

# MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DEL ECUADOR

Luis Armas  
Dirección de Operaciones

## RESUMEN

Este trabajo se centra en el estudio de las pérdidas de potencia activa en el sistema nacional interconectado del Ecuador. Se estudian una serie de métodos, cada uno con sus respectivas consideraciones, los cuales permiten la asignación de dichas pérdidas entre generadores y consumidores, finalizando con un análisis comparativo de los algoritmos expuestos.

Las simulaciones a nivel de 230kV en la red del Sistema Nacional Interconectado se han realizado utilizando el programa Power World 11.0.

**PALABRAS CLAVE:** Asignación de Pérdidas, Factores de Pérdidas Suministradas, Factores de Distribución de Carga, Generación Neta, Demanda Bruta.

## 1. INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia, las pérdidas del Sistema de Transmisión son algo inevitable y pueden verse como un costo de operación necesario para mover la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo a través de la red de transporte. Dicha red no es ideal, ya que sus líneas tienen una componente resistiva que, si bien es pequeña, no es despreciable y produce las denominadas pérdidas de potencia activa.

Las unidades generadoras deben abastecer, además de la demanda requerida por los consumidores, las pérdidas del sistema de transmisión y requieren ser remuneradas por su generación total. Para esto, existen varias metodologías que buscan repartir este costo adicional entre todos los generadores y consumidores partiendo de distintos enfoques y consideraciones; este proceso se denomina asignación de pérdidas.

## 2. ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

La asignación de pérdidas es un procedimiento que toma las pérdidas del Sistema de Transmisión y las divide en fracciones, para que su costo sea responsabilidad de cada Generador y Consumidor. [1]

El costo extra debido a la asignación de pérdidas deberá ser entonces sustraído de los ingresos de los Generadores y adicionado a los pagos de las demandas.

La asignación de pérdidas no afecta los niveles de generación o flujos de potencia, pero modifica la distribución de ingresos y pagos entre los Agentes del

MEM. Es un mecanismo económico que no interviene con la operación física del mercado. [2]

Las pérdidas en los sistemas de transmisión típicamente pueden representar de tres a diez por ciento del total de generación (en la red de transporte del Ecuador oscila entre 5% y 8% según el escenario hidrológico); este porcentaje transformado en costo representa una cantidad importante de gasto adicional al año; por lo que una "justa" asignación de los costos de pérdidas entre Generadores y cargas tiene un importante impacto sobre sus economías.

## 3. DIFICULTAD DE LA ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

Según la estructura de los sistemas de potencia, las pérdidas de transmisión pueden verse como un costo de operación necesario para mover la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo.

Debido a la dependencia no lineal de las pérdidas de potencia activa con respecto a las inyecciones de corriente no es posible distinguir la procedencia de la energía extraída en un punto.

Para explicar este problema se puede analizar un sistema de potencia conformado únicamente por dos barras como el mostrado en la Figura 1. Para simplificación de los cálculos se considera que la línea de transmisión solamente tiene la componente resistiva.

Se parte del hecho que el generador de la barra A está abasteciendo la demanda en la barra B. A través de la línea circulará una corriente denominada  $I_1$ , la cual ocasiona una potencia de pérdidas  $P_L = (I_1)^2 r$ ; cuya responsabilidad será imputada al único generador existente.

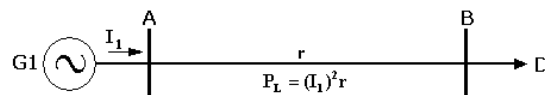


FIGURA 1: Sistema de Potencia de 2 barras y un generador.

A continuación, se conecta otro generador en la barra A para que ambos suministren la potencia demandada en la barra B (Figura 2).

El flujo de corriente resultante por la línea será  $I_r = I_1 + I_2$ . Las pérdidas de potencia activa ocasionadas por la corriente total serán:

$$P_L = (I_1 + I_2)^2 r$$

$$P_L = (I_1)^2 r + (I_2)^2 r + 2I_1 I_2 r$$

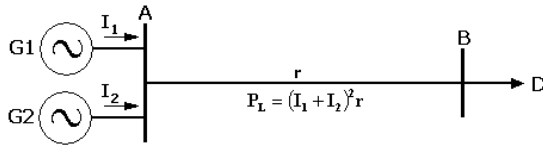


FIGURA 2: Sistema de Potencia de 2 barras y dos generadores.

