4 GEECSUR	0,95773	0,96808	0,96130
5 GEEELORO	1,05535	1,04170	1,06956
6 GEEESMER	1,06438	1,04845	1,06692
7 GEEEMANAB	1,08534	1,06435	1,11728
8 GEEEMELEC	1,01334	1,01005	1,01472
9 GEEEMELNO	1,06944	1,05226	1,06670
10 GEEQUITO	1,05082	1,02079	1,00531
11 GEEREGSR	0,98510	0,98867	0,98587
12 GEEERIOBA	0,98087	0,98556	0,97987
13 GEEESTAEL	1,03148	1,02369	1,04055
14 GEEELCITO	1,01005	1,00034	1,00392
15 GEEELCOUL	1,01366	1,01032	1,01458
16 GEEUANGIN	1,05265	1,03963	1,04970
17 GEEZLOCEV	1,01308	1,00993	1,01497
18 GEEINTERCO	1,07075	1,01025	1,01251
19 GEEINACION	0,99805	1,01009	1,01003
20 GEEEMILAG	0,98213	0,98653	0,98347
21 GEEPAUTE	0,93036	0,94746	0,93923
22 GEEPICARA	1,00336	1,00251	0,99344
23 GEESTAROSA	1,03350	1,02521	1,03235
24 GEEESTDNG	1,03054	1,02299	1,02967
25 GEEIRINITA	1,01005	1,00757	1,00864
26 GEEVAPESME	1,06438	1,04845	1,06692
27 GEEASCUAL	1,00042	1,00032	1,00391
28 GEEECOTOP	1,02200	1,01656	1,00933
29 GEEEBOLV	0,95273	0,96441	0,94986

CENTRAL	GENERADORES		
	Energía	Potencia	Jacobiano
1 GAGOYAN	0,96076	0,96793	0,95134
2 GECUAPOW	0,96076	0,96793	0,95134
3 GEEAMBAT	0,98848	0,99079	0,98099
4 GEECSUR	0,97049	0,97540	0,97650
5 GEEELORO	1,07330	1,06011	1,10301
6 GEEESMER	1,08288	1,07504	1,13467
7 GEEEMANAB	1,10325	1,08782	1,14356
8 GEEEMELEC	1,00045	1,00063	1,00827
9 GEEEMELNO	1,08042	1,06826	1,09944
10 GEEQUITO	1,05492	1,02929	1,01915
11 GEEREGSR	1,01429	1,01253	1,03021
12 GEEERIOBA	0,98543	0,98819	0,98501
13 GEEESTAEL	0,98542	0,98819	0,98501
14 GEEELCITO	1,04360	1,03642	1,06355
15 GEEELCOUL	1,01336	1,00047	1,00412
16 GEEUANGIN	1,05829	1,04969	1,06648
17 GEEZLOCEV	1,00105	1,00112	1,00890
18 GEEINTERCO	1,00115	1,00120	1,00950
19 GEEINACION	1,01819	1,00016	1,00724
20 GEEEMILAG	1,02668	1,00120	1,00906
21 GEEPAUTE	0,92620	0,93801	0,93516
22 GEEPICARA	0,98944	0,99150	0,97605
23 GEESTAROSA	0,99322	0,99445	0,98136
24 GEEESTDNG	1,03825	1,03247	1,04797
25 GEEIRINITA	1,03576	1,03030	1,04338
26 GEEVAPESME	1,01336	1,01111	1,00902
27 GEEASCUAL	1,00060	1,00050	1,00438
28 GEEECOTOP	1,01638	1,01401	1,00415
29 GEEEBOLV	0,96077	0,96794	0,95133

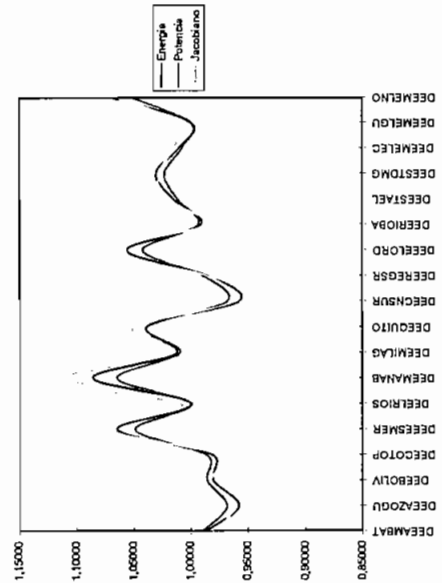
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DIA HABIL - JULIO
DISTRIBUIDORES - BANDA PUNTA



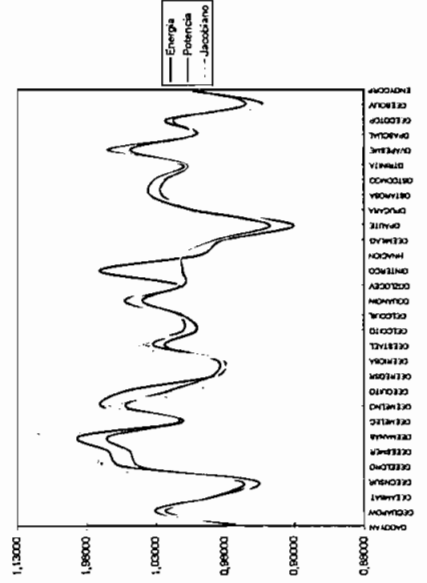
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DIA HABIL - JULIO
GENERADORES - BANDA PUNTA



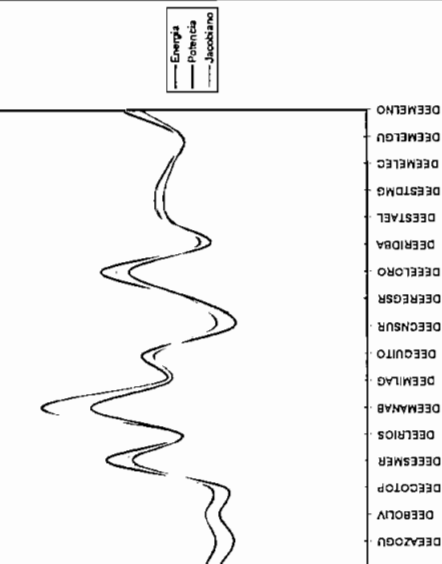
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DIA HABIL - JULIO
DISTRIBUIDORES - BANDA MEDIA



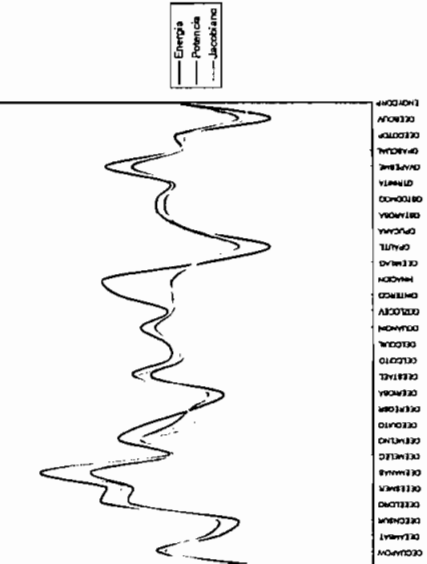
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DIA HABIL - JULIO
GENERADORES - BANDA MEDIA



COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DIA HABIL - JULIO
DISTRIBUIDORES - BANDA BASE



COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DIA HABIL - JULIO
GENERADORES - BANDA BASE



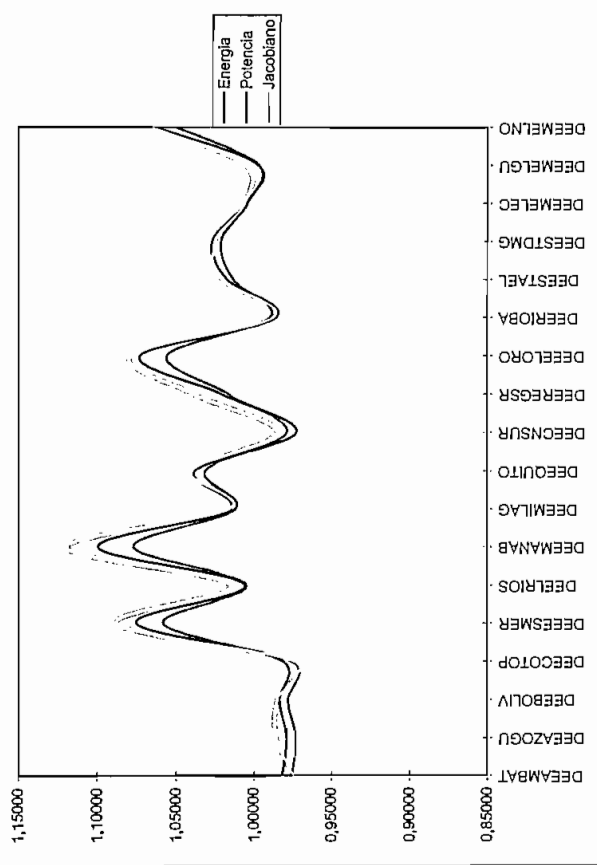
DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energia	Potencia	Jacobiano
1 DEEAMBAT	0,97575	0,98184	0,97461
2 DEEAZOGU	0,97263	0,97887	0,98532
3 DEEBOLV	0,97811	0,98342	0,98505
4 DEECOTOP	0,97475	0,98105	0,97411
5 DEEESMER	1,07506	1,05797	1,08762
6 DEELRIOS	1,00566	1,00438	1,01537
7 DEEMANAB	1,09931	1,07691	1,11911
8 DEEMILAG	1,01553	1,01189	1,01611
9 DEEQUITO	1,03831	1,03117	1,03982
10 DEECNSUR	0,97270	0,97892	0,98543
11 DEEREGRS	1,02116	1,01664	1,03910
12 DEEELORO	1,07299	1,05583	1,07867
13 DEERIOPA	0,98597	0,98962	0,98723
14 DEESTAEI	1,01791	1,01375	1,02124
15 DEESTDNG	1,02704	1,02132	1,02551
16 DEEMELEC	1,00538	1,00412	1,00610
17 DEEMELGU	0,99765	0,99740	1,00654
18 DEEMELNO	1,06446	1,05065	1,06559

GENERADORES			
CENTRAL	Energia	Potencia	Jacobiano
1 GAGDYAN	0,94634	0,95947	0,94859
2 GECUAPOW	1,02611	1,02057	1,02449
3 GEEAMBAT	0,97531	0,98156	0,97459
4 GEECNSUR	0,97256	0,97879	0,98521
5 GEEELORO	1,07155	1,05473	1,07781
6 GEEESMER	1,07326	1,05675	1,08153
7 GEEEMANAB	1,10170	1,08089	1,12460
8 GEEEMELEC	0,99910	0,99932	1,00273
9 GEEEMELNO	1,06352	1,04972	1,06355
10 GEEQUITO	1,03986	1,01979	1,00983
11 GEEEREGR	1,02139	1,01864	1,04314
12 GEEERIOBA	0,97737	0,98302	0,98179
13 GEEESTAEI	1,04637	1,03566	1,05488
14 GEEICOITO	1,01399	1,00041	1,00176
15 GEECOUIL	1,00136	1,00101	1,00394
16 GGUANGIN	1,03967	1,03121	1,03848
17 GZLOCEV	0,99916	0,99936	1,00279
18 GINTERCO	1,06629	1,00058	1,00180
19 IHACION	1,01279	0,99819	1,00187
20 GEEHILAG	0,98395	0,98765	0,98717
21 GIPAUTE	0,92737	0,94379	0,94756
22 GPUCARA	0,96718	0,97626	0,96377
23 GSTAROSA	1,02661	1,02104	1,02681
24 GSTODMGO	1,02654	1,02091	1,02577
25 GTRINITA	1,01399	1,01072	1,00561
26 GVAPESME	1,07326	1,05675	1,08153
27 GPASCUAL	1,00051	1,00039	1,00175
28 GEECOTOP	0,99821	0,99926	0,98917
29 GEEBOLV	0,94637	0,95947	0,94860

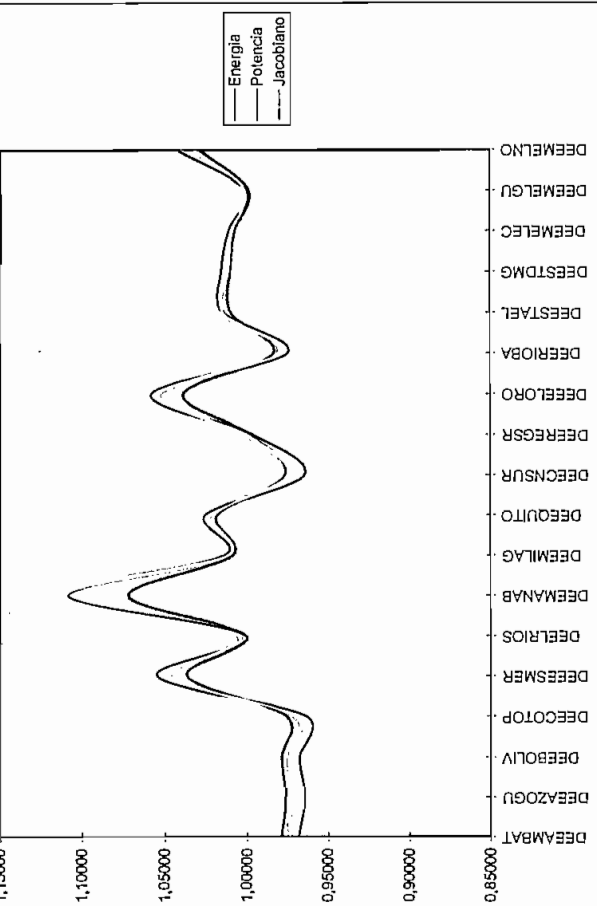
DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energia	Potencia	Jacobiano
1 DEEAMBAT	0,96827	0,97896	0,97371
2 DEEAZOGU	0,96432	0,97612	0,97489
3 DEEBOLV	0,96760	0,97684	0,97681
4 DEECOTOP	0,96346	0,97576	0,97035
5 DEEESMER	1,05455	1,03646	1,04732
6 DEELRIOS	1,00000	0,99999	1,00444
7 DEEMANAB	1,10833	1,07153	1,10978
8 DEEMILAG	1,01264	1,00839	1,01126
9 DEEQUITO	1,02503	1,01773	1,01991
10 DEECNSUR	0,96427	0,97605	0,97478
11 DEEREGRS	0,99669	0,99766	1,00055
12 DEEELORO	1,05806	1,03855	1,05368
13 DEERIOPA	0,97472	0,98332	0,98017
14 DEESTAEI	1,01415	1,00940	1,01444
15 DEESTDNG	1,01535	1,01003	1,01100
16 DEEMELEC	1,01061	1,00713	1,00875
17 DEEMELGU	1,00014	0,99824	1,00076
18 DEEMELNO	1,04285	1,02885	1,03208

GENERADORES			
CENTRAL	Energia	Potencia	Jacobiano
1 GAGDYAN	0,92995	0,95369	0,94646
2 GECUAPOW	1,01536	1,01027	1,01131
3 GEEAMBAT	0,96804	0,97891	0,97380
4 GEECNSUR	0,96406	0,97572	0,97426
5 GEEELORO	1,05754	1,03816	1,05414
6 GEEESMER	1,05413	1,03601	1,04530
7 GEEEMANAB	1,10720	1,07089	1,10772
8 GEEEMELEC	1,01423	1,00955	1,01027
9 GEEEMELNO	1,04283	1,02880	1,03166
10 GEEQUITO	1,02550	1,00787	0,99538
11 GEEEREGR	1,00504	0,99843	1,00303
12 GEEERIOBA	0,96782	0,97870	0,97608
13 GEEESTAEI	1,03380	1,02236	1,03353
14 GEEICOITO	1,01112	1,00033	1,00158
15 GEECOUIL	1,01430	1,00959	1,01025
16 GGUANGIN	1,02669	1,01790	1,01973
17 GZLOCEV	1,01418	1,00953	1,01036
18 GINTERCO	1,04411	1,00958	1,00862
19 IHACION	1,05949	1,00886	1,01228
20 GEEHILAG	0,98230	0,98823	0,98689
21 GIPAUTE	0,93106	0,95401	0,95228
22 GPUCARA	0,96718	0,97720	0,96541
23 GSTAROSA	1,01300	1,00876	1,00971
24 GSTODMGO	1,01553	1,01039	1,01173
25 GTRINITA	1,01112	1,00739	1,00558
26 GVAPESME	1,05413	1,03601	1,04530
27 GPASCUAL	1,00047	1,00031	1,00158
28 GEECOTOP	0,99863	0,99927	0,99321
29 GEEBOLV	0,92996	0,95369	0,94647