Se puede considerar que el término  $(I_1)^2 r$  son las pérdidas a asignar al primer generador, mientras que  $(I_2)^2 r$  son las pérdidas asignadas al segundo generador. Sin embargo, el término  $2I_1 I_2 r$  no se puede descomponer sin tomar antes un criterio simplificador. Esta es la base del problema que plantea asignar el costo de las pérdidas a generadores y consumidores.

#### 4. MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS

Debido a la importancia del tema en el ámbito técnico y económico, existen varios métodos de asignación que han sido recientemente presentados, los cuales son expuestos a continuación.

##### 4.1. Método Prorrata

El método prorrata se fundamenta en asignar un 50% del total del coste de las pérdidas de potencia activa a la generación y el 50% restante a la demanda, de forma que el porcentaje del coste de las pérdidas imputadas a un generador o a una carga es proporcional a la potencia suministrada o demandada por dicho generador o dicha carga, respectivamente.

Este método fue publicado en 1998 en el texto "Power Systems Restructuring" [Ilic, Galiana, Fink, 1998], y a continuación se expone un resumen del algoritmo correspondiente:

##### • Procedimiento

Se parte de una red conformada por  $n$  nodos en la cual, a partir de un flujo de potencia convergido, se conocen las potencias suministradas por los generadores,  $P_{Gk}$ , las potencias demandadas por las cargas,  $P_{Dk}$  y el total de las pérdidas de potencia activa de la red,  $P_L$ , dadas por:

$$P_L = \sum_{k=1}^n P_{Gk} - \sum_{k=1}^n P_{Dk} = P_G^T - P_D^T$$

De la ecuación anterior, las pérdidas asignadas a los nodos de generación serán:

$$P_{Lk}^G = \frac{P_{Gk}}{2} \frac{\sum_{k=1}^n P_{Gk} - \sum_{k=1}^n P_{Dk}}{\sum_{k=1}^n P_{Gk}} = \frac{P_L}{2} \frac{P_{Gk}}{P_G^T}$$

Mientras que para los nodos de demanda serán:

$$P_{Lk}^D = \frac{P_{Dk}}{2} \frac{\sum_{k=1}^n P_{Gk} - \sum_{k=1}^n P_{Dk}}{\sum_{k=1}^n P_{Dk}} = \frac{P_L}{2} \frac{P_{Dk}}{P_D^T}$$

Así pues, el método prorrata es muy simple de implementar, pues a partir de los datos de un flujo de cargas se puede realizar una asignación inmediata de las pérdidas del sistema. Este método no toma en cuenta la ubicación de los nodos en la red y las pérdidas asignadas a generadores y demandas son siempre positivas.

##### 4.2. Método Basado en la Matriz Zbarra

El método basado en la matriz Zbarra consiste en expresar el total de las pérdidas de potencia activa de la red,  $P_L$ , en función de la matriz de impedancias nodales, para posteriormente hacer una asignación de dichas pérdidas a cada uno de los nodos a partir de la ecuación que relaciona las pérdidas de la red  $P_L$  con dicha matriz.

Este método fue publicado en la IEEE en el 2001, bajo el título "Zbus Allocation Loss" [Conejo, Galiana, Kochar, 2001].

##### • Procedimiento

Partiendo de un flujo de carga convergido, las pérdidas de potencia activa  $P_L$  se dividen entre los  $n$  nodos de la red:

$$P_L = \sum_{k=1}^n L_k$$

Las pérdidas de potencia activa del sistema pueden ser definidas como:

$$P_L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n V_k I_k^* \right\}$$

La expresión anterior puede ser expresada en términos de la matriz  $Z_{barra}$  y el vector  $\bar{I}$ :

$$P_L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left( \sum_{j=1}^n Z_{kj} I_j \right) \right\}$$

Ahora bien, cada elemento de la matriz  $Z_{barra}$  se puede descomponer en una parte real y una imaginaria. Partiendo de este hecho, la ecuación anterior se puede reescribir de la siguiente manera:

$$P_L = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left( \sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} + \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left( \sum_{j=1}^n j X_{kj} I_j \right) \right\}$$

Como los términos de interés son las pérdidas de potencia activa, solamente se toma en cuenta la parte resistiva de la ecuación anterior. Por lo tanto, expresando la ecuación de forma matricial, las pérdidas del sistema pueden expresarse únicamente como:

$$P_L = \Re \left\{ \text{diag}(I^*) \left( \sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\}$$

De esta manera, las pérdidas del Sistema son asignadas a todos los nodos de la red, independientemente de que los nodos sean de generación o demanda. Si un nodo tiene generación y demanda, la fracción de las pérdidas asignadas  $L_k$  puede ser dividida entre ambos componentes a través de la técnica de prorrateo.

### 4.3. Método de Reparto Proporcional

El método de reparto proporcional (PS, proportional sharing) está basado en la aplicación de la ley de Kirchhoff para corrientes (la suma de todas las corrientes en un nodo es cero) y en la suposición de que el flujo de potencia activa que sale de un nodo  $k$  de la red por una determinada línea es la suma de las contribuciones de los flujos de potencia que llegan a dicho nodo  $k$  de forma proporcional al valor de los flujos de potencia entrantes.

Con este supuesto es posible establecer dos algoritmos de asignación de pérdidas, uno que asigna el total de las pérdidas a la demanda, y otro que asigna dicho total a los generadores.

Este método fue publicado en la IEEE en 1997, bajo el título "Topological Generation and load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access" [Bialek, 1996].

#### 4.3.1. Asignación a la Demanda

##### • Procedimiento

Las pérdidas totales del sistema se dividen en fracciones que serán añadidas a las cargas. Es decir, se requiere modificar las demandas nodales, pero al mismo tiempo dejar la generación en los nodos intacta. La suma de la demanda real de una carga particular más la parte asignada de las pérdidas del Sistema se denomina demanda bruta.

$$P_D^G = P_D + L \sum_{i=1}^{N_G} \frac{P_i^G}{P_i^G}$$

Obviamente, la demanda bruta total es igual a la generación total del Sistema.

$$P_G = P_D^G$$

Se define como  $P_i^G$  a la potencia bruta en el nodo  $i$ , y  $P_{ij}^G$  como el flujo bruto por la línea  $ij$ . La ecuación de la

potencia nodal bruta puede expresarse a través de las inyecciones de potencia en los nodos:

$$P_i^G = \sum_{j \in \alpha_i} P_{ij}^G + P_{Gi}$$

Lo anterior equivale a suponer que la distribución de flujos brutos en cualquier nodo es igual a la distribución de los flujos reales, lo cual representa el único supuesto del método. Bajo este supuesto la ecuación anterior se puede escribir como:

$$P_i^G - \sum_{j \in \alpha_i} \frac{P_{ij}}{P_j} P_j^G = P_{Gi}$$

Finalmente, una vez calculadas las potencias nodales brutas, se puede calcular la fracción de las pérdidas del sistema imputadas a la demanda de una carga particular mediante la siguiente expresión:

$$PL_{Dj} = \frac{P_{Dj}}{P_j} P_j^G - P_{Dj}$$

#### 4.3.2. Asignación a la generación

##### • Procedimiento

De manera análoga, las pérdidas totales del sistema se dividen en fracciones que serán sustraídas de la generación. Para esto, se requiere modificar las generaciones nodales, pero al mismo tiempo dejar la demanda en los nodos intacta. La generación real de un generador particular menos la parte asignada de las pérdidas del Sistema se denomina generación neta.

$$P_G^n = P_G - L \sum_{i=1}^{N_G} \frac{P_i^G}{P_i^G}$$

Obviamente, la generación neta total es igual a la demanda total del sistema.

$$P_G^n = P_D$$

Se definen las variables  $P_i^n$  que corresponde a la potencia neta del nodo  $i$ , y  $P_{ij}^n$  como el flujo neto por la rama  $ij$ . La ecuación de la potencia nodal neta puede expresarse a través de retiros de potencia en los nodos de la siguiente forma:

$$P_i^n = \sum_{j \in \gamma_i} P_{ij}^n + P_{Di}$$

De manera análoga al método anterior, la ecuación anterior puede ser re-escrita como:

$$P_i^n - \sum_{j \in \gamma_i} \frac{P_{ij}}{P_j} P_j^n = P_{Di}$$

Por lo tanto, las pérdidas imputadas a la generación están dadas por:

$$PL_{Gi} = P_{Gi} - \frac{P_{Gi}}{P_i} P_i^n$$

Si se desea que tanto generación y demanda sean responsables por las pérdidas del Sistema se han de combinar ambos algoritmos de manera que el 50% de

las pérdidas se asigne a la demanda y el restante 50% se asigne a la generación.