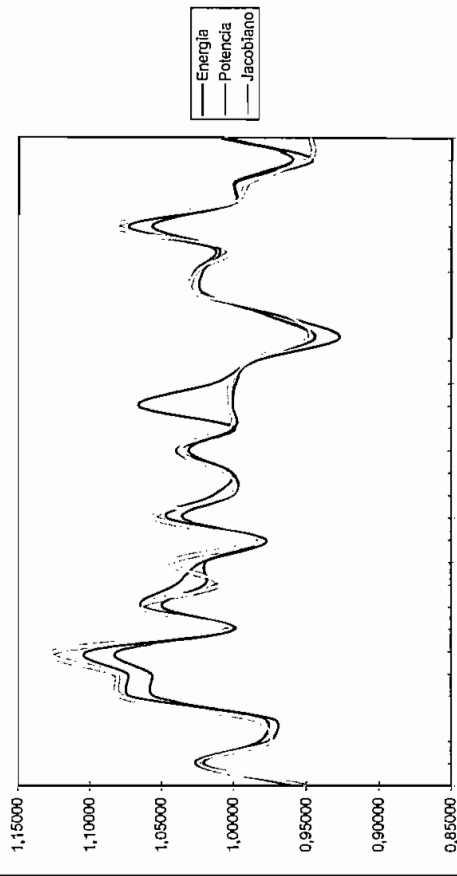
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DIA HABIL - JULIO
DISTRIBUIDORES - BANDA PICO



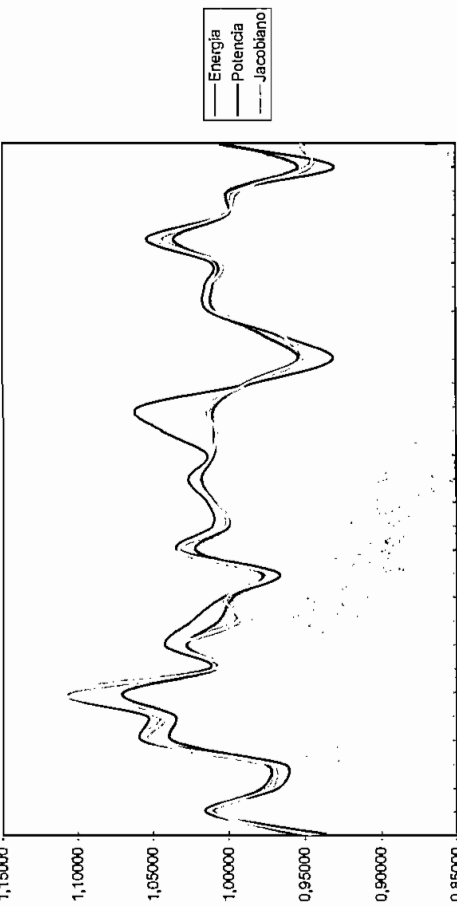
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DIA HABIL - JULIO
DISTRIBUIDORES - BANDA BASE



COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
FIN DE SEMANA - JULIO
GENERADORES - BANDA PICO



COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
FIN DE SEMANA - JULIO
GENERADORES - BANDA BASE



DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEMBAT	0,95642	0,97566	0,97149
2 DEEAZOGU	0,95929	0,97643	0,97548
3 DEEDOLV	0,96341	0,97970	0,97916
4 DEECOTOP	0,95452	0,97451	0,97073
5 DEEESMER	1,04505	1,03938	1,04487
6 DEELRIOS	1,00696	1,00137	1,00415
7 DEEMANAB	1,10150	1,06946	1,10925
8 DEEMILAG	1,01218	1,00869	1,00978
9 DEEQUITO	1,01002	1,01619	1,01611
10 DEECNSUR	0,95928	0,97650	0,97556
11 DEEREGSR	0,98639	0,99982	1,00209
12 DEEELORO	1,05529	1,04049	1,05061
13 DEERIOBA	0,96823	0,98366	0,98149
14 DEESTAEL	1,01528	1,00937	1,01306
15 DEESTDMG	1,00725	1,01214	1,01266
16 DEEMELEC	1,01104	1,00657	1,00645
17 DEEMELGU	1,00403	0,99902	1,00084
18 DEEMELNO	1,02998	1,03245	1,03373

DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEMBAT	0,95796	0,98056	0,97413
2 DEEAZOGU	0,94678	0,96903	0,96615
3 DEEBOLV	0,96118	0,98149	0,97881
4 DEECOTOP	0,95538	0,97892	0,97206
5 DEEESMER	1,05605	1,04582	1,06250
6 DEELRIOS	1,01040	1,00012	1,00619
7 DEEMANAB	1,11491	1,07769	1,12679
8 DEEMILAG	1,01637	1,00863	1,01311
9 DEEQUITO	1,02384	1,02646	1,03364
10 DEECNSUR	0,94669	0,96895	0,96606
11 DEEREGSR	0,97047	0,98882	0,99177
12 DEEELORO	1,06291	1,04014	1,06058
13 DEERIOBA	0,96931	0,98786	0,98457
14 DEESTAEL	1,01931	1,01049	1,01749
15 DEESTDMG	1,01616	1,01989	1,02482
16 DEEMELEC	1,02044	1,00959	1,01235
17 DEEMELGU	1,00835	1,00012	1,00442
18 DEEMELNO	1,04742	1,04402	1,05638

DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEMBAT	0,97072	0,99391	0,98770
2 DEEAZOGU	0,96743	0,97679	0,97813
3 DEEBOLV	0,97143	0,99040	0,98726
4 DEECOTOP	0,96768	0,99121	0,98463
5 DEEESMER	1,07664	1,07012	1,11638
6 DEELRIOS	1,01874	1,00441	1,01750
7 DEEMANAB	1,11022	1,09302	1,14710
8 DEEMILAG	1,02011	1,01181	1,02003
9 DEEQUITO	1,03250	1,04249	1,06175
10 DEECNSUR	0,96733	0,97678	0,97805
11 DEEREGSR	1,02229	1,01923	1,03828
12 DEEELORO	1,08764	1,05524	1,09231
13 DEERIOBA	0,97922	0,99919	0,99808
14 DEESTAEL	1,02123	1,01245	1,02282
15 DEESTDMG	1,02280	1,03319	1,04509
16 DEEMELEC	1,01532	1,00704	1,01299
17 DEEMELGU	1,00769	1,00208	1,01675
18 DEEMELNO	1,06501	1,07139	1,10387

DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEMBAT	0,95796	0,98056	0,97413
2 DEEAZOGU	0,94678	0,96903	0,96615
3 DEEBOLV	0,96118	0,98149	0,97881
4 DEECOTOP	0,95538	0,97892	0,97206
5 DEEESMER	1,05605	1,04582	1,06250
6 DEELRIOS	1,01040	1,00012	1,00619
7 DEEMANAB	1,11491	1,07769	1,12679
8 DEEMILAG	1,01637	1,00863	1,01311
9 DEEQUITO	1,02384	1,02646	1,03364
10 DEECNSUR	0,94669	0,96895	0,96606
11 DEEREGSR	0,97047	0,98882	0,99177
12 DEEELORO	1,06291	1,04014	1,06058
13 DEERIOBA	0,96931	0,98786	0,98457
14 DEESTAEL	1,01931	1,01049	1,01749
15 DEESTDMG	1,01616	1,01989	1,02482
16 DEEMELEC	1,02044	1,00959	1,01235
17 DEEMELGU	1,00835	1,00012	1,00442
18 DEEMELNO	1,04742	1,04402	1,05638

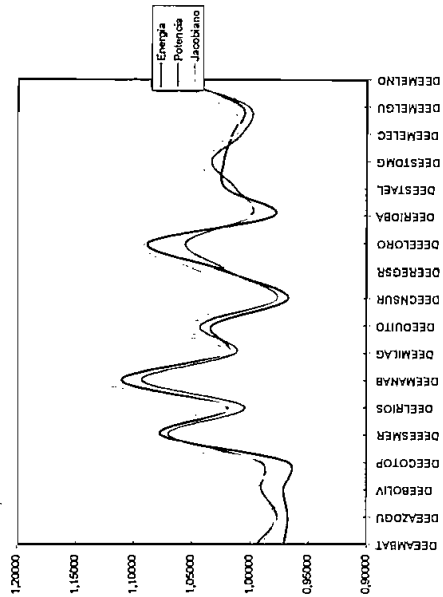
DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEMBAT	0,97072	0,99391	0,98770
2 DEEAZOGU	0,96743	0,97679	0,97813
3 DEEBOLV	0,97143	0,99040	0,98726
4 DEECOTOP	0,96768	0,99121	0,98463
5 DEEESMER	1,07664	1,07012	1,11638
6 DEELRIOS	1,01874	1,00441	1,01750
7 DEEMANAB	1,11022	1,09302	1,14710
8 DEEMILAG	1,02011	1,01181	1,02003
9 DEEQUITO	1,03250	1,04249	1,06175
10 DEECNSUR	0,96733	0,97678	0,97805
11 DEEREGSR	1,02229	1,01923	1,03828
12 DEEELORO	1,08764	1,05524	1,09231
13 DEERIOBA	0,97922	0,99919	0,99808
14 DEESTAEL	1,02123	1,01245	1,02282
15 DEESTDMG	1,02280	1,03319	1,04509
16 DEEMELEC	1,01532	1,00704	1,01299
17 DEEMELGU	1,00769	1,00208	1,01675
18 DEEMELNO	1,06501	1,07139	1,10387

GENERADORES			
CENTRAL	Energía	Potencia	Jacobiano
1 GAGOYAN	0,92712	0,95191	0,94764
2 GECUAPOW	1,00693	1,01154	1,01228
3 GEEAMBAT	0,95569	0,97470	0,97184
4 GEECNSUR	0,95942	0,97672	0,97599
5 GEEELORO	1,05480	1,03944	1,05011
6 GEEESMER	1,04276	1,03834	1,04329
7 GEEANAB	1,10087	1,06902	1,10600
8 GEEMELEC	1,01522	1,01229	1,00900
9 GEEELNO	1,02979	1,03237	1,03452
10 GEEQUITO	1,01435	1,00906	0,99097
11 GEEREGSR	0,98595	0,99927	1,00203
12 GEEERIOBA	0,96293	0,97955	0,97879
13 GEESTAEL	1,03684	1,02178	1,03095
14 GEELOITO	1,00937	1,00033	1,00073
15 GEELOUIL	1,01311	1,01277	1,01462
16 GEEUANGIN	1,01377	1,01918	1,01966
17 GEEZLOCEV	1,01521	1,01226	1,00899
18 GENTERCO	0,00000	1,01230	1,00755
19 HHACIOH	0,99384	1,00901	1,01229
20 GEEMLAG	0,99384	0,99966	0,98921
21 GEPANTE	0,94148	0,95926	0,95838
22 GEPUCARA	0,95751	0,97487	0,97052
23 GEAROSA	1,00425	1,01041	1,01080
24 GSTDINGO	1,00776	1,01165	1,01260
25 GTRINITA	1,00663	1,00004	1,00180
26 GVPAPESME	1,04276	1,03934	1,04329
27 GPFASCUAL	1,00288	1,03944	1,05011
28 GEECOTOP	0,97611	0,98935	0,98440
29 GEEBOLV	0,92711	0,95191	0,94764

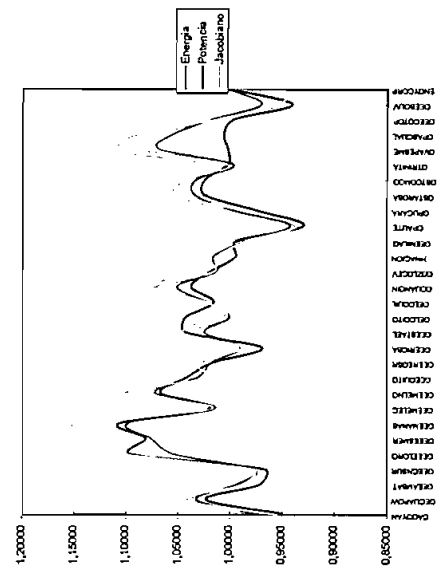
GENERADORES			
CENTRAL	Energía	Potencia	Jacobiano
1 GAGOYAN	0,92855	0,95767	0,94730
2 GECUAPOW	1,01622	1,01989	1,02482
3 GEEAMBAT	0,95800	0,98051	0,97418
4 GEECNSUR	0,94687	0,96908	0,96623
5 GEEELORO	1,05425	1,04010	1,06174
6 GEEESMER	1,05353	1,04581	1,06103
7 GEEANAB	1,11492	1,07765	1,12667
8 GEEMELEC	1,02685	1,01692	1,01635
9 GEEELNO	1,04728	1,04462	1,05647
10 GEEQUITO	1,03429	1,01682	1,00112
11 GEEREGSR	0,97036	0,98878	0,99171
12 GEEERIOBA	0,96042	0,98149	0,97807
13 GEESTAEL	1,03456	1,01879	1,03145
14 GEELOITO	1,01458	1,00040	1,00213
15 GEELOUIL	1,02089	1,01739	1,02314
16 GEEUANGIN	1,02939	1,03162	1,03968
17 GEEZLOCEV	1,02700	1,01623	1,01623
18 GENTERCO	0,00000	1,01692	1,01396
19 HHACIOH	0,99224	1,01635	1,01691
20 GEEMLAG	0,99224	0,98685	0,98483
21 GEPANTE	0,92606	0,95052	0,94371
22 GEPUCARA	0,96230	0,96288	0,97623
23 GEAROSA	1,01630	1,02038	1,02604
24 GSTDINGO	1,01769	1,02001	1,02562
25 GTRINITA	1,00995	0,99958	1,00320
26 GVPAPESME	1,05353	1,04581	1,06103
27 GPFASCUAL	1,00681	1,04010	1,06174
28 GEECOTOP	0,98487	0,99912	0,99395
29 GEEBOLV	0,92861	0,95767	0,94732

GENERADORES			
CENTRAL	Energía	Potencia	Jacobiano
1 GAGOYAN	0,94066	0,96992	0,95523
2 GECUAPOW	1,02268	1,03221	1,04344
3 GEEAMBAT	0,97115	0,99388	0,98775
4 GEECNSUR	0,96681	0,97686	0,97767
5 GEEELORO	1,09606	1,05470	1,10125
6 GEEESMER	1,08041	1,07604	1,13070
7 GEEANAB	1,10678	1,09825	1,15335
8 GEEMELEC	1,01967	1,01384	1,01647
9 GEEELNO	1,06655	1,07236	1,10468
10 GEEQUITO	1,04242	1,03184	1,02206
11 GEEREGSR	1,01676	1,01747	1,03418
12 GEEERIOBA	0,96904	0,98986	0,98847
13 GEESTAEL	1,04273	1,02475	1,04576
14 GEELOITO	1,04273	1,00043	1,00309
15 GEELOUIL	1,01550	1,02225	1,02375
16 GEEUANGIN	1,03742	1,05118	1,07466
17 GEEZLOCEV	1,01956	1,01329	1,01621
18 GENTERCO	0,00000	1,01275	1,01378
19 HHACIOH	0,99448	1,01609	1,01307
20 GEEMLAG	0,99448	0,98639	0,98455
21 GEPANTE	0,92955	0,94253	0,93593
22 GEPUCARA	0,97384	0,99759	0,98859
23 GEAROSA	1,02456	1,03443	1,05063
24 GSTDINGO	1,02456	1,03252	1,04611
25 GTRINITA	1,00229	0,99712	1,00290
26 GVPAPESME	1,00229	1,06982	1,10801
27 GPFASCUAL	1,00639	1,05486	1,09354
28 GEECOTOP	0,99602	1,01546	1,01049
29 GEEBOLV	0,94066	0,96991	0,95522

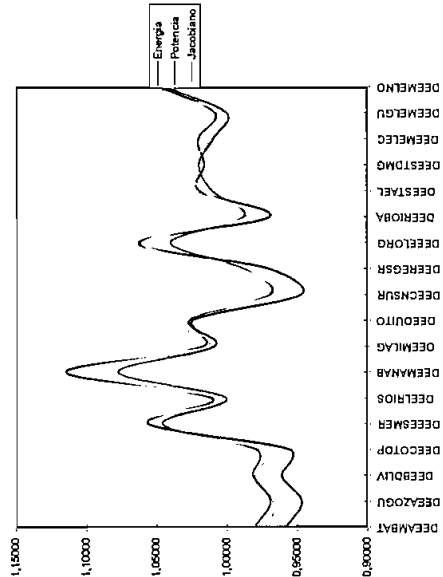
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DA MARIL-AGOSTO
DISTRIBUIDORES - BANDA PICO



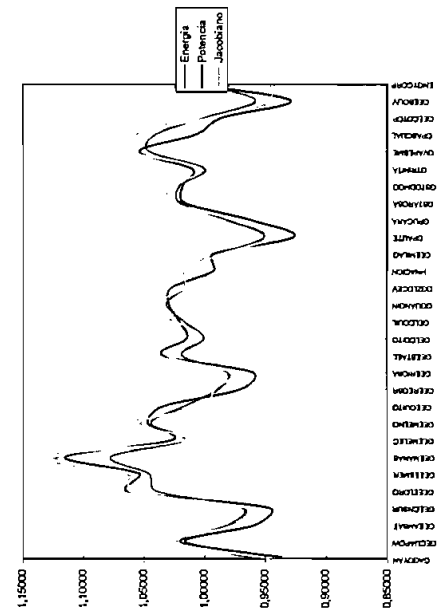
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DA MARIL-AGOSTO
GENERADORES - BANDA PICO