#### 4.4. Método Incremental

El método de los coeficientes incrementales de pérdidas se basa en la relación que existe entre el total de pérdidas de potencia activa del Sistema,  $P_L$ , con la inyección de potencia en cada uno de los nodos,  $P_i$ . Se define el coeficiente incremental de pérdidas en un nodo  $i$ , denotado por  $ITL_i$ , como la variación de las pérdidas de potencia activa en la red respecto a un cambio en la inyección de potencia activa en dicho nodo de la red. Matemáticamente:

$$ITL_i = \frac{\partial P_L}{\partial P_i}$$

El coeficiente incremental de pérdidas en un nodo,  $ITL_i$ , depende de las condiciones de carga de la red; y, se los calcula directamente a partir del jacobiano del flujo de carga.

Este método fue publicado en la IEEE en el 2002, bajo el título "Incremental Transmission Loss Allocation Under pool Dispatch" [Galiana, Conejo, Kockar, 2002].

El método se explica a continuación, en base al paper antes mencionado.

##### • Procedimiento

Antes de deducir las ecuaciones que dan lugar a la asignación de pérdidas mediante el método incremental, es necesario puntualizar el concepto de cubrimiento de pérdidas; y definir dos cantidades: los factores de distribución de carga y los factores de distribución de pérdidas.

El cubrimiento o suministro de pérdidas es el mecanismo por el cual las pérdidas del sistema son generadas cuando estas no son tomadas en cuenta en el despacho original. El servicio de cubrimiento de pérdidas, es realizado por un generador (el slack) o por un grupo de generadores (slack distribuido); y afecta directamente los niveles de generación, flujos de carga y pérdidas del sistema.

Los factores de distribución de carga,  $m_i$ , se definen como la fracción de carga del sistema que es suministrada por el generador  $i$ , excluyéndose las pérdidas. Si la generación de potencia se divide en generación para suplir a la demanda y generación para suplir las pérdidas, se tiene:

$$P_G = P_L + \sum_{i=1}^n m_i P_D^T$$

Por otro lado, el factor de distribución de pérdidas,  $\rho_i$ , se define como la fracción de las pérdidas de potencia activa del Sistema que suministra el generador del nodo  $i$ .

Este factor de distribución es el que permite tener más de un nodo que suministre las pérdidas de potencia activa del Sistema. Es decir, el suministro de pérdidas se refleja a través de este factor de distribución.

Tanto los factores de distribución de carga como los factores de distribución de pérdidas son datos conocidos y especificados por el Sistema. La ecuación de balance de potencia del Sistema se puede escribir utilizando estos dos factores de la siguiente manera:

$$P_G = \sum_{i=1}^n m_i P_D^T + \sum_{i=1}^n \rho_i P_L$$

Igualando las ecuaciones anteriores, tomando diferenciales y considerando que tanto los factores de distribución de carga como los factores de distribución de pérdidas son constantes, se obtiene la expresión:

$$m dP_D^T + \rho dP_L - dP_D = \frac{\partial P(\delta)}{\partial \delta} d\delta$$

El término  $\frac{\partial P(\delta)}{\partial \delta}$  es la conocida matriz jacobiana de dimensiones  $\frac{\partial P}{\partial \delta}^{n \times (n-1)}$ . Al no ser cuadrada, no es posible su inversión; sin embargo, es posible determinar un vector de coeficientes  $\alpha$ , de dimensiones  $n \times 1$ , que sea espacio nulo de la matriz jacobiana transpuesta, es decir, que verifique:

$$\left[ \frac{\partial P(\delta)}{\partial \delta} \right]^T \alpha = 0$$

Para determinar  $\alpha$  se puede hacer uso del coeficiente incremental de pérdidas:

$$\alpha_i = 1 - ITL_{iis} = 1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}$$

Multiplicando ambos lados la ecuación anterior por  $\alpha^T$  y despejando las pérdidas incrementales en función de las cargas incrementales, finalmente se obtiene:

$$dP_L = \frac{\alpha^T \cdot dP_D - \alpha^T \cdot m dP_D^T}{\alpha^T \cdot \rho}$$

Si se considera a las pérdidas totales como la suma de  $n$  términos, y combinando ese criterio con la expresión anterior se obtiene:

$$dP_L = \sum_{i,j=1}^n \left[ \frac{\alpha_j - \alpha_i}{\alpha^T \rho} \right] m_i dP_{Dj}$$

A partir de esta ecuación, se puede asignar las pérdidas de potencia activa a la generación o a la demanda. Para imputar las pérdidas exclusivamente a la demanda, se parte de que el incremento diferencial de pérdidas de potencia activa asignado a una demanda sería la suma de todas las pérdidas imputadas a las transacciones desde todos los generadores  $i$  a la demanda  $j$ :

$$dP_{Lj} = \sum_{i=1}^n \left[ \frac{\alpha_j - \alpha_i}{\alpha^T \rho} \right] m_i dP_{Dj}$$

Igualmente, si se desea imputar las pérdidas a la generación, se tiene en cuenta que las pérdidas que se asignan a una generación  $i$  se deben a las transacciones entre dicho generador y cada demanda  $j$ :

$$dP_{Li} = \sum_{j=1}^n \left[ \frac{\alpha_j - \alpha_i}{\alpha^T \rho} \right] m_j dP_{Dj}$$

Estas dos posibilidades se pueden combinar, de forma que un 50% de las pérdidas se impute a la demanda y el 50% restante a la generación.

El principal inconveniente de este método es que, a causa del carácter cuadrático de las pérdidas, el método incremental asigna aproximadamente el doble de las pérdidas reales del Sistema.

## 5. CASO DE ESTUDIO

Con el objetivo de observar en detalle el comportamiento de los algoritmos antes expuestos, se han simulado dichos métodos a nivel del anillo de 230kV en la red del Sistema Nacional Interconectado (SIN), considerando un escenario de hidrología baja, en condiciones de demanda base.

El total de pérdidas de potencia activa en el Sistema a nivel de 230kV es de 41.36 MW. Cabe resaltar que en ningún método es importante la ubicación del nodo slack, pues hacen uso de los flujos de potencia activa o de corriente por las líneas (como es el caso del método de reparto proporcional y el método basado en la matriz de impedancias nodales) o en las inyecciones de potencia activa, ignorando el jacobiano del flujo de cargas (como el método prorrata), y dichas magnitudes sufren variaciones muy pequeñas con cambios en la ubicación del nodo slack. El método incremental a pesar de tener relación con la ubicación del nodo slack elimina esta dependencia con un nodo slack distribuido.

La Tabla 1 y las Figuras 4 y 5, presentan las pérdidas asignadas en MW a los nodos de generación y demanda.

TABLA 1: Pérdidas Asignadas (MW)

NODO	PROCEDIMIENTO			
	PR	Zbus	P5	ITL
<b>NODOS DE DEMANDA</b>				
STO DOMINGO	1.078	-1.537	0.477	-0.932
STA ROSA	3.867	16.726	6.240	7.549
QUEVEDO	2.007	3.193	5.882	4.607
TOTORAS	0.812	0.026	1.451	1.668
PASCUALES	5.609	2.243	5.651	6.220
DOS CERRITOS	0.930	-1.859	0.864	-1.738
MILAGRO	1.830	0.148	0.155	1.932
PAUTE	0.974	3.130	0.000	4.179
RIOBAMBA	0.251	0.413	0.731	0.112
POMASQUI	2.140	-2.128	0.000	-3.424
TRINITARIA	1.181	0.325	0.000	0.500
<b>TOTAL</b>	<b>20.68</b>	<b>20.68</b>	<b>21.45</b>	<b>20.67</b>
<b>NODOS DE GENERACION</b>				
STO DOMINGO	1.907	-4.405	3.312	-9.117
STA ROSA	0.373	2.611	0.010	2.111
QUEVEDO	0.574	1.477	0.112	4.222
TOTORAS	0.860	0.044	0.777	0.118
PASCUALES	4.588	2.971	3.167	16.002
MILAGRO	1.936	0.254	7.600	2.638
PAUTE	4.206	21.883	4.350	12.341
POMASQUI	3.369	-5.425	1.034	-10.977
TRINITARIA	2.868	1.271	1.088	3.333
<b>TOTAL</b>	<b>20.68</b>	<b>20.68</b>	<b>21.45</b>	<b>20.67</b>

El primer comportamiento digno de destacar es que los métodos incrementales y Zbarra permiten la asignación de pérdidas negativas, lo cual representa una subvención o incentivo económico; como consecuencia de dichas subvenciones existen barras que son fuertemente sancionadas. Como se puede observar, el método prorrata asigna pérdidas en función de la generación o demanda de cada barra.