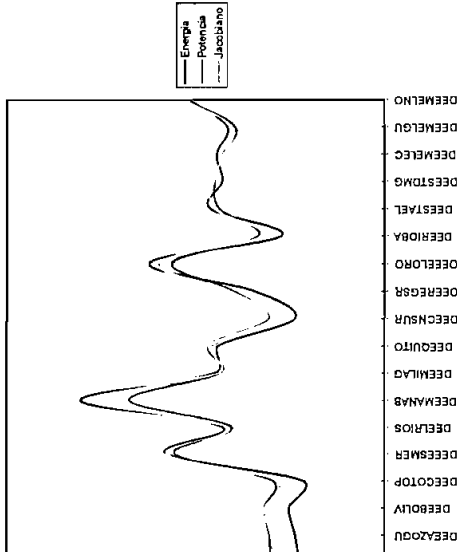
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DA MARIL-AGOSTO
DISTRIBUIDORES - BANDA MEDIA



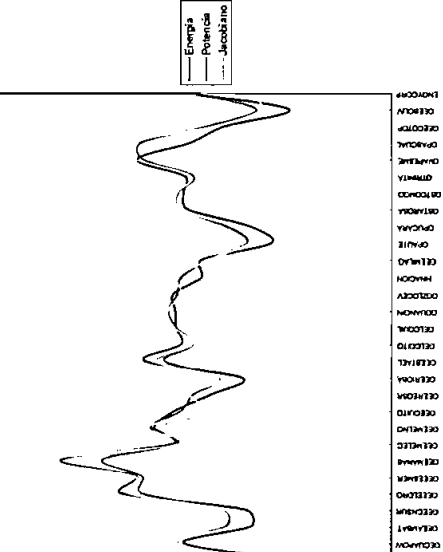
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DA MARIL-AGOSTO
GENERADORES - BANDA MEDIA



COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DA MARIL-AGOSTO
DISTRIBUIDORES - BANDA BASE



COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
DA MARIL-AGOSTO
GENERADORES - BANDA BASE



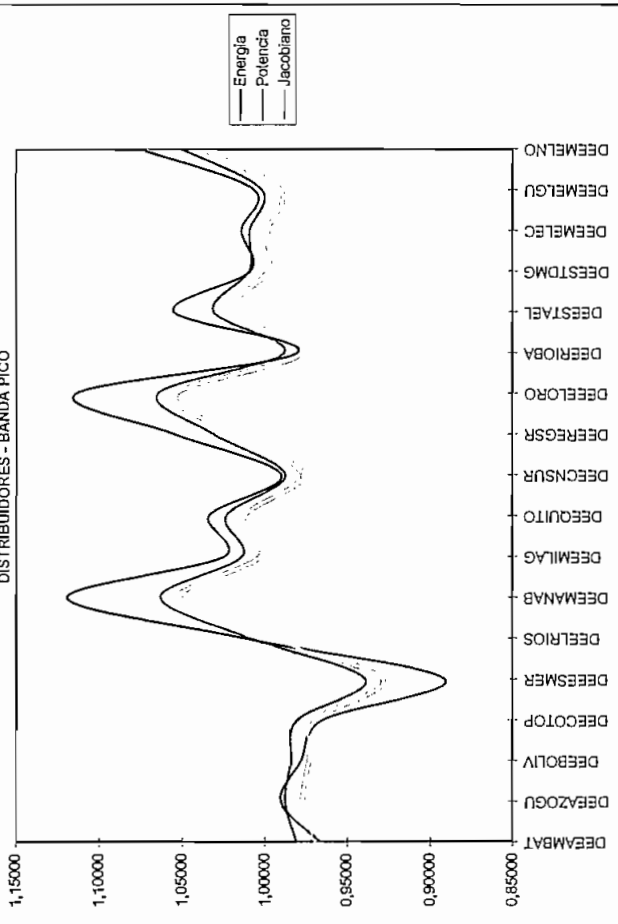
DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEAMBAT	0,96639	0,98086	0,97012
2 DEEAZOGU	0,99018	0,98765	0,97684
3 DEEBOLV	0,97787	0,98398	0,97308
4 DEECOTOP	0,96502	0,98031	0,96958
5 DEESMER	0,89123	0,93889	0,92889
6 DEELRIOS	1,01329	1,00944	0,99852
7 DEEMANAB	1,11882	1,06316	1,05167
8 DEEMILAG	1,02495	1,01425	1,00333
9 DEEQUITO	1,03403	1,02364	1,01243
10 DEECHSUR	0,99019	0,98769	0,97692
11 DEEREGSR	1,05552	1,03152	1,02030
12 DEEELORO	1,11376	1,06477	1,05333
13 DEERIOBA	0,98009	0,98837	0,97752
14 DEESTIAEL	1,05536	1,03147	1,02046
15 DEESTDAG	1,00901	1,00982	0,99889
16 DEEMELEC	1,01447	1,00939	0,99852
17 DEEMELGU	1,00711	1,00218	0,99133
18 DEEMELNO	1,07646	1,05095	1,03942

GENERADORES			
CENTRAL	Energía	Potencia	Jacobiano
1 GAGOTAN	0,93229	0,95878	0,94844
2 GECUAPOW	1,00848	1,00948	0,99859
3 GEEAMBAT	0,96518	0,97951	0,96973
4 GEECHSUR	0,99003	0,98775	0,97701
5 GEEELORO	1,11565	1,06369	1,05224
6 GEEESMER	0,88428	0,93750	0,92739
7 GEEEMANAB	1,12636	1,06236	1,04998
8 GEEEMELEC	1,01769	1,01643	1,00549
9 GEEEMELNO	1,07792	1,05284	1,04034
10 GEEQUITO	1,04638	1,01409	1,00319
11 GEEREGSR	1,05253	1,03041	1,01932
12 GEEERIOBA	0,97549	0,98406	0,97345
13 GEESTIAEL	1,06272	1,03549	1,02434
14 GEELCOTO	1,00541	1,00062	0,98984
15 GEECCUIL	1,00981	1,00868	0,99780
16 GEEUANGIN	1,04089	1,02929	1,01818
17 GEEZLOCEV	1,01767	1,01642	1,00547
18 GEEINTERCO	1,01594	1,01594	1,00499
19 GEEINACION	0,98962	0,99067	0,98000
20 GEEEMILAG	0,98962	0,99067	0,98000
21 GEEPAUTE	0,95017	0,95389	0,94336
22 GEEPUICARA	0,96045	0,97607	0,96489
23 GEESTAROSA	1,02285	1,01599	1,00503
24 GEESTODMGO	1,00595	1,01052	0,99962
25 GEETRINITA	0,99976	0,99362	0,98292
26 GEEVAPESME	0,88428	0,93750	0,92739
27 GEEASCUAL	1,00651	1,06369	1,05224
28 GEECOTOP	0,99267	0,99686	0,98581
29 GEEEBOLV	0,93229	0,95878	0,94844

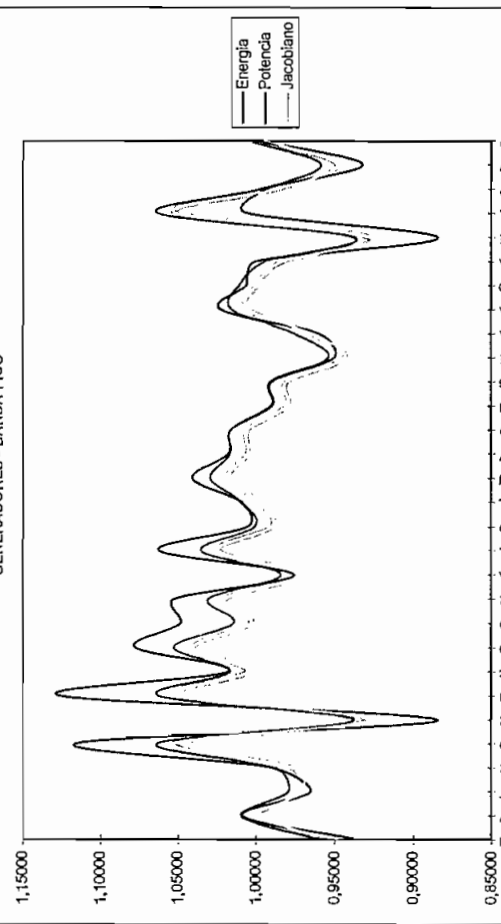
DISTRIBUIDORES			
EMPRESA	Energía	Potencia	Jacobiano
1 DEEAMBAT	0,97222	0,98298	0,97880
2 DEEAZOGU	0,98552	0,98826	0,98416
3 DEEBOLV	0,97815	0,98388	0,97979
4 DEECOTOP	0,96728	0,98020	0,97623
5 DEESMER	0,87034	0,92354	0,91952
6 DEELRIOS	1,00692	1,00586	1,00167
7 DEEMANAB	1,12871	1,06862	1,06396
8 DEEMILAG	1,01296	1,00901	1,00484
9 DEEQUITO	1,02053	1,01164	1,00706
10 DEECHSUR	0,98547	0,98826	0,98416
11 DEEREGSR	1,01551	1,01069	1,00650
12 DEEELORO	1,06150	1,05533	1,05061
13 DEERIOBA	0,98076	0,98633	0,98233
14 DEESTIAEL	1,03281	1,01931	1,01495
15 DEESTDAG	1,00364	1,00302	0,99858
16 DEEMELEC	1,00574	1,00528	1,00057
17 DEEMELGU	1,00183	0,99965	0,99523
18 DEEMELNO	1,04411	1,02724	1,02290

GENERADORES			
CENTRAL	Energía	Potencia	Jacobiano
1 GAGOTAN	0,93437	0,95753	0,95359
2 GECUAPOW	1,00365	1,00301	0,99859
3 GEEAMBAT	0,97394	0,98531	0,98150
4 GEECHSUR	0,98503	0,98784	0,98345
5 GEEELORO	1,06147	1,05505	1,05036
6 GEEESMER	0,86554	0,92351	0,91944
7 GEEEMANAB	1,12763	1,06890	1,06419
8 GEEEMELEC	1,00757	1,01008	1,00404
9 GEEEMELNO	1,04618	1,02848	1,02424
10 GEEQUITO	1,02905	1,00618	1,00160
11 GEEREGSR	1,01512	1,01030	1,00615
12 GEEERIOBA	0,97760	0,98393	0,97989
13 GEESTIAEL	1,03795	1,02144	1,01694
14 GEELCOTO	0,99654	1,00037	0,99625
15 GEECCUIL	1,01609	1,00995	1,00550
16 GEEUANGIN	1,02586	1,01581	1,01162
17 GEEZLOCEV	1,00765	1,01016	1,00573
18 GEEINTERCO	1,00992	1,00992	1,00577
19 GEEINACION	0,99190	0,99327	0,98919
20 GEEEMILAG	0,99190	0,99327	0,98919
21 GEEPAUTE	0,96340	0,96954	0,96538
22 GEEPUICARA	0,98303	0,98972	0,98565
23 GEESTAROSA	1,01301	1,00648	1,00204
24 GEESTODMGO	1,00063	1,00394	0,99951
25 GEETRINITA	0,99319	0,99049	0,98613
26 GEEVAPESME	0,86554	0,92351	0,91944
27 GEEASCUAL	1,00253	1,05505	1,05067
28 GEECOTOP	0,99929	0,99843	0,99416
29 GEEEBOLV	0,93437	0,95757	0,95361

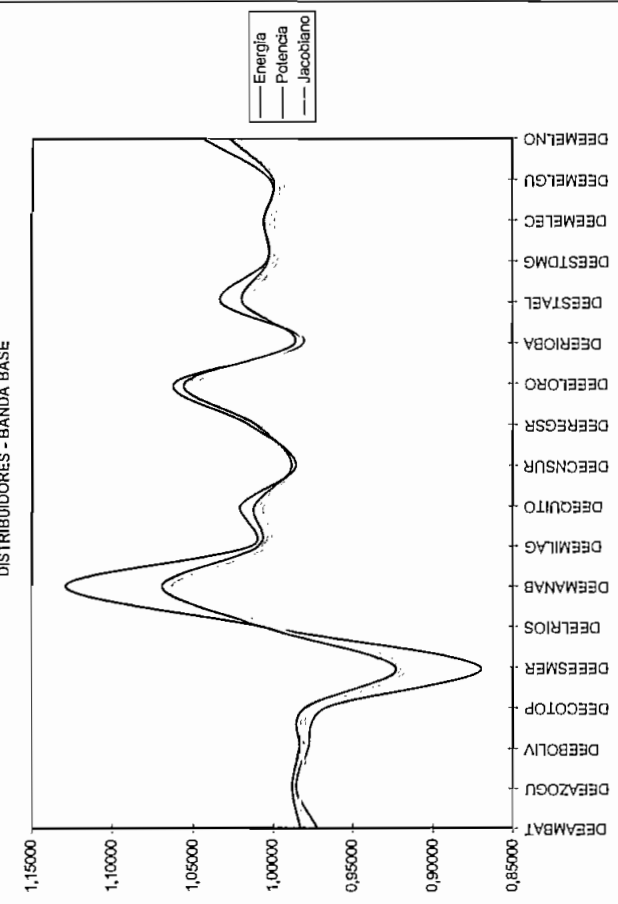
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
FIN DE SEMANA - SEPTIEMBRE
DISTRIBUIDORES - BANDA PICO



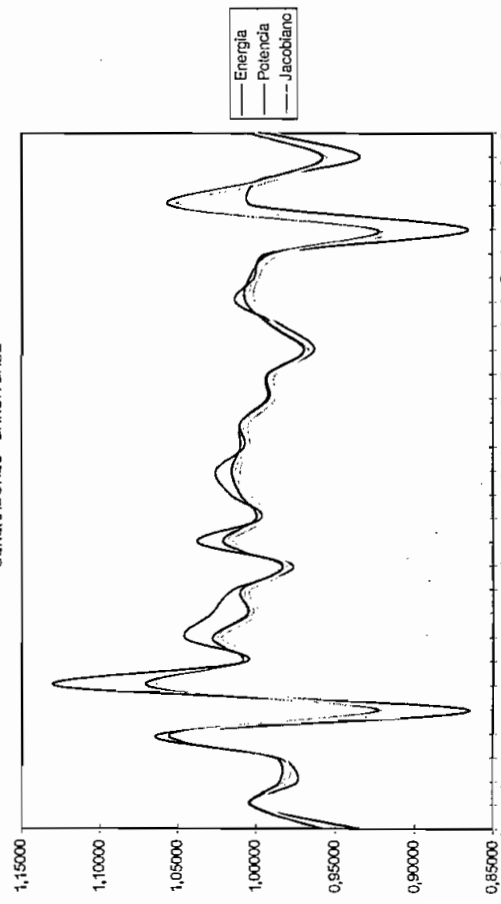
COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
FIN DE SEMANA - SEPTIEMBRE
GENERADORES - BANDA PICO



COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
FIN DE SEMANA - SEPTIEMBRE
DISTRIBUIDORES - BANDA BASE



COMPARACION DE METODOS DE FACTORES DE NODO
FIN DE SEMANA - SEPTIEMBRE
GENERADORES - BANDA BASE



Análisis Estacional de los Factores de Nodo

DÍA HABIL

BANDA BASE			
DISTRIBUIDORES EMPRESA	DISTRIBUIDORES		
	Lluviosa	Seca	
1 DEEAMBAT	0,97013	0,99574	
2 DEEAZOGU	0,95755	1,01708	
3 DEEDOLIV	0,96955	1,00022	
4 DEECOTOP	0,96473	0,99416	
5 DEEESMER	1,06061	0,87792	
6 DEELROS	0,99935	1,02074	
7 DEEMANAB	1,11220	1,10254	
8 DEEMILAG	1,01342	1,01463	
9 DEECUITO	1,03061	1,01342	
10 DEECHNSUR	0,95737	1,01712	
11 DEEREGSR	0,98949	1,03606	
12 DEEELORO	1,06355	1,07870	
13 DEERROBA	0,97697	0,99978	
14 DEESTAEL	1,01498	1,02418	
15 DEESTDMG	1,01967	1,00402	
16 DEEMELEC	1,00884	0,98299	
17 DEEMELGU	0,99905	1,00436	
18 DEEMELNO	1,04924	1,02398	