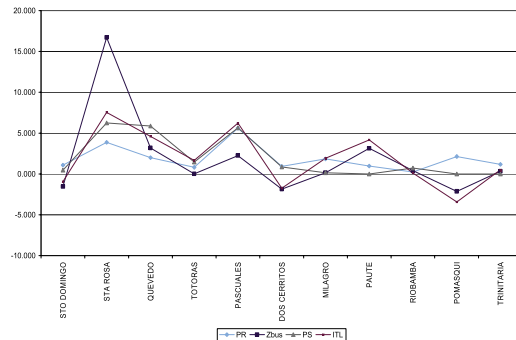


FIGURA 3: Comparación de las Pérdidas Asignadas (MW) Nodos de Demanda

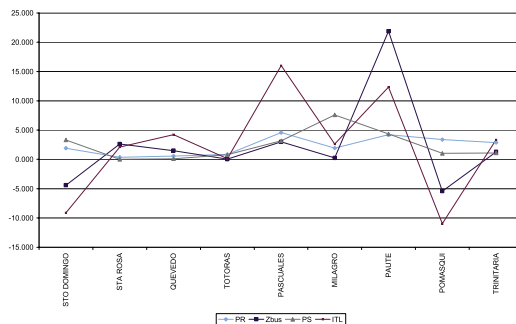


FIGURA 4: Comparación de las Pérdidas Asignadas (MW) Nodos de generación

Una característica destacable en el método de reparto proporcional es que realiza asignaciones nulas en los nodos que existe generación y demanda a la vez, la misma que es menor respecto al nivel de generación.

Con el fin de poder comparar las similitudes o diferencias en el comportamiento que presentan los diferentes métodos de asignación de pérdidas, se recurre a los coeficientes de correlación. El coeficiente de correlación entre dos métodos es una medida matemática de la semejanza en la asignación de las pérdidas que hay entre dichos métodos. Si dicho coeficiente es 1, se tiene una correlación lineal tipo  $y = ax + b$ , de modo que ambos métodos realizan la misma asignación de pérdidas. Si el coeficiente es -1, se tiene una correlación lineal tipo  $y = -ax + b$ . Un coeficiente de correlación próximo a igual a cero indica que no existe un patrón de semejanza en el comportamiento de la asignación de pérdidas entre dos métodos.

Los coeficientes de correlación entre los métodos de asignación se muestran en las Tablas 2 y 3, y gráficamente en las Figuras 5 y 6.

TABLA 2. Coeficientes de Correlación Nodos de Demanda

METODO	PR	Zbus	PS	ITL
PR	1.0000	0.4934	0.7443	0.7848
Zbus	0.4934	1.0000	0.6856	0.7844
PS	0.7443	0.6856	1.0000	0.6333
ITL	0.7848	0.7844	0.6333	1.0000

TABLA 3: Coeficientes de Correlación Nodos de Generación

METODO	PR	Zbus	PS	ITL
PR	1.0000	-0.3807	-0.3846	-0.3826
Zbus	-0.3807	1.0000	0.2459	0.7030
PS	-0.3846	0.2459	1.0000	0.2187
ITL	-0.3826	0.7030	0.2187	1.0000

El primer hecho a tener en cuenta es que los coeficientes de correlación de los nodos de demanda presentan valores más próximos a 1 que los coeficientes de correlación de los nodos de generación, por lo que el comportamiento de los métodos de asignación de pérdidas en dichos nodos de generación es más dispar.

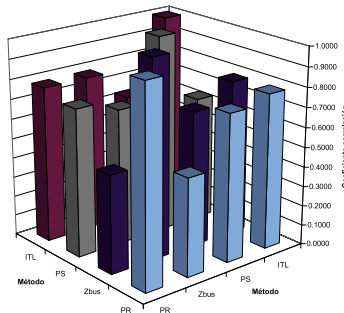


FIGURA 5: Comparación de los Coeficientes de Correlación Nodos de Demanda

Para los nodos de demanda, la mayor semejanza se presenta entre el método incremental y el de reparto proporcional. Mientras que el método Zbarra presenta coeficientes de correlación bajos con el resto de métodos lo que señala un comportamiento menos afín para asignar pérdidas.