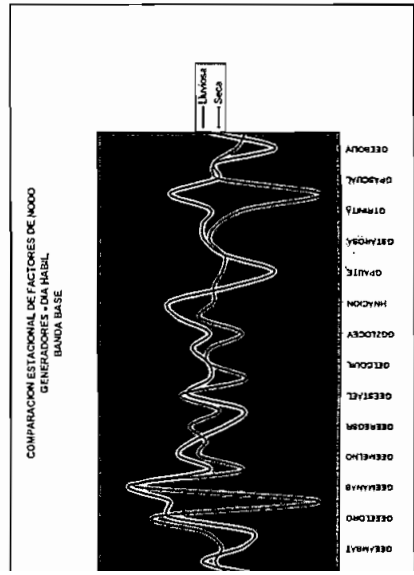
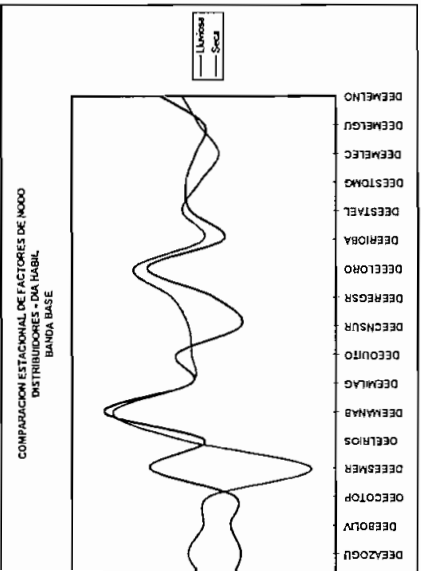
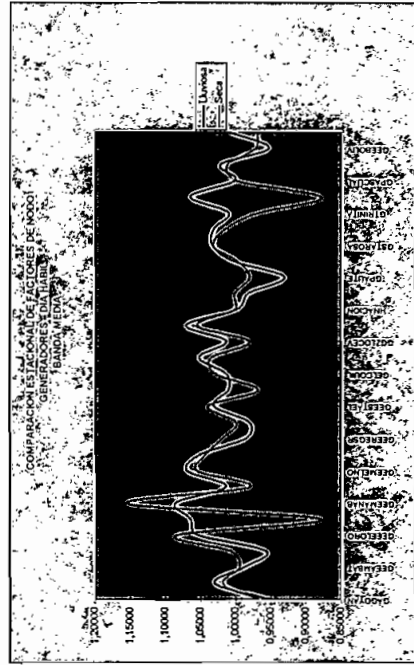
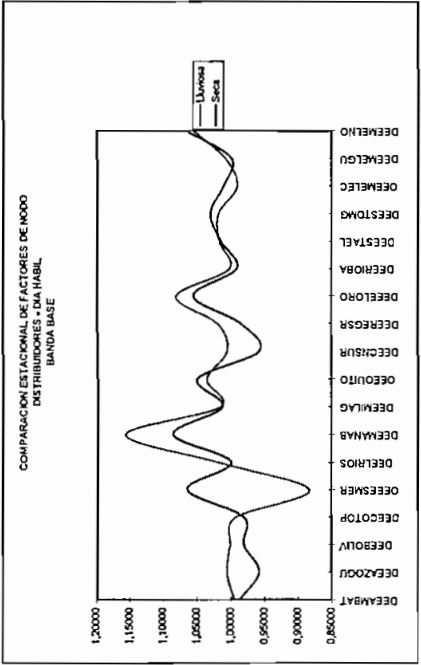
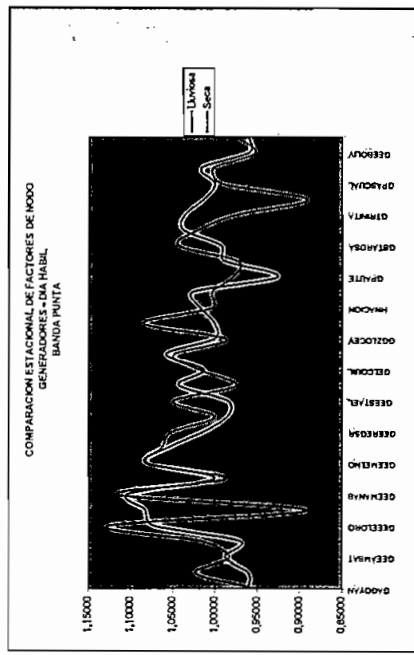
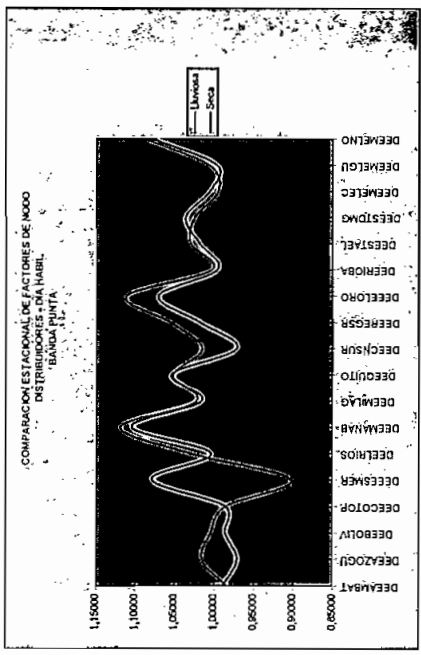
BANDA MEDIA			
DISTRIBUIDORES EMPRESA	DISTRIBUIDORES		
	Lluviosa	Seca	
1 DEEAMBAT	0,98674	0,99466	
2 DEEAZOGU	0,95782	1,00554	
3 DEEDOLIV	0,98068	1,00063	
4 DEECOTOP	0,98088	0,99337	
5 DEEESMER	1,06440	0,88272	
6 DEELROS	0,99914	1,01677	
7 DEEMANAB	1,08554	1,15564	
8 DEEMILAG	1,01184	1,01572	
9 DEECUITO	1,04940	1,03534	
10 DEECHNSUR	0,95781	1,00532	
11 DEEREGSR	0,98530	1,01953	
12 DEEELORO	1,05568	1,08149	
13 DEERROBA	0,99101	1,00268	
14 DEESTAEL	1,01498	1,01694	
15 DEESTDMG	1,03040	1,01837	
16 DEEMELEC	1,01015	0,99050	
17 DEEMELGU	0,99948	1,00784	
18 DEEMELNO	1,06844	1,05535	

BANDA PUNTA			
DISTRIBUIDORES EMPRESA	DISTRIBUIDORES		
	Lluviosa	Seca	
1 DEEAMBAT	0,98857	0,98290	
2 DEEAZOGU	0,97088	1,01507	
3 DEEDOLIV	0,98585	1,00445	
4 DEECOTOP	0,98585	0,98581	
5 DEEESMER	1,07856	0,90179	
6 DEELROS	1,00382	1,02803	
7 DEEMANAB	1,10408	1,11831	
8 DEEMILAG	1,01515	1,02237	
9 DEECUITO	1,05344	1,05141	
10 DEECHNSUR	0,97084	1,01466	
11 DEEREGSR	1,01805	1,05468	
12 DEEELORO	1,07007	1,11076	
13 DEERROBA	0,99562	1,00302	
14 DEESTAEL	1,01809	1,02971	
15 DEESTDMG	1,03581	1,02479	
16 DEEMELEC	1,00515	0,99469	
17 DEEMELGU	0,99719	1,00619	
18 DEEMELNO	1,07963	1,08721	

GENERADORES			
CENTRAL	GENERADORES		
	Lluviosa	Seca	
1 GAGOYAN	0,92949	0,97776	
2 GECUAPON	1,01936	1,00391	
3 GEEAMBAT	0,96990	0,99594	
4 GEECHNSUR	0,95753	1,01726	
5 GEEELORO	1,06264	1,07947	
6 GEEESMER	1,06014	0,87347	
7 GEEEMANAB	1,11136	1,10490	
8 GEEEMLEC	1,01138	0,97089	
9 GEEEMELNO	1,04979	1,02330	
10 GEECUITO	1,02942	1,01537	
11 GEEEREGSR	0,98946	1,03533	
12 GEEERROBA	0,96920	0,99950	
13 GEEESTAEL	1,03817	1,04689	
14 GEEELCORTO	1,01064	0,96604	
15 GEEELCOUNL	1,01154	1,01111	
16 GEEGUANGIN	1,03254	1,01013	
17 GEEGOZLOCEV	1,01139	0,97090	
18 GEEINTERCO	1,05071	1,02342	
19 GEEIHUACION	1,06049	1,00631	
20 GEEEMILAG	0,98213	1,00631	
21 GEEPAUTE	0,93121	0,99552	
22 GEEPIUCARA	0,99169	0,99272	
23 GEESTAROSA	1,01722	1,01145	
24 GEESTODMGO	1,01951	1,00159	
25 GEESTRINTA	1,01064	0,96721	
26 GEEVAPESME	1,06014	0,87347	
27 GEEPASCUAL	1,00040	1,00072	
28 GEEECOTOP	1,00407	1,00601	

GENERADORES			
CENTRAL	GENERADORES		
	Lluviosa	Seca	
1 GAGOYAN	0,95274	0,96557	
2 GECUAPON	1,03040	1,01839	
3 GEEAMBAT	0,98678	0,99446	
4 GEECHNSUR	0,95773	1,00557	
5 GEEELORO	1,05535	1,08396	
6 GEEESMER	1,06438	0,87695	
7 GEEEMANAB	1,08634	1,15458	
8 GEEEMLEC	1,01334	0,98039	
9 GEEEMELNO	1,06944	1,05462	
10 GEECUITO	1,05082	1,04364	
11 GEEEREGSR	0,98510	1,01921	
12 GEEERROBA	0,98087	0,99937	
13 GEEESTAEL	1,03148	1,03990	
14 GEEELCORTO	1,01005	0,96823	
15 GEEELCOUNL	1,01366	1,02826	
16 GEEGUANGIN	1,05265	1,03468	
17 GEEGOZLOCEV	1,01308	0,98053	
18 GEEINTERCO	1,07075	1,05533	
19 GEEIHUACION	0,99805	1,00195	
20 GEEEMILAG	0,98213	1,00195	
21 GEEPAUTE	0,93036	0,98032	
22 GEEPIUCARA	1,00336	0,99656	
23 GEESTAROSA	1,03350	1,03101	
24 GEESTODMGO	1,03054	1,01473	
25 GEESTRINTA	1,01005	0,96913	
26 GEEVAPESME	1,06438	0,87695	
27 GEEPASCUAL	1,00042	0,99903	
28 GEEECOTOP	1,02200	1,01266	

GENERADORES			
CENTRAL	GENERADORES		
	Lluviosa	Seca	
1 GAGOYAN	0,96076	0,94988	
2 GECUAPON	0,96076	1,02351	
3 GEEAMBAT	0,98848	0,98311	
4 GEECHNSUR	0,97049	1,01469	
5 GEEELORO	1,07330	1,12702	
6 GEEESMER	1,08288	0,89084	
7 GEEEMANAB	1,10325	1,11539	
8 GEEEMLEC	1,00045	0,98683	
9 GEEEMELNO	1,08042	1,08219	
10 GEECUITO	1,05492	1,06332	
11 GEEEREGSR	1,01429	1,05182	
12 GEEERROBA	0,96543	1,00016	
13 GEEESTAEL	0,98542	1,05027	
14 GEEELCORTO	1,04360	0,97531	
15 GEEELCOUNL	1,01336	1,01749	
16 GEEGUANGIN	1,05829	1,04958	
17 GEEGOZLOCEV	1,00105	0,98682	
18 GEEINTERCO	1,00115	1,08520	
19 GEEIHUACION	1,01819	1,00430	
20 GEEEMILAG	1,02668	1,00429	
21 GEEPAUTE	0,92620	0,97919	
22 GEEPIUCARA	0,98944	0,97314	
23 GEESTAROSA	0,99322	1,04393	
24 GEESTODMGO	1,03825	1,02058	
25 GEESTRINTA	1,03576	0,97517	
26 GEEVAPESME	1,01336	0,89084	
27 GEEPASCUAL	1,00060	0,99195	
28 GEEECOTOP	1,01638	1,00324	



ESTACIONAL 2

COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
Método Flujos de Carga AC (Datos de Energía)

SABADO

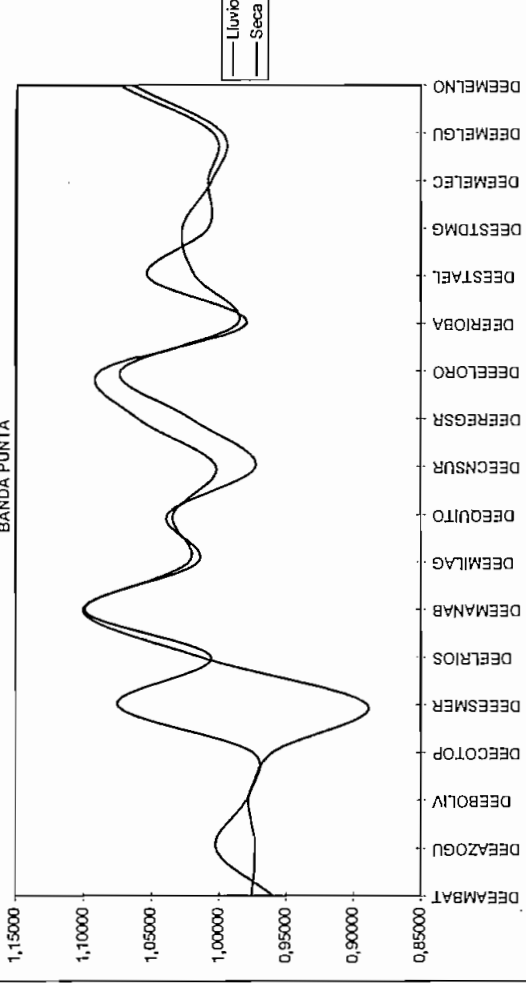
BANDA BASE			
DISTRIBUIDORES			
	EMPRESA	Lluviosa	Seca
1	DEEAMBAT	0,96827	0,96558
2	DEEAZOGU	0,96432	1,00134
3	DEEBOLIV	0,96760	0,97669
4	DEECOTOP	0,96346	0,96273
5	DEEESMER	1,05455	0,86370
6	DEELRIOS	1,00000	1,01013
7	DEEMANAB	1,10833	1,11378
8	DEEMILAG	1,01264	1,01682
9	DEEQUITO	1,02503	1,00223
10	DEECNSUR	0,96427	1,00124
11	DEEREGSR	0,99669	1,02915
12	DEEELORO	1,05806	1,07059
13	DEERIOBA	0,97472	0,97606
14	DEESTAEL	1,01415	1,03597
15	DEESTDMG	1,01535	0,99264
16	DEEMELEC	1,01061	0,99692
17	DEEMELGU	1,00014	1,00328
18	DEEMELNO	1,04285	1,01547

BANDA PUNTA			
DISTRIBUIDORES			
	EMPRESA	Lluviosa	Seca
1	DEEAMBAT	0,97575	0,95854
2	DEEAZOGU	0,97263	1,00194
3	DEEBOLIV	0,97811	0,97964
4	DEECOTOP	0,97475	0,95995
5	DEEESMER	1,07506	0,88948
6	DEELRIOS	1,00566	1,01206
7	DEEMANAB	1,09931	1,10038
8	DEEMILAG	1,01553	1,02296
9	DEEQUITO	1,03831	1,03422
10	DEECNSUR	0,97270	1,00207
11	DEEREGSR	1,02116	1,06012
12	DEEELORO	1,07299	1,08812
13	DEERIOBA	0,98597	0,97948
14	DEESTAEL	1,01791	1,05298
15	DEESTDMG	1,02704	1,00801
16	DEEMELEC	1,00538	1,00809
17	DEEMELGU	0,99765	1,00454
18	DEEMELNO	1,06446	1,07433

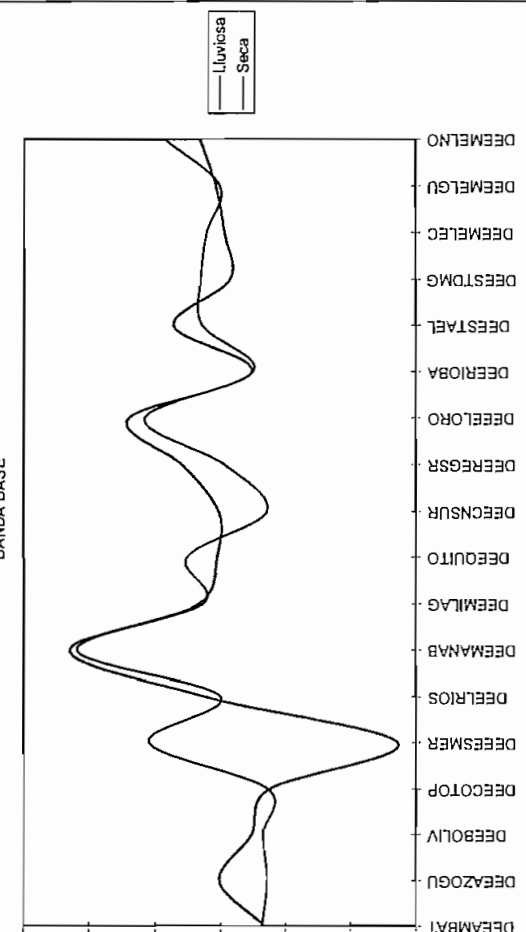
GENERADORES			
	CENTRAL	Lluviosa	Seca
1	GAGOYAN	0,92995	0,93147
2	GECUPOW	1,01536	0,99283
3	GEEAMBAT	0,96804	0,96587
4	GEECNSUR	0,96406	1,00093
5	GEEELORO	1,05754	1,07085
6	GEEESMER	1,05413	0,85891
7	GEEMANAB	1,10720	1,11377
8	GEEMELEC	1,01423	0,98979
9	GEEMELNO	1,04283	1,01527
10	GEEQUITO	1,02550	1,00588
11	GEEREGSR	1,00504	1,02853
12	GEERIOBA	0,96782	0,97638
13	GEESTAEL	1,03380	1,04224
14	GELCQITO	1,01112	0,98777
15	GELCQUIL	1,01430	1,01040
16	GGUANGIN	1,02669	1,00433
17	GGZLOCEV	1,01418	0,98974
18	GINTERCO	1,04411	1,01589
19	HNACION	1,05949	0,99649
20	GEEMILAG	0,98230	0,99649
21	GPAUTE	0,93106	0,97456
22	GPUCARA	0,96718	0,94310
23	GSTAROSA	1,01300	0,99804
24	GSTODMGO	1,01553	0,99032
25	GTRINITA	1,01112	0,98553
26	GVAPESME	1,05413	0,85891
27	GPASCUAL	1,00047	1,00227
28	GEECOTOP	0,99863	0,98383

GENERADORES			
	CENTRAL	Lluviosa	Seca
1	GAGOYAN	0,94634	0,92388
2	GECUPOW	1,02611	1,00552
3	GEEAMBAT	0,97531	0,95791
4	GEECNSUR	0,97256	1,00173
5	GEEELORO	1,07155	1,08767
6	GEEESMER	1,07326	0,87823
7	GEEMANAB	1,10170	1,10051
8	GEEMELEC	0,99910	1,00558
9	GEEMELNO	1,06352	1,06642
10	GEEQUITO	1,03986	1,04488
11	GEEREGSR	1,02139	1,05604
12	GEERIOBA	0,97737	0,97554
13	GEESTAEL	1,04637	1,05943
14	GELCQITO	1,01399	0,99939
15	GELCQUIL	1,00136	1,00777
16	GGUANGIN	1,03967	1,03527
17	GGZLOCEV	0,99916	1,00552
18	GINTERCO	1,06629	1,06924
19	HNACION	1,01279	0,99190
20	GEEMILAG	0,98395	0,99190
21	GPAUTE	0,92737	0,95690
22	GPUCARA	0,96718	0,95163
23	GSTAROSA	1,02661	1,02132
24	GSTODMGO	1,02654	1,00286
25	GTRINITA	1,01399	0,99507
26	GVAPESME	1,07326	0,87823
27	GPASCUAL	1,00051	1,00548
28	GEECOTOP	0,99821	0,98012

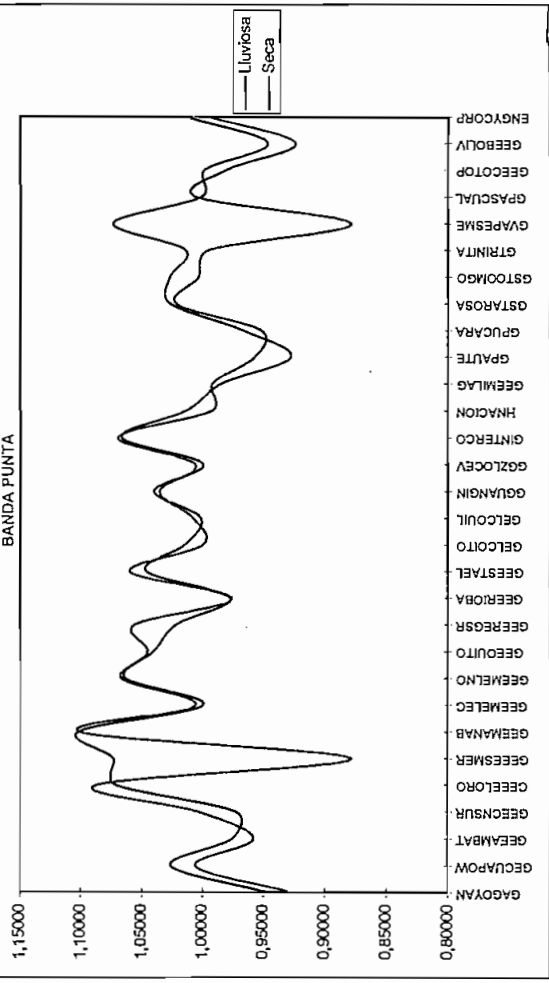
COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO DISTRIBUIDORES - SABADO BANDA PUNTA



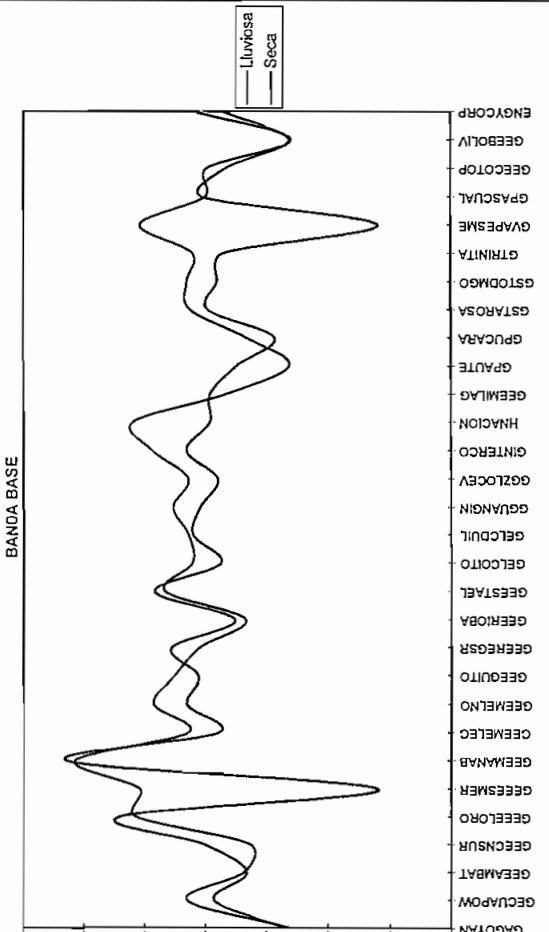
COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO DISTRIBUIDORES - SABADO BANDA BASE



COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO GENERADORES - SABADO BANDA PUNTA



COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO GENERADORES - SABADO BANDA BASE



COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO POR BANDAS HORARIAS
Método Flujos de Carga AC (Datos de Energía)

DOMINGO

BANDA BASE

DISTRIBUIDORES			
	EMPRESA	Lluviosa	Seca
1	DEEAMBAT	0,96282	1,00000
2	DEEAZOGU	0,96559	1,01035
3	DEEBOLIV	0,96510	0,99974
4	DEECOTOP	0,95803	0,99742
5	DEESMER	1,04841	0,87512
6	DEELRIOS	1,00111	1,01880
7	DEEMANAB	1,11052	1,16058
8	DEEMILAG	1,01266	1,01714
9	DEEQUITO	1,02004	1,02661
10	DEECNSUR	0,96558	1,01011
11	DEEREGSR	0,99686	1,04548
12	DEEELORO	1,05887	1,08772
13	DEERIOBA	0,97075	1,00235
14	DEESTAEL	1,01400	1,02365
15	DEESTDMG	1,01192	1,01261
16	DEEMELEC	1,00818	0,98779
17	DEEMELGU	1,00570	1,00775
18	DEEMELNO	1,03687	1,04252

BANDA PUNTA

DISTRIBUIDORES			
	EMPRESA	Lluviosa	Seca
1	DEEAMBAT	0,97447	0,99756
2	DEEAZOGU	0,97409	1,02866
3	DEEBOLIV	0,97778	1,01013
4	DEECOTOP	0,97347	0,99817
5	DEESMER	1,06889	0,90698
6	DEELRIOS	1,00539	1,03259
7	DEEMANAB	1,10138	1,11415
8	DEEMILAG	1,01567	1,02650
9	DEEQUITO	1,03462	1,05522
10	DEECNSUR	0,97412	1,02848
11	DEEREGSR	1,02485	1,09572
12	DEEELORO	1,07336	1,13685
13	DEERIOBA	0,98484	1,01037
14	DEESTAEL	1,01660	1,03450
15	DEESTDMG	1,02470	1,02752
16	DEEMELEC	1,00289	0,98718
17	DEEMELGU	0,99616	1,00706
18	DEEMELNO	1,05823	1,08946

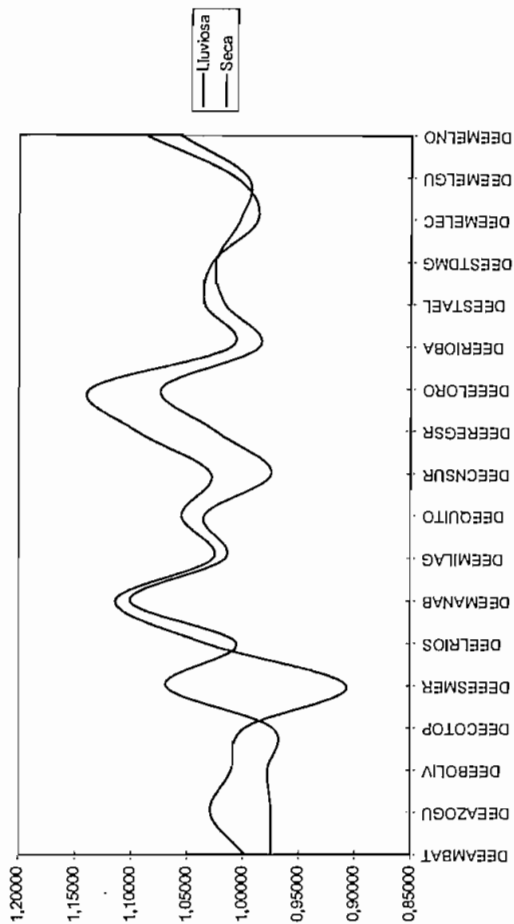
GENERADORES

	CENTRAL	Lluviosa	Seca
1	GAGOYAN	0,92090	0,98230
2	GECUAPOW	1,01186	1,01289
3	GEEAMBAT	0,96242	1,00234
4	GEECNSUR	0,96557	1,00876
5	GEEELORO	1,05838	1,09082
6	GEEESMER	1,04707	0,86935
7	GEEMANAB	1,10947	1,16165
8	GEEMELEC	1,01009	0,97504
9	GEEMELNO	1,03740	1,04169
10	GEEQUITO	1,01928	1,03280
11	GEEREGSR	0,99674	1,04431
12	GEERIOBA	0,96531	0,99878
13	GEESTAEL	1,03435	1,04781
14	GELCQITO	1,01096	0,97247
15	GELCQUIL	1,01014	1,02492
16	GGUANGIN	1,02120	1,02310
17	GGZLOCEV	1,01011	0,97520
18	GINTERCO	1,03839	1,04226
19	HNACION	1,05336	1,00211
20	GEEMILAG	0,98328	1,00211
21	GPAUTE	0,93543	0,97833
22	GPUCARA	0,96390	1,00584
23	GSTAROSA	1,00874	1,02272
24	GSTODMGO	1,01191	1,00954
25	GTRINITA	1,01096	0,97153
26	GVAPESME	1,04707	0,86935
27	GPASCUAL	1,00038	1,00236
28	GEECOTOP	0,99193	1,01546
29	DEEBOLIV	0,96510	0,99974

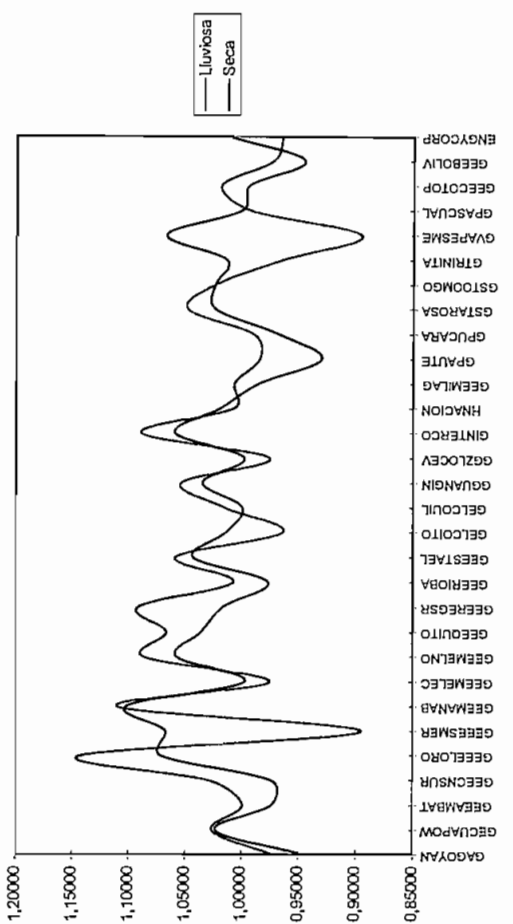
GENERADORES

	CENTRAL	Lluviosa	Seca
1	GAGOYAN	0,94476	0,97182
2	GECUAPOW	1,02322	1,02628
3	GEEAMBAT	0,97357	0,99907
4	GEECNSUR	0,97391	1,02784
5	GEEELORO	1,07139	1,14353
6	GEEESMER	1,06693	0,89487
7	GEEMANAB	1,10178	1,10978
8	GEEMELEC	0,99696	0,97486
9	GEEMELNO	1,05747	1,08660
10	GEEQUITO	1,03546	1,06605
11	GEEREGSR	1,01605	1,09136
12	GEERIOBA	0,97642	1,00687
13	GEESTAEL	1,04290	1,05844
14	GELCQITO	1,01341	0,96359
15	GELCQUIL	0,99946	1,01551
16	GGUANGIN	1,03449	1,05358
17	GGZLOCEV	0,99762	0,97492
18	GINTERCO	1,05897	1,08922
19	HNACION	1,01822	1,00677
20	GEEMILAG	0,98433	1,00677
21	GPAUTE	0,93003	0,98400
22	GPUCARA	0,96775	0,98942
23	GSTAROSA	1,02306	1,04751
24	GSTODMGO	1,02353	1,02323
25	GTRINITA	1,01340	0,96419
26	GVAPESME	1,06693	0,89487
27	GPASCUAL	1,00048	0,99239
28	GEECOTOP	0,99367	1,01833
29	DEEBOLIV	0,97447	0,99756

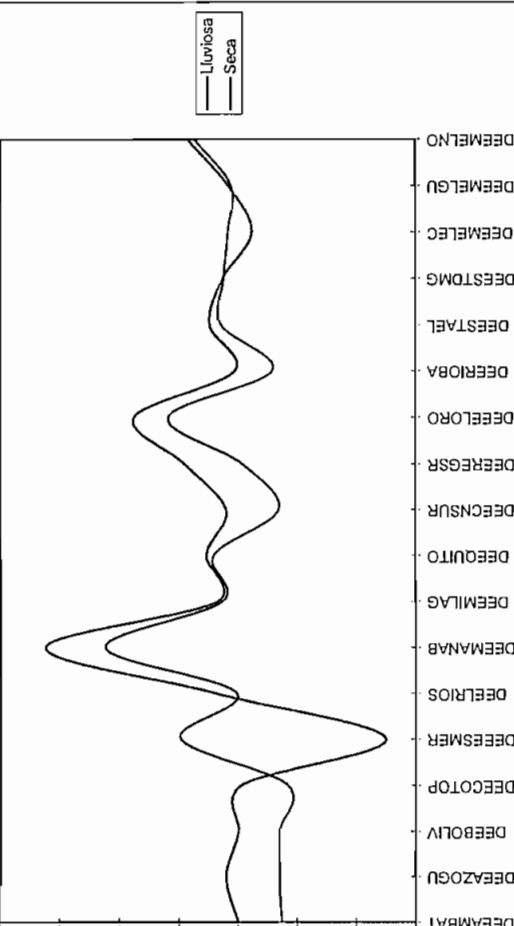
COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO
DISTRIBUIDORES - DOMINGO
BANDA PUNTA



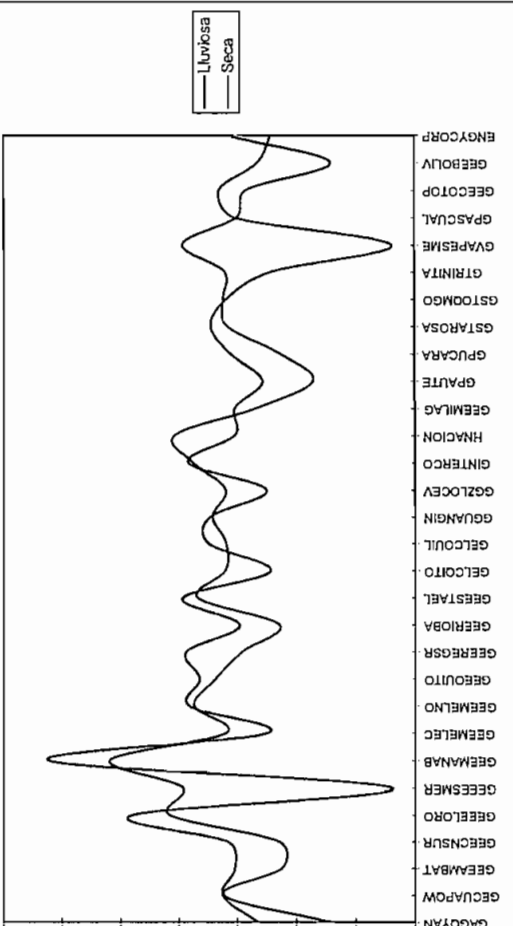
COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO
GENERADORES - DOMINGO
BANDA PUNTA



COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO
DISTRIBUIDORES - DOMINGO
BANDA BASE



COMPARACION ESTACIONAL DE FACTORES DE NODO
GENERADORES - DOMINGO
BANDA BASE



Factores de Nodo

TIPO

FACTORES DE NODO TIPO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

DISTRIBUIDORES

EMPRESA	PUNTO	DIA HABIL						FIN DE SEMANA			
		BANDA BASE		BANDA MEDIA		BANDA PICO		BANDA BASE		BANDA PICO	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA
DEEAMBAT	D090AMB1	0,96282	0,99585	0,97233	0,99460	0,97887	0,98309	0,96001	0,96573	0,96698	0,95792
	D090TOTO	0,96282	0,99585	0,97233	0,99460	0,97887	0,98309	0,96001	0,96573	0,96698	0,95792
DEEAZOGU	D005A922	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,00223
	D005A923	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,00223
	D005GPAN	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,00223
	D005DESC	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,00223
DEEBOLIV	D087BOLI	0,96619	1,00002	0,97102	1,00040	0,97778	1,00383	0,96478	0,97675	0,97117	0,97835
DEECOTOP	D083LATA	0,95924	0,99409	0,96812	0,99345	0,97594	0,98600	0,95731	0,96276	0,96668	0,95924
DEESMER	D054ESME	1,05221	0,87801	1,06023	0,88250	1,07715	0,90013	1,05837	0,86386	1,08067	0,88734
DEELRIOS	D020LSRS	1,00312	1,02039	1,00476	1,01676	1,01086	1,02729	1,00113	1,01003	1,00586	1,01189
DEEMANAB	D048MNBI	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,09936
DEEMILAG	D017MILA	1,01268	1,01423	1,01411	1,01563	1,01754	1,02162	1,01326	1,01657	1,01839	1,02222
DEEQUITO	D070VIC1	1,02315	1,01318	1,04101	1,03785	1,04665	1,05263	1,02883	1,00432	1,04423	1,03526
	D070VIC2	1,02315	1,01318	1,04101	1,03785	1,04665	1,05263	1,02883	1,00432	1,04423	1,03526
	D059TR46	1,01549	1,01318	1,03144	1,03785	1,03801	1,05263	1,02199	1,00432	1,03770	1,03526
	D058PAPA	1,00784	1,01145	1,02235	1,03101	1,02772	1,04393	1,01123	0,99804	1,02661	1,02132
	D058SELV	1,01839	1,01145	1,03448	1,03101	1,04012	1,04393	1,02132	0,99804	1,03553	1,02132
	D060MOVL	1,01186	1,01452	1,02748	1,03626	1,03375	1,05465	1,01448	1,00124	1,02900	1,03329
	D072GUAN	1,02316	1,01013	1,04102	1,03468	1,04602	1,04962	1,02864	1,00433	1,04424	1,03527
DEECNSUR	D005CUEN	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,00223
DEEREGSR	D015LOJA	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
DEEELORO	D022MACH	1,05847	1,07645	1,05907	1,08056	1,07809	1,10864	1,06088	1,06940	1,08541	1,08488
	D022ZHUM	1,05847	1,07645	1,05907	1,08056	1,07809	1,10864	1,06088	1,06940	1,08541	1,08488
	D022BALA	1,05847	1,07645	1,05907	1,08056	1,07809	1,10864	1,06088	1,06940	1,08541	1,08488
	D022ESPE	1,05847	1,07645	1,05907	1,08056	1,07809	1,10864	1,06088	1,06940	1,08541	1,08488
DEERIOBA	D087RIOT	0,97227	0,99963	0,98014	1,00267	0,98673	1,00254	0,97130	0,97599	0,97992	0,97804
DEESTAEI	D028PASC	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,05943
	D042ELEN	1,00680	1,04689	1,01047	1,03990	1,01097	1,05027	1,00798	1,04224	1,01000	1,05943
	D028MORR	1,03751	0,95815	1,03302	0,95877	1,04316	0,96612	1,03488	1,01399	1,05277	1,02279
	D028EWER	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,05943
	D028REWE	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,05943
DEESTDMG	D051STDG	1,01314	1,00391	1,02331	1,01839	1,02905	1,02351	1,01679	0,99283	1,02889	1,00552
DEEMELEC	D031BARRA	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,00553
	D032BRRB	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,00553
	D027VERG	1,00164	1,00121	1,00362	1,00144	1,00346	1,00122	1,00050	1,00227	1,00070	1,00548
	D017CERV	1,00164	1,00121	1,00362	1,00144	1,00346	1,00122	1,00050	1,00227	1,00070	1,00548
	D043POLI	1,00766	1,01110	1,01317	1,01671	1,01397	1,02211	1,00798	1,01145	1,01000	1,01827
	D043TRGU	1,01000	0,96605	1,01231	0,96824	1,01017	0,97532	1,00624	0,98777	1,00569	0,99939
	D043TRPR	1,01000	0,96605	1,01231	0,96824	1,01017	0,97532	1,00624	0,98777	1,00569	0,99939
	D043ELQU	1,01000	0,96604	1,01231	0,96823	1,01017	0,97531	1,00624	0,98777	1,00569	0,99939
	D043CEPO	1,01000	0,96604	1,01231	0,96823	1,01017	0,97531	1,00624	0,98777	1,00569	0,99939
DEEMELGU	D027DAUL	1,00164	1,00121	1,00362	1,00144	1,00346	1,00122	1,00050	1,00227	1,00070	1,00548
	D027VGUA	1,00164	1,00121	1,00362	1,00144	1,00346	1,00122	1,00050	1,00227	1,00070	1,00548
	D027QEV1	1,01337	1,01130	1,02025	1,02874	1,01041	1,01747	1,01840	1,01072	1,01686	1,00869
	D027EPAG	1,00164	1,00121	1,00362	1,00144	1,00346	1,00122	1,00050	1,00227	1,00070	1,00548
	D017EMIL	0,98798	1,00631	0,98719	1,00195	0,98908	1,00430	0,98204	0,99649	0,98092	0,99190
	D027QEV2	1,01337	1,01130	1,02025	1,02874	1,01041	1,01747	1,01840	1,01072	1,01686	1,00869
DEEMELNO	D092TULC	1,04069	1,02342	1,05933	1,05533	1,07527	1,08520	1,04979	1,01589	1,07683	1,06924
	D079IB34	1,03912	1,02351	1,05813	1,05626	1,07027	1,08227	1,04665	1,01501	1,06991	1,06443
	D077IB69	1,03837	1,02298	1,05677	1,05384	1,06883	1,07832	1,04665	1,01445	1,06991	1,06048
DEECOTOP	D075LATA	0,99008	1,00609	1,00356	1,01230	1,00633	1,00154	0,98690	0,98398	0,99016	0,97959
DEEMELGU	D130CDGE	1,00111	0,99908	1,00239	0,99942	1,00214	1,00005	1,00054	1,00089	1,00073	1,00298

GENERADORES

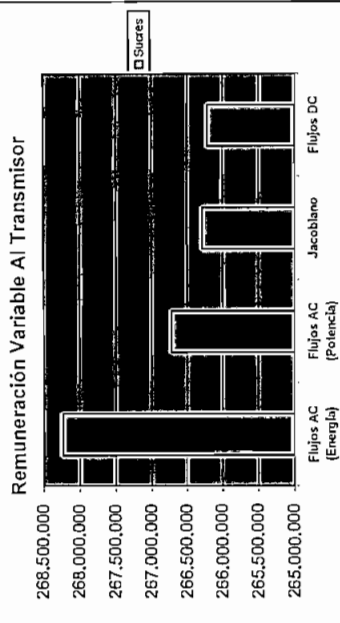
CENTRAL	UNIDAD	DIA HABIL						FIN DE SEMANA			
		BANDA BASE		BANDA MEDIA		BANDA PICO		BANDA BASE		BANDA PICO	
		LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA	LLUVIOSA	SECA
GAGOYAN	G088AGO1	0,92830	0,97817	0,94067	0,97201	0,95071	0,95362	0,92090	0,93147	0,93458	0,9238
	G988AGO2	0,92830	0,97817	0,94067	0,97201	0,95071	0,95362	0,92090	0,93147	0,93458	0,9238
GECUAPOW	G628EPWE	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,0594
	G049EPW1	1,01314	1,00391	1,02331	1,01839	1,02905	1,02351	1,01679	0,99283	1,02889	1,0055
	G049EPW2	1,01314	1,00391	1,02331	1,01839	1,02905	1,02351	1,01679	0,99283	1,02889	1,0055
GEEAMBAT	G082ALL1	0,96257	0,99550	0,97191	0,99378	0,97839	0,98127	0,96001	0,96521	0,96698	0,9563
	G082ALL2	0,96257	0,99550	0,97191	0,99378	0,97839	0,98127	0,96001	0,96521	0,96698	0,9563
	G090ABA1	0,96282	0,99585	0,97233	0,99460	0,97887	0,98309	0,96001	0,96573	0,96698	0,9579
	G090ABA2	0,96282	0,99585	0,97233	0,99460	0,97887	0,98309	0,96001	0,96573	0,96698	0,9579
	G090APEN	0,96282	0,99585	0,97233	0,99460	0,97887	0,98309	0,96001	0,96573	0,96698	0,9579
GEECSUR	G005CUD1	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,0022
	G005CUD2	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,0022
	G005CUD3	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,0022
	G005CUD4	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,0022
	G004CUSA	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,0022
	G004CUSY	0,95860	1,01697	0,95230	1,00558	0,96807	1,01473	0,96155	1,00126	0,96622	1,0022
GEEELORO	G022ORC1	1,05872	1,07947	1,05980	1,08396	1,07952	1,11496	1,06088	1,07085	1,08541	1,0876
	G022ORC2	1,05872	1,07947	1,05980	1,08396	1,07952	1,11496	1,06088	1,07085	1,08541	1,0876
	G022ORC3	1,05872	1,07947	1,05980	1,08396	1,07952	1,11496	1,06088	1,07085	1,08541	1,0876
	G022ORM1	1,05872	1,07947	1,05980	1,08396	1,07952	1,11496	1,06088	1,07085	1,08541	1,0876
	G022ORM2	1,05872	1,07947	1,05980	1,08396	1,07952	1,11496	1,06088	1,07085	1,08541	1,0876
	G022ORM3	1,05872	1,07947	1,05980	1,08396	1,07952	1,11496	1,06088	1,07085	1,08541	1,0876
GEEESMER	G052ESP1	1,05145	0,87347	1,05895	0,87695	1,07552	0,89084	1,05837	0,85891	1,08067	0,8782
	G052ESP2	1,05145	0,87347	1,05895	0,87695	1,07552	0,89084	1,05837	0,85891	1,08067	0,8782
	G052ESP3	1,05145	0,87347	1,05895	0,87695	1,07552	0,89084	1,05837	0,85891	1,08067	0,8782
	G052ESP4	1,05145	0,87347	1,05895	0,87695	1,07552	0,89084	1,05837	0,85891	1,08067	0,8782
GEEANAB	G047MBM1	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MBM2	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MBM3	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MBM4	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MBM5	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MBM6	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MBM7	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MBM8	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MBM9	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MM10	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MM11	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MM12	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
	G047MM13	1,10611	1,10490	1,10013	1,15458	1,10899	1,11656	1,11606	1,11377	1,12052	1,0993
GEEMELEC	G031GAT1	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,0055
	G031GAT2	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,0055
	G031GAS1	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,0055
	G031GAS2	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,0055
	G031GAS3	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,0055
	G031GAS5	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,0055
	G031GAS6	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,0055
	G031EAS1	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,0055
	G065EVG1	1,01338	0,97091	1,02022	0,98059	1,01000	0,98686	1,01842	0,98975	1,01661	1,0055
	G065EVG2	1,01338	0,97091	1,02022	0,98059	1,01000	0,98686	1,01842	0,98975	1,01661	1,0055
	G065EVG3	1,01338	0,97091	1,02022	0,98059	1,01000	0,98686	1,01842	0,98975	1,01661	1,0055
	G065EVG4	1,01338	0,97091	1,02022	0,98059	1,01000	0,98686	1,01842	0,98975	1,01661	1,0055
GEEELNO	G078IBEM	1,03837	1,02298	1,05677	1,05384	1,06883	1,07832	1,04665	1,01445	1,06991	1,0604
	G092TUEM	1,04078	1,02348	1,05949	1,05562	1,07564	1,08719	1,04979	1,01607	1,07683	1,0718
	G092HTUL	1,04078	1,02348	1,05949	1,05562	1,07564	1,08719	1,04979	1,01607	1,07683	1,0718
	G078AMBI	1,03837	1,02298	1,05677	1,05384	1,06883	1,07832	1,04665	1,01445	1,06991	1,0604
GEEQUITO	G970QGH1	1,02442	1,01398	1,04382	1,04059	1,04897	1,06291	1,02883	1,00242	1,04423	1,0385
	G970QGH2	1,02442	1,01398	1,04382	1,04059	1,04897	1,06291	1,02883	1,00242	1,04423	1,0385
	G970QGH3	1,02442	1,01398	1,04382	1,04059	1,04897	1,06291	1,02883	1,00242	1,04423	1,0385
	G070QGH4	1,02442	1,01398	1,04382	1,04059	1,04897	1,06291	1,02883	1,00242	1,04423	1,0385
	G970QGH5	1,02442	1,01398	1,04382	1,04059	1,04897	1,06291	1,02883	1,00242	1,04423	1,0385
	G970QGH6	1,02442	1,01398	1,04382	1,04059	1,04897	1,06291	1,02883	1,00242	1,04423	1,0385
	G070EQL1	1,01337	1,01398	1,02026	1,04059	1,01041	1,06291	1,01840	1,00242	1,01686	1,0385
	G070EQL2	1,01337	1,01398	1,02026	1,04059	1,01041	1,06291	1,01840	1,00242	1,01686	1,0385
	G070EQL3	1,01337	1,01398	1,02026	1,04059	1,01041	1,06291	1,01840	1,00242	1,01686	1,0385

	G870GUAN	1,02442	1,01507	1,04382	1,04451	1,04897	1,06330	1,02883	1,00635	1,04423	1,04588
	G070PASO	1,01247	1,01398	1,02868	1,04059	1,03504	1,06291	1,01448	1,00242	1,02900	1,03853
	G070CHIL	1,02442	1,01507	1,04382	1,04451	1,04897	1,06330	1,02883	1,00635	1,04423	1,04588
BEEREGRS	G014LOC1	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014LOC2	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014LOC3	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014LOC4	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014LOC5	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014LOC6	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014LOC7	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014LOC8	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014LOC9	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
	G014RSMC	0,98774	1,03530	0,97773	1,01921	1,01637	1,05173	0,99465	1,02873	1,02081	1,05670
BEERIOBA	G086RIBO	0,96608	0,99954	0,97068	0,99929	0,97723	1,00015	0,96486	0,97634	0,97140	0,97554
	G086RALO	0,96608	0,99954	0,97068	0,99929	0,97723	1,00015	0,96486	0,97634	0,97140	0,97554
	G086RBLA	0,96608	0,99954	0,97068	0,99929	0,97723	1,00015	0,96486	0,97634	0,97140	0,97554
BEESTAEL	G028SEL1	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,05943
	G028SEL2	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,05943
	G028SEL3	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,05943
	G028SEP1	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,05943
	G028SEP2	1,03751	1,04689	1,03302	1,03990	1,04316	1,05027	1,03488	1,04224	1,05277	1,05943
BEELCQITO	G138EQT1	1,01000	0,96604	1,01231	0,96823	1,01017	0,97531	1,00624	0,98777	1,00569	0,99939
	G138EQT2	1,01000	0,96604	1,01231	0,96823	1,01017	0,97531	1,00624	0,98777	1,00569	0,99939
BEELCQUIL	G039EQL1	1,01233	1,01111	1,01728	1,02826	1,00834	1,01749	1,01858	1,01040	1,01425	1,00777
	G039EQL2	1,01233	1,01111	1,01728	1,02826	1,00834	1,01749	1,01858	1,01040	1,01425	1,00777
	G729EQL3	1,00641	0,94444	1,00740	0,94496	1,00832	0,94670	1,00487	1,00371	1,00794	1,00878
	G729EQL4	1,00641	0,94444	1,00740	0,94496	1,00832	0,94670	1,00487	1,00371	1,00794	1,00878
BEGUANGIN	G072GPI1	1,02316	1,01013	1,04102	1,03468	1,04602	1,04962	1,02884	1,00433	1,04424	1,03527
	G072GPI2	1,02316	1,01013	1,04102	1,03468	1,04602	1,04962	1,02884	1,00433	1,04424	1,03527
	G072GPI3	1,02316	1,01013	1,04102	1,03468	1,04602	1,04962	1,02884	1,00433	1,04424	1,03527
	G072GPI4	1,02316	1,01013	1,04102	1,03468	1,04602	1,04962	1,02884	1,00433	1,04424	1,03527
	G072GPI5	1,02316	1,01013	1,04102	1,03468	1,04602	1,04962	1,02884	1,00433	1,04424	1,03527
	G072GPI6	1,02316	1,01013	1,04102	1,03468	1,04602	1,04962	1,02884	1,00433	1,04424	1,03527
BEGLUCEV	G031VGZ4	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,00553
	G031VGZ2	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,00553
	G031VGZ3	1,01337	0,97089	1,02025	0,98057	1,01041	0,98683	1,01840	0,98974	1,01686	1,00553
BEINTERCO	H192PIAL	0,52535	1,02342	0,53538	1,05533	0,54131	1,08520	1,04975	1,01589	1,07678	1,06924
BEINACION	H094NCIN	0,52455	0,00000	0,51508	0,00000	0,51334	0,00000	0,52323	0,00000	0,50935	0,00000
BEEMILAG	G017MIL1	0,98798	1,00631	0,98719	1,00195	0,98908	1,00429	0,98204	0,99649	0,98092	0,99190
	G017MIL2	0,98798	1,00631	0,98719	1,00195	0,98908	1,00429	0,98204	0,99649	0,98092	0,99190
	G017MIL3	0,98798	1,00631	0,98719	1,00195	0,98908	1,00429	0,98204	0,99649	0,98092	0,99190
	G017MIL4	0,98798	1,00631	0,98719	1,00195	0,98908	1,00429	0,98204	0,99649	0,98092	0,99190
	G017MIL5	0,98798	1,00631	0,98719	1,00195	0,98908	1,00429	0,98204	0,99649	0,98092	0,99190
	G017MIL6	0,98798	1,00631	0,98719	1,00195	0,98908	1,00429	0,98204	0,99649	0,98092	0,99190
BEPAUTE	G002PAB1	0,92950	0,99568	0,91694	0,98291	0,91291	0,98188	0,91462	0,97498	0,88490	0,95984
	G002PAB2	0,92950	0,99568	0,91694	0,98291	0,91291	0,98188	0,91462	0,97498	0,88490	0,95984
	G002PAB3	0,92950	0,99568	0,91694	0,98291	0,91291	0,98188	0,91462	0,97498	0,88490	0,95984
	G002PAB4	0,92950	0,99568	0,91694	0,98291	0,91291	0,98188	0,91462	0,97498	0,88490	0,95984
	G002PAB5	0,92950	0,99568	0,91694	0,98291	0,91291	0,98188	0,91462	0,97498	0,88490	0,95984
	G003PTC1	0,93883	0,99568	0,93084	0,98292	0,93277	0,98188	0,93427	0,97498	0,92522	0,95984
	G003PTC2	0,93883	0,99568	0,93084	0,98292	0,93277	0,98188	0,93427	0,97498	0,92522	0,95984
	G003PTC3	0,93883	0,99568	0,93084	0,98292	0,93277	0,98188	0,93427	0,97498	0,92522	0,95984
	G003PTC4	0,93883	0,99568	0,93084	0,98292	0,93277	0,98188	0,93427	0,97498	0,92522	0,95984
	G003PTC5	0,93883	0,99568	0,93084	0,98292	0,93277	0,98188	0,93427	0,97498	0,92522	0,95984
BEPUCARA	G080PUC1	0,97117	0,99939	0,98283	0,99656	0,98353	0,97314	0,96462	0,97250	0,96116	0,95209
	G080PUC2	0,97117	0,99939	0,98283	0,99656	0,98353	0,97314	0,96462	0,97250	0,96116	0,95209
BESTAROSA	G058ROS1	1,01073	1,01145	1,02490	1,03101	1,03140	1,04393	1,01448	0,99804	1,02900	1,02132
	G058ROS2	1,01073	1,01145	1,02490	1,03101	1,03140	1,04393	1,01448	0,99804	1,02900	1,02132
	G058ROS3	1,01073	1,01145	1,02490	1,03101	1,03140	1,04393	1,01448	0,99804	1,02900	1,02132
BESTODMGO	G050ESD1	1,01364	1,00159	1,02412	1,01473	1,03003	1,02058	1,01695	0,99032	1,02946	1,00286
	G050ESD2	1,01364	1,00159	1,02412	1,01473	1,03003	1,02058	1,01695	0,99032	1,02946	1,00286
BETRINITA	G032TRIN	1,00863	0,96721	1,01000	0,96913	1,00782	0,97517	1,00624	0,98553	1,00569	0,99507
BEVAPESME	G052VESM	1,05145	0,87347	1,05895	0,87695	1,07552	0,89084	1,05837	0,85891	1,08067	0,87823
BEPASCUAL	G027PASC	1,00164	1,00072	1,00362	0,99903	1,00346	0,99196	1,00050	1,00227	1,00070	1,00548
BEECOTOP	G075COTO	0,99008	1,00609	1,00356	1,01230	1,00633	1,00154	0,98690	0,98398	0,99016	0,97959
	G075CILL	0,99008	1,00609	1,00356	1,01230	1,00633	1,00154	0,98690	0,98398	0,99016	0,97959
BEEBOLIV	G087CEST	0,96619	1,00002	0,97102	1,00040	0,97778	1,00383	0,96478	0,97675	0,97117	0,97835
	G087CHIM	0,92830	0,97817	0,94067	0,97201	0,95071	0,95362	0,92090	0,93147	0,93458	0,92388
BEINGYCORP	G732ENGY	1,00863	0,96721	1,01000	0,96913	1,00782	0,97517	1,00624	0,98553	1,00569	0,99507
BEINACION	G094HNC1	0,99384	1,00631	0,99224	1,00195	0,99448	1,00430	1,05383	0,99649	1,03339	0,99190
	G094HNC2	0,99384	1,00631	0,99224	1,00195	0,99448	1,00430	1,05383	0,99649	1,03339	0,99190
	G094HNC3	0,99384	1,00631	0,99224	1,00195	0,99448	1,00430	1,05383	0,99649	1,03339	0,99190

Liquidaciones de Energía

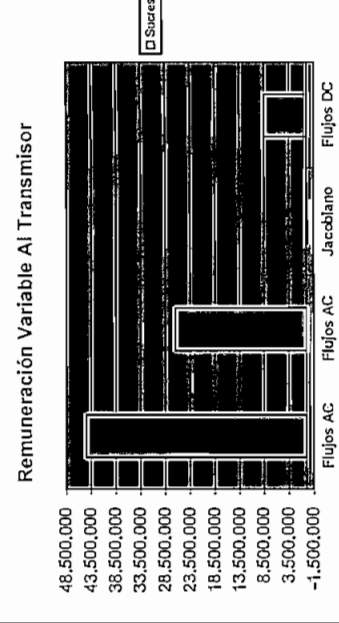
MIÉRCOLES 18 DE AGOSTO

CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB		DC	
	\$/.	% error	\$/.	% error	\$/.	% error	\$/.	% error
GENERADORES								
OR GENERACION VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL:	1.993.445.239	0,690	2.007.208.571	0,690	2.017.977.690	1,231	2.032.431.421	1,956
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
CONSUMO DE AUXILIARES:	1.672.458	2,554	1.715.172	2,554	1.656.723	0,941	1.698.263	1,543
OR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS:	624.693.028	0,179	623.574.437	0,179	622.666.991	0,326	623.112.193	0,253
OR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	271.280.429	0,671	269.461.355	0,671	269.374.193	0,703	269.662.549	0,596
INFLXIBILIDADES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	662.201	0,164	661.112	0,164	660.258	0,293	660.781	0,214
DISTRIBUIDORES								
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	2.077.911.730	1,505	2.109.193.453	1,505	2.074.381.045	0,170	2.109.435.364	1,517
OR ENERGIA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
INFLXIBILIDADES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	624.030.827	0,179	622.913.325	0,179	621.989.733	0,326	622.451.412	0,253
RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	3.045.011	9,922	2.742.875	9,922	3.090.996	1,510	3.451.356	13,345
TRANSMISOR								
OR REMUNERACION VARIABLE:	86.138.949	20,387	103.700.054	20,387	58.060.076	32,597	78.702.207	8,633
RESTRICCIONES OCASIONADAS AL SISTEMA DE GENERACION:	268.235.419	0,566	266.718.480	0,566	266.283.198	0,728	266.211.193	0,755



SABADO 21 DE AGOSTO

CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB		DC	
	\$/.	% error	\$/.	% error	\$/.	% error	\$/.	% error
GENERADORES								
OR GENERACION VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL:	1.217.953.857	1,888	1.240.947.768	1,888	1.247.343.531	2,413	1.259.207.023	3,387
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
CONSUMO DE AUXILIARES:	1.686.787	0,792	1.700.141	0,792	1.643.564	2,562	1.678.581	0,487
OR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS:	648.354.254	0,080	648.870.076	0,080	648.684.259	0,051	648.439.587	0,013
OR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	41.048.164	0,354	41.193.448	0,354	41.134.999	0,212	41.121.883	0,180
INFLXIBILIDADES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	958.904	0,075	959.627	0,075	959.359	0,048	959.013	0,011
DISTRIBUIDORES								
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	1.260.727.045	0,397	1.265.735.529	0,397	1.245.513.969	1,207	1.266.048.369	0,422
OR ENERGIA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
INFLXIBILIDADES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	647.395.350	0,080	647.910.449	0,080	647.724.900	0,051	647.480.574	0,013
RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	3.387.458	2,170	3.313.952	2,170	3.486.990	2,938	3.570.466	5,403
TRANSMISOR								
OR REMUNERACION VARIABLE:	44.459.975	40,423	26.487.903	40,423	-185.998	100,418	8.519.927	80,837
RESTRICCIONES OCASIONADAS AL SISTEMA DE GENERACION:	37.650.706	0,581	37.879.496	0,581	37.648.009	0,034	37.551.416	0,290



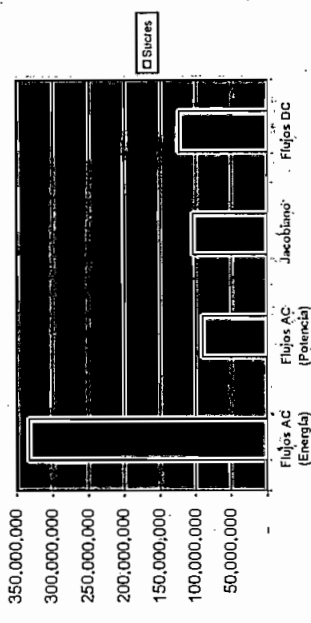
LIQUID.

MIERCOLES 22 DE SEPTIEMBRE

LIQUID.

CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB		DC	
	\$/	% error	\$/	% error	\$/	% error	\$/	% error
GENERADORES								
POR GENERACION VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL:	11.493.720.891	0,583	11.560.737.985	0,883	11.595.166.220	0,883	11.576.767.619	0,723
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
CONSUMO DE AUXILIARES:	17.452.520	1,714	17.153.461	1,366	17.214.072	1,366	18.125.839	3,658
POR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS:	27.721.870	4,130	28.866.746	1,680	28.187.649	1,680	21.195.942	23,541
POR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	34.103.727	9,375	37.301.053	5,205	35.878.845	5,205	32.329.757	5,202
INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	43.085	3,323	44.516	1,299	43.644	1,299	33.450	22,362
DISTRIBUIDORES								
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	11.809.327.907	1,489	11.633.507.820	1,489	11.681.902.404	1,079	11.682.602.213	1,073
POR ENERGIA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	27.678.785	4,131	28.822.230	1,681	28.144.005	1,681	21.162.492	23,543
RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	1.378.125	18,384	1.631.473	14,622	1.579.628	14,622	1.760.611	27,754
TRANSMISOR								
POR REMUNERACION VARIABLE:	333.059.536	73,001	69.923.296	68,789	103.950.256	68,789	123.960.432	62,781
RESTRICCIONES OCASIONADAS AL SISTEMA DE GENERACION:	32.725.602	8,996	35.669.579	4,809	34.299.216	4,809	30.569.146	6,590

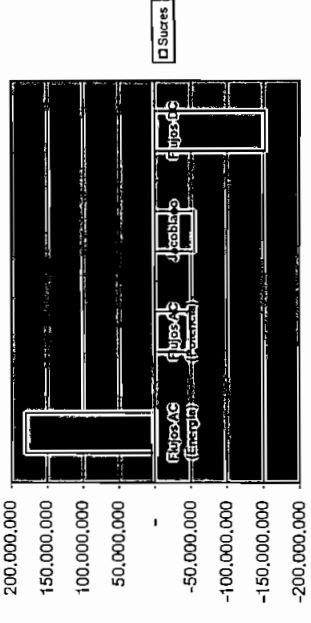
Remuneración Variable Al Transmisor



DOMINGO 26 DE SEPTIEMBRE

CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB		DC	
	\$/	% error	\$/	% error	\$/	% error	\$/	% error
GENERADORES								
POR GENERACION VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL:	11.251.812.614	0,586	11.317.764.082	0,586	11.421.905.330	1,512	11.423.466.330	1,526
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
CONSUMO DE AUXILIARES:	14.863.073	1,853	14.587.631	1,729	14.754.663	1,729	15.535.961	4,527
POR INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
POR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	32.390.750	9,946	32.697.091	1,817	31.802.095	1,817	24.667.350	23,844
INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
DISTRIBUIDORES								
ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	11.416.442.882	1,420	11.254.316.993	1,420	11.352.908.719	0,557	11.255.304.634	1,411
POR ENERGIA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	0	0,000	0	0,000	0	0,000	0	0,000
RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	0	0,000	83.756	0,000	60.498	0,000	62.200	0,000
TRANSMISOR								
POR REMUNERACION VARIABLE:	179.493.341	127,221	-48.859.458	130,219	-54.241.958	2,004	-152.625.735	185,031
RESTRICCIONES OCASIONADAS AL SISTEMA DE GENERACION:	32.390.750	0,687	32.613.335	2,004	31.741.597	2,004	24.605.150	24,036

Remuneración Variable Al Transmisor



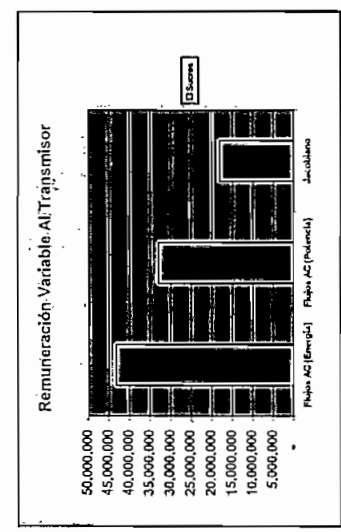
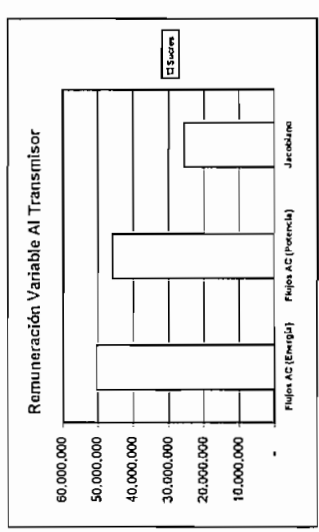
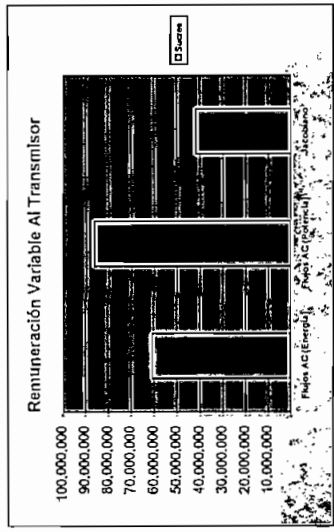
CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB	
	Si.	% error	Si.	% error	Si.	% error
GENERADORES						
INGRESO POR GENERACION VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	2.008.853.544	2,010,778,715	0,096	2.022.336.421	0,671	0,060
PAGO POR ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,000
PAGO POR CONSUMO DE AUXILIARES:	2.791.557	2.814.191	0,811	2.754.419	1,330	0,103
INGRESO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS:	377.938.354	378.689.392	0,199	377.551.214	0,103	0,128
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	297.949.068	298.204.385	0,086	297.568.804	0,128	0,096
DISTRIBUIDORES						
PAGO POR ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	2.066.891.994	2.094.587.814	1,339	2.061.420.088	0,265	0,000
PAGO POR ENERGIA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,000
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	377.281.461	378.030.614	0,199	376.894.354	0,103	1,944
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	7.531,675	7.350,579	2,404	7.678,113	0,030	
TRANSMISOR						
INGRESO POR REMUNERACION VARIABLE:	60.830,007	86.603,290	42,369	41.638,086	31,221	0,181
PAGO POR RESTRICCIONES OCASIONADAS AL SISTEMA DE GENERACION:	290.417,393	290.853,806	0,150	289.890,690	0,181	

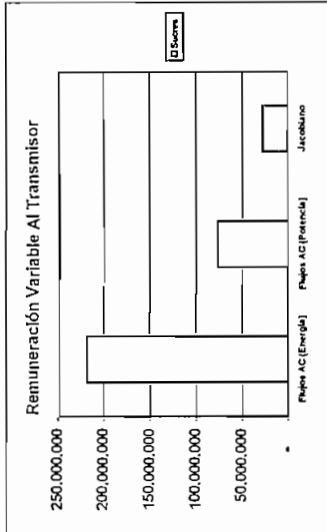
SABADO 24 DE JULIO

CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB	
	Si.	% error	Si.	% error	Si.	% error
GENERADORES						
INGRESO POR GENERACION VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	1.726.056,008	1.740.164,949	0,817	1.744.199,246	1,051	0,000
PAGO POR ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,000
PAGO POR CONSUMO DE AUXILIARES:	4.953,435	4.933,609	0,400	4.900,843	1,062	0,025
INGRESO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS:	433.082,529	433,331,485	0,057	433,192,064	0,112	0,030
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	61,916,780	61,836,923	0,129	61,985,963	0,112	0,030
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	1.693,391	1.694,129	0,044	1.693,904	0,000	
DISTRIBUIDORES						
PAGO POR ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	1.771,574,471	1.781,163,613	0,541	1.764,880,931	0,378	0,000
PAGO POR ENERGIA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,025
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	431,389,138	431,637,336	0,058	431,498,160	0,025	4,029
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	1.529,202	1.448,720	5,263	1.590,679	0,000	
TRANSMISOR						
INGRESO POR REMUNERACION VARIABLE:	50,471,898	45,942,272	8,975	25,582,527	49,313	0,013
PAGO POR RESTRICCIONES OCASIONADAS AL SISTEMA DE GENERACION:	60,387,578	60,388,203	0,001	60,395,184	0,013	

DOMINGO 25 DE JULIO

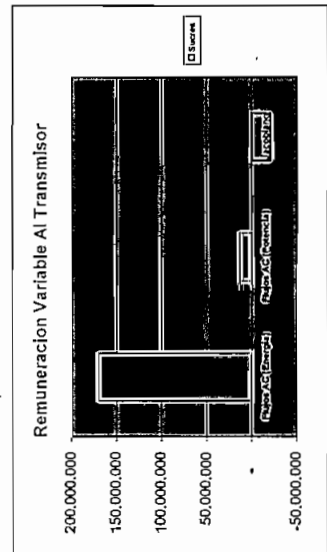
CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB	
	Si.	% error	Si.	% error	Si.	% error
GENERADORES						
INGRESO POR GENERACION VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	1.512.845,392	1.529,292,960	1,087	1.531,693,312	1,246	0,000
PAGO POR ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,794
PAGO POR CONSUMO DE AUXILIARES:	8,234,167	8,180,219	0,655	8,173,759	0,042	0,086
INGRESO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS:	436,443,485	436,627,993	0,042	436,538,493	0,022	0,043
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	45,922,431	45,872,752	0,108	45,883,127	0,018	0,018
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	2,056,398	2,057,279	0,043	2,056,764	0,018	
DISTRIBUIDORES						
PAGO POR ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	1.547,916,130	1.554,069,250	0,398	1.541,668,918	0,404	0,000
PAGO POR ENERGIA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,022
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	434,387,088	434,570,714	0,042	434,481,669	0,022	3,303
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACION:	729,689	712,912	2,299	753,789	0,000	
TRANSMISOR						





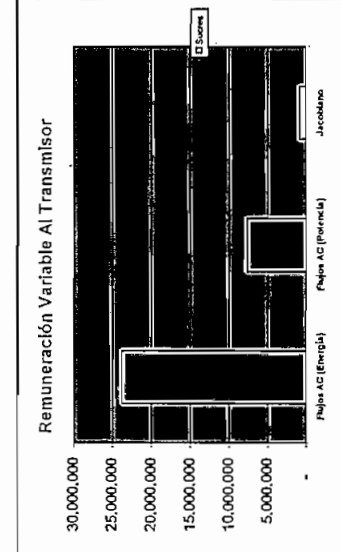
CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB	
	SI.	% error	SI.	% error	SI.	% error
GENERADORES						
INGRESO POR GENERACIÓN VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL:	8,282,599,275	8,394,045,828	1,346	0	8,410,167,539	1,540
PAGO POR ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0	0,000
PAGO POR CONSUMO DE AUXILIARES:	23,549,954	23,276,384	1,162	23,074,614	2,018	2,018
INGRESO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS:	1,819,586	1,820,218	0,035	1,816,561	0,166	0,166
INGRESO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	6,862,002	6,678,716	2,671	7,006,227	2,102	2,102
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	6,057	6,048	0,161	6,040	0,266	0,266
DISTRIBUIDORES						
PAGO POR ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	8,477,197,526	8,447,695,292	0,348	8,414,751,587	0,737	0,737
INGRESO POR ENERGÍA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,000
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	1,813,528	1,814,171	0,035	1,810,521	0,166	0,166
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	866,608	841,111	2,942	953,602	10,038	10,038
TRANSMISOR						
INGRESO POR REMUNERACIÓN VARIABLE:	218,148,205	76,925,859	64,737	27,658,662	87,321	87,321
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS AL SISTEMA DE GENERACIÓN:	5,995,393	5,997,805	2,832	6,052,625	9,955	9,955

SABADO 17 DE JULIO



CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB	
	SI.	% error	SI.	% error	SI.	% error
GENERADORES						
INGRESO POR GENERACIÓN VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL:	6,539,402,890	6,680,195,078	2,153	6,691,880,725	2,332	2,332
PAGO POR ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,000
PAGO POR CONSUMO DE AUXILIARES:	6,997,153	6,962,059	0,502	6,996,673	1,436	1,436
INGRESO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS:	83,570,403	85,628,102	2,462	84,028,891	0,549	0,549
INGRESO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	15,938,442	15,697,983	1,599	15,967,025	0,179	0,179
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	91,867	94,135	2,469	92,364	0,541	0,541
DISTRIBUIDORES						
PAGO POR ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	6,702,371,138	6,696,669,872	0,234	6,664,466,128	0,566	0,566
INGRESO POR ENERGÍA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,000
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	83,478,536	85,533,966	2,462	83,936,527	0,549	0,549
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	1,198,325	1,118,535	6,658	1,255,268	4,752	4,752
TRANSMISOR						
INGRESO POR REMUNERACIÓN VARIABLE:	169,965,401	13,456,853	92,083	-20,517,924	112,072	112,072
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS AL SISTEMA DE GENERACIÓN:	14,740,116	14,579,447	1,090	14,711,757	0,192	0,192

DOMINGO 18 DE JULIO



CONCEPTO	AC-ENER		AC-POT		JACOB	
	SI.	% error	SI.	% error	SI.	% error
GENERADORES						
INGRESO POR GENERACIÓN VENDIDA EN MERCADO OCASIONAL:	1,514,421,889	1,530,289,428	1,048	1,531,824,908	1,149	1,149
PAGO POR ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,000
PAGO POR CONSUMO DE AUXILIARES:	1,368,064	1,372,036	0,290	1,356,252	0,863	0,863
INGRESO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS:	683,111,068	683,201,376	0,013	682,832,920	0,041	0,041
INGRESO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS:	33,803,961	33,654,770	0,441	33,731,416	0,215	0,215
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	761,313	761,397	0,011	761,004	0,041	0,041
DISTRIBUIDORES						
PAGO POR ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO OCASIONAL:	1,536,889,625	1,536,639,290	0,016	1,531,361,138	0,360	0,360
INGRESO POR ENERGÍA VENDIDA EN EL MERCADO OCASIONAL:	0	0	0,000	0	0,000	0,000
PAGO POR INFLUENCIAS OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	682,349,756	682,439,979	0,013	682,071,917	0,041	0,041
PAGO POR RESTRICCIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN:	564,303	601,054	9,521	682,433	2,729	2,729
TRANSMISOR						

CAPITULO 6

CAPITULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES.

- El modelo del Sector Eléctrico que entra en funcionamiento desde el 1 de abril de 1999, es un modelo que introduce criterios altamente técnicos a la operación del sistema de potencia, obligando a las Empresas de Generación a mejorar sus rendimientos, su eficiencia y su disponibilidad, ya que en la generación se da la mayor competencia, obliga a las Empresas de Distribución a mejorar sus instalaciones a reducir sus pérdidas y a realizar inversiones a fin de poder realizar un verdadero control de calidad. En la transmisión también se producen señales positivas ya que se ha transformado en un servicio remunerado a fin de que se dote de recursos a la empresa Transmisora para que se expanda el sistema, así también se le dan señales técnico-económicas de los problemas de la red, para que la empresa de transmisión trate de levantar estas restricciones. En fin un, modelo de Mercado Desregularizado propugna la máxima participación horizontal y vertical de las Empresas, a fin de que se produzca la competencia, independizando las distintas actividades.
- Dentro del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, el sistema nodal para la determinación de precios de la energía, según la hora y el lugar en que esta es producida o requerida, se convierte en una metodología eficiente que utiliza como herramienta fundamental los *Factores de Nodo*, que son factores que dan a cada barra de la red eléctrica una señal del pago a la red de transporte por llevar la energía desde o hasta la Barra de Mercado. En consecuencia los factores nodales son los vínculos esenciales en la determinación de precios en cada nodo y vinculan también eléctricamente a los Agentes a través de la red de transmisión. Los factores nodales varían hora a hora en función de la variación del despacho y están influenciados fuertemente por la configuración del sistema de transmisión. Estos factores son una herramienta que lleva implícita gran información, ya que además de darnos señales adecuadas para la

valoración espacial y temporal de la energía, nos da también señales de cómo está distribuida tanto la carga como la generación dentro de nuestro sistema y donde sería factible la instalación de nueva generación.

- El identificar que Agente y en que porcentaje contribuye con las pérdidas totales de la red de transmisión, es una tarea muy difícil que requeriría de modelaciones muy complicadas del sistema de potencia, con la metodología de los Factores de Nodo, cada Distribuidor paga un precio diferencial de la energía dependiendo de su localización en la red, dicho precio diferencial es el Costo Marginal Horario afectado por el factor de nodo del Distribuidor, es aquí en donde esta metodología introduce el concepto de “contribución” de cada Agente a las pérdidas en la red de transporte.
- En las ecuaciones que definen al Factor de nodo, a menudo se introducen los signos \pm , en este trabajo de tesis se ha utilizado los signos con la siguiente consideración, se tiene que si se incrementa una potencia en el nodo i y aumentan las pérdidas en la red de transmisión, las pérdidas marginales son positivas y por tanto el factor de nodo es menor que 1, esto establece que para barras netas de generación se tendrá un factor de nodo menor a 1.0 y para barras netas de consumo se tendrá un factor de nodo mayor a 1.0.
- Para un sistema “Mal Condicionado”, como el ecuatoriano, es necesario un algoritmo completo de solución de flujos de potencia, que no introduzca criterios de desacoplamiento ni desprece ningún término de la matriz Jacobiana, por ello se concluye que la metodología de cálculo de los Factores de Nodo utilizando el programa PowerWorld es la adecuada para un sistema eléctrico como el ecuatoriano, ya que este programa resuelve las ecuaciones no lineales de los flujos de potencia por el método “Full Newton-Raphson”.
- Los Factores de Nodo obtenidos con métodos aproximados como del Jacobiano o Flujos de Carga DC, si bien no tienen la exactitud requerida para procesos como las Liquidaciones de Energía, son de gran utilidad debido a su rápida convergencia y a la

rapidez de obtención. En el capítulo 5 se había visto que la tendencia de los factores de nodo con cualquier método era la misma, por ello los Factores de Nodo obtenidos mediante métodos aproximados son válidos en procesos como el Despacho Económico de Carga y Programaciones de Despacho.

- Los Factores de Nodo, obtenidos mediante métodos aproximados como Flujos DC, Jacobiano, NO pueden ser utilizados para Liquidaciones de Energía, en el Mercado Mayorista Eléctrico Ecuatoriano, ya que como pudimos observar en el análisis, no se obtienen resultados satisfactorios, e incluso se producen valores negativos en la Remuneración Variable al Transmisor.
- Actualmente se está liquidando a Empresas de Distribución como la Centro Sur, Riobamba, Bolivar, Cotopaxi, etc. con Factores de Nodo menores que 1.0, esto ya que poseen gran cantidad de generación inmersa en sus sistemas, esto refleja que la Empresa Distribuidora se beneficia de la baja del factor nodal por parte de la Generadora, siendo el precio de la energía en sus barras menor que el Precio Marginal en Barra de Mercado, así mismo se puede decir que la Generadora estaría beneficiada de la subida del factor de nodo por la carga de la Empresa Distribuidora, ya que recibiría valores más altos por su energía entregada. Por todo lo anterior se concluye que la instalación de generación en barras poseedoras de factores nodales altos es estratégica tanto para la Empresa Distribuidora como para la Generadora.
- La metodología utilizada por el CENACE en la Dirección de Transacciones Comerciales, para el cálculo de los factores de nodo a ser utilizados en las Liquidaciones de Energía, es la correcta ya que utiliza los datos más completos y exactos que se tienen, que son los provenientes de la red de medición de energía y utiliza un algoritmo exacto de solución de las ecuaciones de los flujos de carga. Si bien los resultados obtenidos con estos factores de nodo son bastante satisfactorios, se puede todavía simular en una condición más real, ya que existen puntos de la red como Bolivar, que no tienen medición en las barras, y no es posible modelar la red hasta estos puntos, por otra parte, de los sistemas de Subtransmisión no se conoce con certeza las

configuraciones lo que también imposibilita la modelación de la red hasta estos niveles. Por ello es que la red para la simulación se la ha adaptado según los puntos de medición con que se cuentan.

- La metodología utilizada en la actualidad para la Remuneración Variable al Transmisor, es una metodología adecuada de evaluar las pérdidas en la red de transmisión, y de equiparar el flujo de cobros y pagos en el MEM.
- Un análisis detallado de las particularidades en los Factores de Nodo, dependiendo de la estacionalidad, de las bandas horarias, de la ponderación y del método utilizado en su obtención, se presentó en el Capítulo # 5, para cada caso en estudio.

6.2. RECOMENDACIONES

- La Dirección de Transacciones Comerciales del CENACE, debe seguir calculando los Factores de Nodo con la metodología de Flujos de Carga AC, con datos de energía, sin embargo es necesario que este proceso cada vez se vaya puliendo, para lo cual se debe completar la modelación de la red, completar la información del Sistema de Medición Comercial, y depurar la información de voltajes, posiciones de taps, flujos de reactivos que se utilizan en las simulaciones. Para ello es necesario que varios puestos de trabajo de la Dirección de Transacciones Comerciales cuenten con licencias del programa PowerWorld V 6.0, a fin de optimizar el proceso de cálculo de los factores de nodo.
- A fin de que el CENACE cuente con toda la información de la energía generada y consumida tanto activa como reactiva, a más de otros parámetros que pueden ser almacenados en los Registradores de los Medidores, como niveles de voltaje, disturbios, etc. y de esta forma completar la modelación del sistema de potencia a todas las barras en donde se realizan los intercambios de energía con el MEM, el CONELEC

debería inculcar a las Empresas de Generación en especial, a cumplir con la regulación 013/99 del Sistema de Medición Comercial.

- La Unidad de Liquidación del Ex INECEL, ha transferido al CENACE una cantidad considerable de medidores de energía marca “PSI” tipo “QUAD4 plus”, que si bien es cierto no cumplen con todos los requisitos que impone la Regulación 013, mejoraría la calidad de información con que se realiza la liquidación de las transacciones. Por tanto el CENACE deberá optar mediante un mecanismo adecuado, por transferir estos medidores a las Empresas, según un análisis de posibilidades tanto de equipo primario de instalación como de sistemas de comunicación. Es imprescindible contar con esta información, en especial en la generación de las Empresas Distribuidoras y así poder constituir un Sistema de Medición de Respaldo.

BIBLIOGRAFIA

LEYES Y REGLAMENTOS

- [1] Ley del Régimen del Sector Eléctrico, de Octubre 10 de 1996.
- [2] Reglamento Para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, actualización del 16 de Diciembre de 1999.
- [3] Reglamento Sustitutivo al Reglamento General de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, de Octubre 28 de 1997.
- [4] Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, del 23 de Febrero de 1999.
- [5] Sistema de Medición Comercial para los Agentes del MEM, Regulación 013/99 del 12 de Octubre de 1999.
- [6] Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista Ecuatoriano.
- [7] Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Boliviano.
- [8] Esquema del Sector Eléctrico Colombiano.
- [9] Ley del Sector Energético de Panamá.
- [10] Reglamento a la Ley General de Servicios Eléctricos de Chile (Versión Preliminar), Diciembre de 1995.

LIBROS Y ARTICULOS

- [11] Power Generation Operation & Control, A..J. Wood, B.F. Wollenberg, editorial John Wiley and Sons, 1984.
- [12] Vinculación de los Precios de la Energía Eléctrica con su ubicación en la red y remuneración al servicio de transporte en la República de Argentina, CAMMESA.
- [13] El Sistema de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista Argentino, L.M. Caruso, B. Arizu, CAMMESA, 1992.
- [14] Economic Operation of Power Systems, L.K. Kirchmayer, editorial Wiley and Sons, 1958.
- [15] Modelación de Pérdidas en Algoritmos de Optimización de un Sistema Eléctrico, H. Rudnick, J. Burlando y S. Ríos, Universidad Católica de Chile.

- [16] Evaluation of Transmission Losses and Penalty Factors for Marginal Cost Pricing, G. Fromm, R. Chamorro, S. Ríos and H. Rudnick, Empresa Nacional de Electricidad S.A. de Chile y Universidad Católica de Chile, 1983.
- [17] Optimal Power Dispatch, H.H. Happ, IEEE Trans. On Power App. And Systems, 1974.
- [18] Penalty Factors From Newton's Method, F.L. Alvarado, IEEE Trans. On Power App. And Systems, 1978.
- [19] Sistema Nodal Para la Determinación de Precios Marginales en Mercados Eléctricos Mayoristas, G. Argüello, CENACE, 1998.
- [20] Relevant Factors in Loss of Load Cost Evaluation in Power Systems Planning, J. Mello, M. Pereira, M. Leite Da Silva, IEEE Trans. On Power App. And Systems, 1995.
- [21] Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access, H. Rudnick, R. Palma, J. Fernandez, IEEE Trans. On Power App. And Systems, 1995.

MANUALES Y DATOS

- [22] Datos Técnicos del Sistema Nacional Interconectado, CENACE.
- [23] PowerWorld V 5.0, User's Manual.