Para los nodos de generación, los métodos incremental y Zbarra presentan un comportamiento semejante, ya que ambos toman en cuenta la red de transmisión. Mientras que el método prorrata presenta coeficientes de correlación negativos respecto al resto de métodos, lo que indica un comportamiento opuesto para asignar pérdidas.

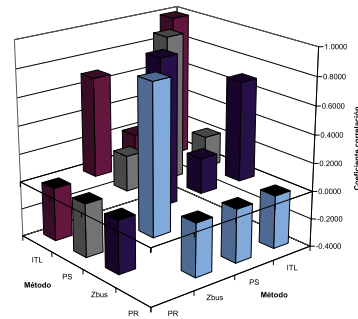


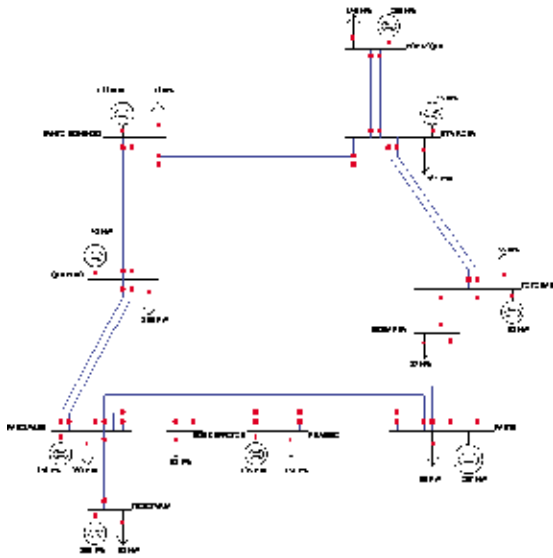
FIGURA 6: Comparación de los Coeficientes de Correlación Nodos de Generación

## 6. CONCLUSIONES

- Todos los métodos de asignación exigen a generadores y consumidores establecer un previo acuerdo sobre la proporción en la que las pérdidas van a ser repartidas entre ambos, lo cual introduce un grado de arbitrariedad.
- La asignación de pérdidas es un mecanismo económico que no interviene con la operación física del mercado, ya que no afecta los niveles de generación o flujos de potencia, pero modifica la distribución de ingresos y pagos entre los Agentes del Mercado.
- La asignación de pérdidas es un problema complejo que aún se encuentra abierto a discusión, ya que ninguna metodología ha sido plenamente aceptada y/o aplicada, así como tampoco considerada como justa y no discriminatoria por los mercados eléctricos.

## 7. ANEXO

El diagrama unificar del SNI, a nivel del anillo de 230kV, con la solución del flujo de potencia obtenido mediante el simulador de flujos Power World se muestra a continuación.



## 8. BIBLIOGRAFIA

- [1] GALIANA F.; CONEJO A.; KOCHAR I.; Incremental Transmission Loss Allocation Under Pool Dispatch; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 17, Febrero 2002.
- [2] CONEJO A.; ARROYO J.M.; ALGUACIL N.; GUIJARRO A.L.; Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 17, Agosto 2002.
- [3] GALIANA F.; CONEJO A.; KOCHAR I.; Z-bus Loss Allocation; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 16, Febrero 2001.
- [4] BIALEK J. W.; Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 12, Agosto 1997.
- [5] UNSIHUAY C.; SAAVEDRA O.; Métodos para la Asignación de Pérdidas de Transmisión en Mercados Eléctricos Competitivos; Congreso Brasileiro de Automática; Septiembre 2002.
- [6] PERÁN F.L.; PÉREZ ARRIAGA J.I.; Asignación de Pérdidas de Transporte entre los Sistemas Eléctricos de un Mercado Regional, Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas; España.



**Luis Eduardo Armas Vargas.-**

Nació en marzo de 1980 en la ciudad de Quito, Ecuador. Cursó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico en Agosto 2005.

Actualmente, se encuentra laborando en la Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE, Dirección de Operaciones. Su campo de acción es la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado.