

LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA MEDIANTE DIFERENTES MÉTODOS DE REPARTICIÓN DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN; ANÁLISIS DE ELIMINACIÓN DE LOS FACTORES DE NODO

Gabriel Salazar
Investigación y Desarrollo

Hugo Arcos
Dirección de Planeamiento

RESUMEN

Las señales que se obtienen a través de la diferenciación espacial de los precios nodales, no han logrado su propósito de incentivar la ubicación óptima de nueva generación en la red. Por otro lado, la remuneración al transportista que se obtiene por la diferencia de cobros y pagos debido a la aplicación de factores de nodo, no es suficiente para cubrir la totalidad de cargos regulados del transportista, siendo necesario la aplicación de cargos complementarios.

A través de las reformas a la LRSE, se unifican los precios nodales con las componentes de energía y potencia. Debido a las pérdidas de transmisión, cuando se igualan los precios nodales, el mercado no cierra financieramente, siendo necesario establecer métodos para la asignación de las pérdidas.

Diversos son los métodos que se han propuesto para la asignación de las pérdidas, acogiéndose a distintos criterios técnicos.

El presente estudio tiene el propósito de realizar un análisis comparativo de los distintos métodos existentes y mostrar el fundamento teórico de cada uno de ellos.

Luego se analizará la propuesta de eliminación de factores de nodo desde el punto de vista de las liquidaciones que resulten con la implementación de cada uno de los métodos analizados.

PALABRAS CLAVE: Asignación de Pérdidas de la Red, Factor de Nodo, Liquidación de Transacciones, Pérdidas de Transmisión.

1. INTRODUCCIÓN

La tarificación marginalista de la red propone recuperar la totalidad de los costos regulados de transmisión, a través de la diferencia de cobros a las demandas y pagos a las generaciones a precios nodales. Cuando los precios nodales son fijados a través de costos marginales de corto plazo, esta igualdad

entre remuneración marginalista y costos totales de transmisión no existe y se logra recuperar alrededor del 10% - 20% de la remuneración total. Lo anterior se debe principalmente a ciertas características de la etapa de transmisión, como son: [1]

- Economías crecientes a escala muy marcadas.
- Necesidad de contar con una red económicamente “no óptima”, debido a aspectos técnicos.
- Inversiones discretas en la ampliación de las instalaciones de red.

La diferencia entre los cargos totales de transmisión y los cargos obtenidos por la tarificación marginalista, se denominan “*cargos complementarios*”. Casi siempre, la tarificación marginalista de la red va acompañada de un método de repartición de cargos complementarios, los cuales se fundamentan en varios principios para determinar el “*uso de la red*”. Ninguno de estos métodos ha sido reconocido universalmente como el más efectivo y cada uno ha sido diseñado para sistemas eléctricos con características particulares [2].

En modelos uninodales, la diferenciación espacial de los precios nodales se logra a través de la aplicación del “*factor de nodo*”, factor que se define como la variación de las pérdidas de la red ante la inyección incremental de potencia en un nodo.

Los factores de nodo envían señales temporales y espaciales adecuadas respecto del consumo de energía y de la ubicación de nueva oferta en la red de transporte. Estas señales no han sido suficientes, en el modelo ecuatoriano, para lograr sus objetivos. En tal sentido, en las reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico que han sido aprobadas por el Congreso Nacional en septiembre de 2006, se está proponiendo *igualar todos los precios nodales*, tanto para las compras como para las ventas en el mercado ocasional. Este concepto trae consigo la eliminación de los factores de nodo del modelo tarifario.

La eliminación de los factores de nodo hace necesaria la aplicación de otros métodos para la asignación

de las pérdidas de la red, de otra forma no podría efectuarse el cierre financiero del mercado ocasional.

El presente artículo analiza diferentes métodos de repartición de las pérdidas de transmisión y su efecto en las liquidaciones de energía. Para tal efecto, en el *numeral 2* se presenta el marco teórico respecto de la remuneración del transporte y asignación de pérdidas, en el *numeral 3* se formulan con cierto grado de detalle varios métodos de asignación de pérdidas, en el *numeral 4* se realizan simulaciones sobre sistemas de prueba y se hacen comparaciones respecto de la asignación de pérdidas de la red obtenida con varios métodos, en el *numeral 5* se realizan comparaciones respecto de las liquidaciones de las transacciones que se obtienen con cada método de repartición de pérdidas en la red y con la aplicación de factores de nodo sobre los sistemas de prueba, en el *numeral 6* se citan las principales conclusiones y aportes del trabajo.

2. MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

2.1. Liquidación de Transacciones

La tarifación marginalista de la red de transporte se deriva de la composición de los precios nodales, producto de la solución del problema de optimización del despacho de unidades de generación en el corto plazo cuando se consideran pérdidas en la red. La expresión de los precios nodales, para ese modelo, es la siguiente:

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

Donde:

ρ_i = Es el precio nodal de la energía del nodo i .

λ = Es el costo marginal del sistema.

$\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$ = Son las pérdidas incrementales de transmisión del nodo i .

Con esta formulación de precios nodales, la diferencia de cobros a las demandas y pagos a los generadores, produce una diferencia conocida como la remuneración variable al transmisor:

$$RVT = \sum_{i=1}^{N_d} Pd_i \rho_i - \sum_{j=1}^{N_g} Pg_j \rho_j \quad (2)$$

Donde:

RVT = Es la remuneración variable al transmisor.

N_d = Es el número de demandas en el sistema.

N_g = Es el número de generadores en el sistema.

Pd_i = Es la potencia de la demanda i .

Pg_j = Es la potencia del generador j .

Con la propuesta de igualdad de los precios nodales, la componente de energía tendrá el mismo valor para todas las compras y ventas que se realicen en el mercado ocasional en esa hora y serán iguales al costo marginal horario, es decir:

$$\rho_i = \lambda \quad \forall \text{ los nodos } i \text{ de la red} \quad (3)$$

Ante esta igualdad, las liquidaciones horarias de energía ocasionarán una diferencia negativa entre los cobros a las demandas y pagos a los generadores:

$$\sum_{i=1}^{N_d} Pd_i \lambda - \sum_{j=1}^{N_g} Pg_j \lambda = -\lambda P_L \quad (4)$$

Donde:

P_L = Es la potencia de las pérdidas totales de transmisión.

La expresión muestra que no se produce el cierre financiero del mercado debido a las pérdidas en la red. La cantidad que no permite el cierre financiero es precisamente igual al producto entre las pérdidas de transmisión y el costo marginal horario del sistema:

$$\Delta_m = -\lambda P_L \quad (5)$$

Donde:

Δ_m = Es el delta de dinero que no permite el cierre financiero de esa hora.

Para lograr el cierre financiero y que la diferencia entre cobros y pagos sea nula, es necesario repartir las pérdidas de transmisión entre los usuarios de la red. En tal sentido al precio de energía se adicionará una componente que tendrá relación con la asignación de las pérdidas a ese nodo. Esto es:

$$\rho_i = \lambda \pm \eta_{iperd} \quad (6)$$

Donde:

η_{iperd} = Es la componente del precio que refleja la asignación de las pérdidas a ese nodo.

El signo \pm está presente en la expresión porque esta asignación de las pérdidas puede realizarse a los generadores (-), a las demandas (+) o a ambos actores del mercado (\pm).

Cuando los precios nodales tienen las componentes indicadas en (6), la diferencia de cobros y pagos es nula y la remuneración total de los cargos de transporte debe realizarse a través de un método distinto, esto es:

$$\sum_{i=1}^{N_d} P d_i \rho_i - \sum_{j=1}^{N_g} P g_j \rho_j = 0 \quad (7)$$

La repartición de las pérdidas puede realizarse a través de un sinnúmero de métodos, algunos de los cuales serán expuestos en la siguiente numeral.

2.2. Repartición de Pérdidas de Transmisión

Uno de los conceptos más utilizados para la repartición de pérdidas en la red entre los distintos usuarios de ella, es el *trazado de los flujos de potencia*, a través de los cuales se pretende determinar cual es el aporte de una generación o demanda a los flujos por cada una de las instalaciones de la red de transmisión y, por lo tanto, a las pérdidas de transmisión.

Existen diferentes métodos de repartición de las pérdidas de transmisión propuestos en el estado del arte. Para el análisis de este artículo se utilizará la siguiente clasificación:

- Repartición de pérdidas entre generadores.
- Repartición de pérdidas entre generadores y cargas.
- Repartición de pérdidas entre cargas.

Repartición de Pérdidas entre Generadores: los principales métodos que realizan esta repartición de las pérdidas son: el método de flujos netos propuesto por J. Bialek [3], [4], el método propuesto por D. Kirschen [5], [6], el método de la matriz Z barra [7]. Estos métodos basan sus criterios en determinar el aporte de cada generador a las pérdidas de la red.

Repartición de Pérdidas entre Generadores y Cargas: los principales métodos que realizan esta repartición de las pérdidas son: el método de flujos medios propuesto por J. Bialek [3], [4], el método de los factores de distribución propuesto por H. Rudnick [8]. Estos métodos basan sus criterios en determinar el aporte de cada generador y cada consumo a las pérdidas de la red.

Repartición de Pérdidas entre Cargas: los principales métodos que realizan esta repartición de las pérdidas son: el método de flujos gruesos propuesto por J. Bialek [3], [4], el método de los factores de distribución generalizados de carga, propuesto por H. Rudnick [8], el método de prorrateo. Estos métodos basan sus criterios en determinar el aporte de cada carga a las pérdidas de la red.

En el siguiente numeral se describirán brevemente cada uno de los métodos de J.W. Bialek, D. Kirschen

y Prorrateo, los cuales serán utilizados para el análisis comparativo.

3. DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS DE LA RED

3.1. Métodos Propuestos por J.W. Bialek

Este método se basa en el supuesto, de que las inyecciones de potencia activa o reactiva a lo nodos están compartidas proporcionalmente entre salidas nodales; es decir, que el requerimiento que se debe respetar es el cumplimiento de las leyes Kirchhoff en cada nodo. Con este supuesto se puede determinar en forma proporcional la manera en que se distribuyen las potencias en las redes.

En el trazado del flujo de electricidad, se debe considerar que los algoritmos que el autor propone trabajan con flujos sin pérdidas en las líneas, es decir que los flujos en ambos extremos de las líneas son iguales. Los trazados de flujo por las líneas pueden ser:

Flujos Medios, asumiendo que éstos son un promedio entre la potencia inyectada y retirada de una rama, además agregando la mitad de las pérdidas de las líneas a los consumos y restando la mitad a los generadores.

Flujos Gruesos, asumiendo que el sistema es alimentado por la potencia real del sistema y que no hay pérdidas en la red de transmisión, para esto se debe modificar las demandas nodales, pero al mismo tiempo dejar la generación en los nodos intacta.

Flujos Netos, considera que las pérdidas marginales son completamente removidas de las líneas, para esto se requiere modificar las generaciones en los nodos dejando las demandas del sistema intactas.

Este método usa dos algoritmos dependiendo del trazado del flujo de potencia: *algoritmo de inyecciones de potencia (upstream looking algorithm)*, que asigna las pérdidas de la red entre la generación y demanda para trazos de flujos medios o sólo se le asigna a las demandas para trazos de flujo gruesos; y, *el algoritmo de retiros de potencia (downstream looking algorithm)*, que asigna las pérdidas de la red entre la generación y demanda para trazos de flujos medios o asigna las pérdidas de la red solo a la generación para trazos de flujos netos.

El algoritmo de inyección de potencias (upstream looking algorithm) se lo puede resumir en los siguientes pasos:

1. Resolver el flujo de potencia y definir los flujos como las pérdidas por las líneas, según el trazado de electricidad.
2. Encontrar A_u : matriz de (nxn) de distribución por inyección de potencia.

$$[A_u]_{ij} = \left. \begin{cases} 1 & i = j \\ -\frac{|P_{ji}|}{P_j} & j \in \alpha_i^u \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \right\} \quad (8)$$

Donde:

α_i^u = Es el set de nodos surtiendo directamente al nodo i (flujo hacia el nodo i desde otros nodos).

3. Definir el vector de generación de cada nodo P_G
4. Invertir la matriz.

$$A_u(i.e., A_u^{-1}) \quad (9)$$

5. Encontrar la matriz de flujos nodales.

$$P = A_u^{-1} P_G \quad (10)$$

6. El retiro de potencia en la línea $i-l$ desde el nodo i se calcula como:

$$|P_{i-l}| = \sum_{k=1}^n D_{i-l,k}^G \cdot P_{Gk} \quad \text{para } l \in \alpha_i^{(d)} \quad (11)$$

Donde:

$$D_{i-l,k}^G = \frac{|P_{i-l}| |A_u^{-1}|_{ik}}{P_i} = \text{Representa un}$$

factor de distribución de generación topológico e indica la proporción de potencia que el k -ésimo generador aporta a l línea $i-l$.

$\alpha_i^{(d)}$ = Es el set de nodos alimentados directamente por el nodo i .

El algoritmo de retiros de potencia de nodos (downstream looking algorithm), usa la misma metodología con la diferencia de que la inyección nodal se expresa como la suma de retiros de potencia.

3.2. Método Propuesto por D. Kirschen

El autor propone este método con el objetivo de determinar qué generadores están alimentando

una carga en particular, cuánto uso hacen de la red eléctrica y la contribución de cada generador a las pérdidas del sistema. El método propuesto se basa en la resolución de un flujo de potencia activa o reactiva y en la definición de dominios, commons y links.

El Dominio de un generador es el conjunto de barras que son alcanzadas por la potencia generada de uno o un grupo de generadores. **Un Common** o áreas comunes es el conjunto de barras aledañas alimentadas por los mismos generadores. El número de generadores de cada common se denomina **“rank”**. **Los Links** son ramas o líneas que conectan a los commons. En base a lo expuesto anteriormente se puede representar un gráfico directo y acíclico, cabe señalar que en éste los flujos por todas las líneas de un determinado link fluyen en la misma dirección. Además, este flujo va desde un common de rank N hacia uno de rank M , en que siempre $N < M$ [9].

Para obtener un punto de vista cuantitativo, se deben obtener nuevas definiciones como: *Flujos internos de los commons*, que son la suma de potencias inyectadas por los generadores o flujos de potencias desde otros commons. *Flujo externo de un common* es la suma de potencias llevadas por los links entre commons de diferente rank. Por lo tanto, el flujo interno de un common será igual a la suma de los flujos externos más las cargas conectadas a las barras del common, es decir lo que entra es igual a lo que sale.

Este método se basa en el siguiente supuesto de proporcionalidad:

Para un common dado, si la proporción de flujo interno asociado al generador i es x_i , entonces la proporción de flujo externo al generador i es x_i [9].

Para determinar la contribución de cada generador en el suministro de potencia de las cargas de cada common, se aplica el siguiente método recursivo:

$$F_{ijk} = C_{ij} \cdot F_{jk} \quad (12)$$

$$I_K = \sum_j F_{jk} \quad (13)$$

$$C_{ik} = \frac{\sum_j F_{ijk}}{I_K} \quad (14)$$

Donde:

C_{ij} = Contribución del generador i a la carga y flujo externo del common j .

C_{jk} = Contribución del generador i a la carga y flujo externo del common k.

F_{jk} = Flujo desde el common j al k a través del link k.

F_{ijk} = Flujo desde el common j al k a través del link proveniente del generador i.

I_k = Flujo interno del common k.

3.3. Método de Prorrato

Es uno de los más sencillos y se basa en a resolución de flujo de potencia, se lo puede aplicar para flujos de potencia AC y DC.

El método de prorrato o estampillado determina la responsabilidad de cada Agente en base a su generación, o consumos independientemente de su localización y de la topología de la red.

El objetivo principal es repartir las pérdidas en forma igual a las demandas o a la generación sin tomar en cuenta la ubicación de la barra de carga o de la barra slack.

4. APLICACIÓN EN SISTEMAS DE PRUEBA

4.1. Aplicación en Sistemas de Prueba de 5 Nodos

En la Figura 1 se presenta un sistema de 5 nodos con dos generadores y tres cargas cada uno con barra propia. En la Tabla 1 se puede observar las características del sistema, y finalmente en la Tabla 2 se presentan los flujos por las líneas. Estos datos servirán para la modelación de cada método. En la Tabla 2 se observan las pérdidas del sistema para cada línea, donde la suma total de éstas es de 3,361 MW que deberán ser repartidas entre los Agentes involucrados en la liquidación de pagos y cobros.

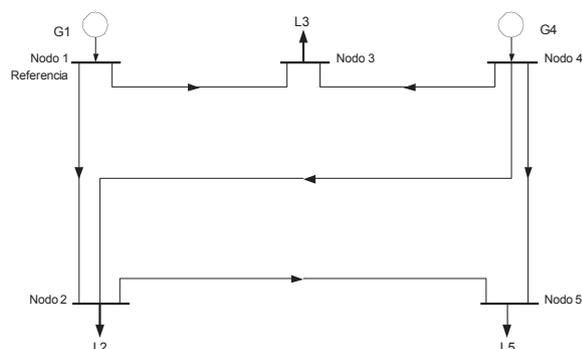


FIGURA 1: Sistema de 5 Nodos

TABLA 1: Características del Sistema

Nodo	Generación		Carga	
	PG (MW)	QG (Mvar)	PL (MW)	QL (Mvar)
1	103,361	14,523	0,000	0,000
2	0,000	0,000	50,000	10,000
3	0,000	0,000	60,000	20,000
4	80,000	28,570	0,000	0,000
5	0,000	0,000	70,000	30,000
Total	183,361	43,093	180,000	60,000

TABLA 2: Flujos de Potencia Activa

Nodos		Pij	Pji	Pij (Promedio)	Pérdidas ij
i	j				
1	2	84,343	-83,016	83,680	1,327
1	3	19,018	-18,757	18,888	0,261
2	4	-9,664	9,734	9,699	0,070
2	5	42,680	-41,888	42,284	0,792
3	4	-41,243	41,420	41,332	0,177
4	5	28,846	-28,112	28,479	0,734

• Métodos Propuestos por J.W. Bialek

Este método fue modelado para trazos de flujos medios con diferentes algoritmos de inyección de potencia (upstream looking algorithm) y retiro de potencia (downstream looking algorithm), la participación de cada generador en las cargas en MW es presentada en la Tabla 3.

TABLA 3: Algoritmo de Inyección de Potencias (Flujos Medios)

Carga	Generador		Total	Pérdidas
	G 1	G 4		
L 2	45,790	5,307	51,097	1,097
L 3	18,889	41,331	60,220	0,220
L 5	37,894	32,871	70,765	0,765
Total	102,573	79,510	182,082	2,082
Pérdidas	0,788	0,490	1,279	3,361

Las Tablas 4 y 5 resumen las participaciones en MW de la generación en cada demanda para flujos gruesos (upstream looking algorithm) y para flujos netos (downstream looking algorithm), respectivamente.

En las Tablas siguientes se puede observar claramente la asignación de las pérdidas de la red a la generación o a la demanda según el trazo de flujos de potencia y el algoritmo utilizado.

TABLA 4: Algoritmo de Inyección de Potencias (Flujos Gruesos)

Carga	Generador		Total	Pérdidas
	G 1	G 4		
L 2	45,502	5,251	50,754	0,754
L 3	19,018	41,420	60,438	0,438
L 5	38,841	33,329	72,169	2,169
Total	103,361	80,000	183,361	3,361
Pérdidas	0,000	0,000	0,000	3,361

TABLA 5: Algoritmo de Retiros de Potencias (Flujos Netos)

Gener.	Carga			Total	Pérdidas
	L 2	L 3	L 5		
G 1	44,786	18,757	37,520	101,064	2,297
G 4	5,214	41,243	32,480	78,936	1,064
Total	50,000	60,000	70,000	180,000	3,361
Pérdidas	0,000	0,000	0,000	0,000	3,361

• **Método Propuesto por D. Kirschen**

El diagrama reducido del sistema se muestra en la Figura 2, en la que se detalla tres commons. *Common 1* incluye el nodo 1, *common 2* incluye el nodo 4, *common 3* incluye los nodos 3, 4 y 5. El sistema tiene dos links, uno que une a los commons 1 y 3 (líneas 1-2 y 1-3) y otro que conecta los commons 2 y 3 (líneas 2-4, 2-3 y 2-5). Las asignaciones de potencia activa de la Generación por las líneas, se muestra en la Tabla 6.

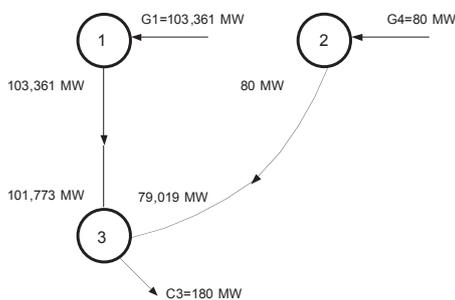


FIGURA 2: Diagrama Acíclico de Contribución de Generación

TABLA 6: Aportes de la Generación por las Líneas

Nodos		Pij (G1)	Pji (G1)	Pij (G4)	Pji (G4)
i	j				
1	2	47,479	-46,732	36,864	-36,284
1	3	10,706	-10,559	8,312	-8,198
2	4	-5,440	5,480	-4,224	4,254
2	5	24,026	-23,580	18,654	-18,308
3	4	-23,217	23,317	-18,026	18,103
4	5	16,238	-15,825	12,608	-12,287
Pérdidas		1,892		1,469	
Totales		3,361			

• **Método de Prorrateo**

En la Tabla 7 se presenta como las pérdidas de transmisión que son asignadas a las demandas en MW y porcentaje según sea el valor de la carga en el nodo.

TABLA 7: Distribución de las Pérdidas Según la Participación de las Demandas

Nodo	Generación	Carga	Pérdidas	
	MW	MW	MW	%
1	103,361	0,000	0,000	0%
2	0,000	50,000	0,934	28%
3	0,000	60,000	1,120	33%
4	80,000	0,000	0,000	0%
5	0,000	70,000	1,307	39%
Total	183,361	180,000	3,361	100%

4.2. **Aplicación en Sistemas de Prueba de 6 Nodos**

El sistema de prueba de seis nodos se presenta en la Figura 3. En la Tabla 8 se presentan algunas características generales del sistema y en la Tabla 9 se observan los flujos por las líneas con sus respectivas pérdidas, que en total suman 41,24 MW.

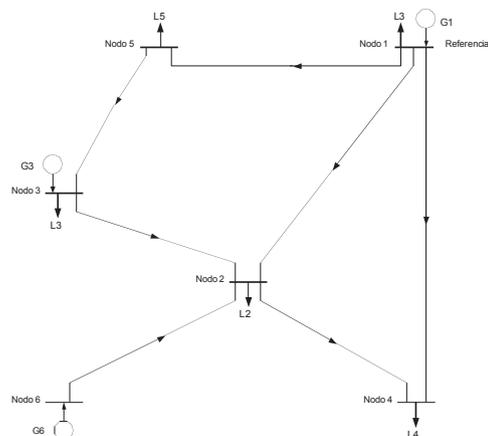


FIGURA 3: Sistema de 6 Nodos

TABLA 8: Características del Sistema

Nodo	Carga	
	PG (MW)	PL (MW)
1	191,57	56,00
2	0,00	168,00
3	255,67	28,00
4	0,00	112,00
5	0,00	168,00
6	126,00	0,00
Total	573,24	532,00

TABLA 9: Flujos y Pérdidas de Potencia Activa

Nodos		Pij	Pji	Pij (Promedio)	Pérdidas ij
i	j				
1	2	10,24	-10,12	10,18	0,12
1	4	53,30	-48,50	50,90	4,80
1	5	72,03	-69,31	70,67	2,72
2	3	-102,33	123,40	112,87	21,07
2	4	68,99	-63,50	66,25	5,49
2	6	-124,54	126,01	125,28	1,47
3	5	104,27	-98,70	101,49	5,57

• **Métodos Propuestos por J.W. Bialek**

Al igual que ejemplo anterior, este método puede modelar el sistema de seis nodos para trazos de flujos medios con diferentes algoritmos de inyección de potencia (upstream looking algorithm) y retiro de potencia (downstream looking algorithm), la participación de cada generador en las cargas en MW es presentado en la Tabla 10.

TABLA 10: Algoritmo de Inyección de Potencias (Flujos Medios)

Carga	Generador			Total	Pérdidas
	G 1	G 3	G 6		
L 1	59,820	0,000	0,000	59,820	3,820
L 2	7,464	82,553	91,848	181,865	13,865
L 3	0,000	41,320	0,000	41,320	13,320
L 4	53,616	30,109	33,417	117,142	5,142
L 5	70,666	101,479	0,000	172,145	4,145
Total	191,566	255,462	125,265	572,293	40,293
Pérdidas	0,004	0,208	0,735	0,947	41,240

Las Tablas 11 y 12 resumen las participaciones en MW de la generación en cada demanda para flujos gruesos (upstream looking algorithm) y para flujos netos (downstream looking algorithm), respectivamente.

TABLA 11: Algoritmo de Inyección de Potencias (Flujos Gruesos)

Carga	Generador			Total	Pérdidas
	G 1	G 3	G 6		
L 1	56,000	0,000	0,000	56,000	0,000
L 2	7,259	87,477	89,320	184,056	16,056
L 3	0,000	28,000	0,000	28,000	0,000
L 4	56,283	35,926	36,680	128,889	16,889
L 5	72,028	104,267	0,000	176,295	8,295
Total	191,566	255,664	126,000	573,240	41,240
Pérdidas	0,000	0,000	0,000	0,000	41,240

TABLA 12: Algoritmo de Retiros de Potencias (Flujos Netos)

Gen.	Carga					Total	Pérd.
	L1	L2	L3	L4	L5		
G 1	56,00	7,17	0,00	51,21	69,30	183,69	7,88
G 3	0,00	72,54	28,00	27,42	98,70	226,66	29,01
G 6	0,00	88,29	0,00	33,37	0,00	121,65	4,35
Total	56,00	168,00	28,00	112,00	168,00	532,00	41,24
Pérd.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,24

• **Método Propuesto por D. Kirschen**

El diagrama acíclico del sistema se muestra en la Figura 4, en la que se detalla tres commons. Common 1 incluye el nodo 3, common 2 incluye el nodo 6, common 3 incluye los nodos 1, 2, 4 y 5. El sistema posee dos links, uno que une a los commons 1 y 3 (líneas 3-5 y 3-2) y otro que conecta los commons 2 y 3 (línea 6-2). Las asignaciones de potencia activa de la Generación por las líneas, se muestra en la Tabla 13.

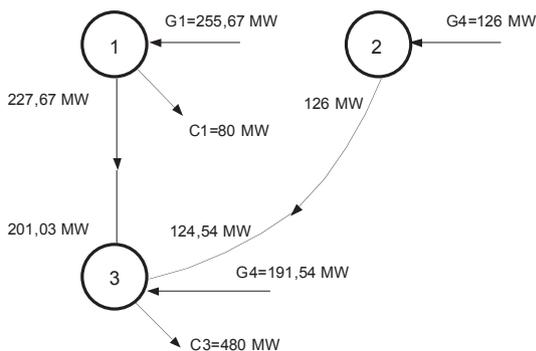


FIGURA 4: Diagrama Acíclico de Contribución de Generación

TABLA 13: Aportes de la Generación por las Líneas

Nodos		Pij	Pji	Pij	Pji	Pij	Pji
i	j	(G1)	(G1)	(G3)	(G3)	(G6)	(G6)
1	2	3,79	-3,75	3,98	-3,93	2,47	-2,44
1	4	19,74	-17,97	20,72	-18,85	12,84	-11,68
1	5	26,68	-25,68	28,00	-26,94	17,35	-16,69
2	3	-37,91	45,71	-39,78	47,97	-24,64	29,72
2	4	25,56	-23,52	26,82	-24,68	16,61	-15,29
2	6	-46,13	46,68	-48,41	48,98	-29,99	30,35
3	5	38,63	-36,56	40,53	-38,37	25,11	-23,77
Pérdidas		15,28		16,03		9,93	
Totales		41,24					

• **Método de Prorrateo**

En la Tabla 14 se presenta como las pérdidas de transmisión son asignadas a las demandas en MW y porcentaje dependiendo de la demanda nodal.

TABLA 14: Distribución de las Pérdidas Según la Participación de las Demandas

Nodo	Generación	Carga	Perdidas	
	MW	MW	MW	%
1	191,57	56,00	4,34	11%
2	0,00	168,00	13,02	32%
3	255,67	28,00	2,17	5%
4	0,00	112,00	8,68	21%
5	0,00	168,00	13,02	32%
6	126,00	0,00	0,00	0%
Total	573,24	532,00	41,24	100%

5. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES

Para las liquidaciones de transacciones de los sistemas propuestos, resultó un costo marginal del sistema de 2,00 \$/MWh y un valor fijo horario para el costo por uso de la red de transmisión de 400 \$/h. Estos datos se los aplicó con los diferentes métodos y con factores de nodo a manera de comparación.

5.1. Liquidación de Transacciones con Barras de Generación o Demanda Pura

En la Tabla 15 se puede observar que, con la aplicación de factores de nodo, no existe un cierre financiero entre los pagos y cobros realizados a los agentes involucrados. Esta diferencia se conoce como *remuneración variable al transmisor – RVT*.

TABLA 15: Método Factor Nodo

Nodo	Precio	Cobros	Pagos	Cargo	Pago T.
	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,000	206,72			
2	2,084		104,19	108,43	212,62
3	2,101		126,06	130,12	256,18
4	2,078	166,22			
5	2,176		152,35	151,80	304,15
Total		372,95	382,60	390,35	772,95
RVT \$		9,65			
Cargo Comp.\$		390,35			

En las Tablas presentadas a continuación se puede comprobar que con los diferentes métodos existe un cierre financiero entre pagos y cobros a los Agentes. Los valores de cierre de mercado varían según el método, esto se debe principalmente a la asignación de las pérdidas por transmisión entre generadores y demandas.

TABLA 16: Bialek (Flujos Medios)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	1,985		205,15			
2		2,044		102,19	111,11	213,30
3		2,007		120,44	133,33	253,77
4	1,988		159,02			
5		2,022		141,53	155,56	297,09
Total			364,16	364,16	400,00	764,16

TABLA 17: Bialek (Flujos Gruesos)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,000		206,72			
2		2,030		101,51	111,11	212,62
3		2,015		120,88	133,33	254,21
4	2,000		160,00			
5		2,062		144,34	155,56	299,89
Total			366,72	366,72	400,00	766,72

TABLA 18: Bialek (Flujos Netos)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	1,956		202,1	0,0		0,0
2		2,000	0,0	100,0	111,1	211,1
3		2,000	0,0	120,0	133,3	253,3
4	1,973		157,9	0,0		0,0
5		2,000	0,0	140,0	155,6	295,6
Total			360,0	360,0	400,0	760,0



TABLA 19: Kirschen

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	1,963		202,94			0,00
2		2,000		100,00	111,11	211,11
3		2,000		120,00	133,33	253,33
4	1,963		157,06			0,00
5		2,000		140,00	155,56	295,56
Total			360,0	360,0	400,0	760,0

TABLA 20: Prorratio

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,00		206,72			0,00
2		2,04		101,87	111,11	212,98
3		2,04		122,24	133,33	255,57
4	2,00		160,00			0,00
5		2,04	0,00	142,61	155,56	298,17
Total			366,72	366,72	400,00	766,72

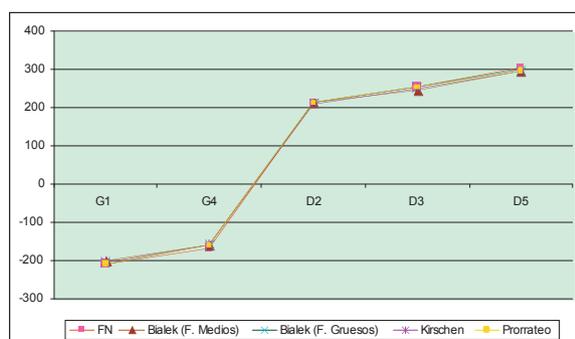


FIGURA 5: Liquidaciones para Sistema 5 Barras

5.2. Liquidación de Transacciones con Barras Mixtas de Generación y Demanda

En la Tabla 21 se puede observar que, con la aplicación de factores de nodo, no existe un cierre financiero entre los pagos y cobros realizados a los agentes involucrados. Esta diferencia se conoce como *remuneración variable al transmisor* – RVT.

TABLA 21: Método Factor Nodo

Nodo	Precio	Cobros	Pagos	Cargo	Pago T.
	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,00	383,14	112,00	32,03	144,03
2	2,30		386,00	96,10	482,10
3	1,56	399,15	43,71	16,02	59,73
4	2,65		296,40	64,07	360,47
5	1,97		330,79	96,10	426,90
6	2,31	290,93			
Total		1 073,23	1 168,90	304,33	1 473,23
RVT \$		95,67			
Cargo Comp. \$		304,33			

En las Tablas presentadas a continuación se puede comprobar que con los diferentes métodos existe un cierre financiero entre pagos y cobros a los Agentes. Los valores de cierre de mercado varían según el método, esto se debe principalmente a la asignación de las pérdidas por transmisión entre generadores y demandas.

TABLA 22: Bialek (Flujos Medios)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,00	2,14	383,13	119,64	42,11	161,75
2		2,17	0,00	363,73	126,32	490,05
3	2,00	2,95	510,92	82,64	21,05	103,69
4		2,09	0,00	234,28	84,21	318,50
5		2,05	0,00	344,29	126,32	470,61
6	1,99		250,53			
Total			1 144,6	1 144,6	400,0	1 544,6

TABLA 23: Bialek (Flujos Gruesos)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$	\$	\$	\$	\$
1	2,00	2,00	383,14	112,00	42,11	154,11
2		2,19		368,11	126,32	494,43
3	2,00	2,00	511,34	56,00	21,05	77,05
4		2,30		257,77	84,21	341,98
5		2,10		352,58	126,32	478,89
6	2,00		252,00			
Total			1 146,5	1 146,5	400,0	1 546,5

TABLA 24: Bialek (Flujos Netos)

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$				
1	1,92	2,00	367,37	112,00	42,11	154,11
2		2,00		336,00	126,32	462,32
3	1,77	2,00	453,32	56,00	21,05	77,05
4		2,00		224,00	84,21	308,21
5		2,00		336,00	126,32	462,32
6	1,93		243,31			
Total			1 064,0	1 064,0	400,0	1 464,0

TABLA 25: Kirschen

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$				
1	1,84	2,00	352,59	112,00	42,11	154,11
2		2,00		336,00	126,32	462,32
3	1,87	2,00	479,28	56,00	21,05	77,05
4		2,00		224,00	84,21	308,21
5		2,00		336,00	126,32	462,32
6	1,84		232,14			0,00
Total			1 064,0	1 064,0	400,0	1 464,0

TABLA 26: Prorratio

Nodo	P. Gen.	P. Dem.	Cobros	Pagos	Cargo	Pago Total
	\$	\$				
1	2,00	2,16	383,14	120,68	42,11	162,79
2		2,16		362,05	126,32	488,36
3	2,00	2,16	511,34	60,34	21,05	81,39
4		2,16		241,36	84,21	325,57
5		2,16		362,05	126,32	488,36
6	2,00		252,00			
Total			1 146,5	1 146,5	400,0	1 546,5

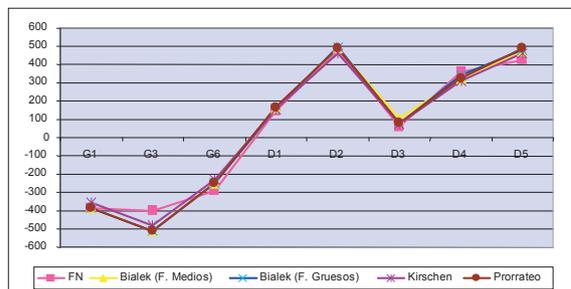


FIGURA 6: Liquidaciones Sistema 6 Barras

6. CONCLUSIONES

La principal dificultad que se presenta en la liquidación de transacciones de un sistema de energía eléctrica radica en lograr el cierre financiero y que la diferencia entre cobros y pagos entre los agentes sea cero, por ello se analizó como repartir las pérdidas de transmisión entre los usuarios de la red.

De todos los métodos propuestos, se puede concluir que existen algunos que representan acertadamente el uso de la red de transmisión, pero éstas están expuestas a la descalificación “conceptual” por parte de los Agentes del mercado que se vean perjudicados.

Lo expuesto anteriormente debe ser aplicado y analizado en el sistema nacional interconectado, donde los pagos y cobros entre agentes resulta variable, por ello en este trabajo se han expuesto algunos ejemplos ilustrativos.

De los resultados presentados en las Tablas de los ítems anteriores se puede apreciar que las señales de ubicación son entregadas con mayor intensidad en los métodos de Kirschen y Bialek y por último en el de Prorratio. Además que la liquidación entre pagos y cobros entre los agentes para el trazado de flujos medios varia, según el algoritmo (inyecciones o retiros de potencias) utilizado en la liquidación de transacciones con barras mixtas de generación y demanda, esto se debe a que existe mayor participación de las pérdidas en la generación para el algoritmo de inyecciones de potencias (upstream looking algorithm) y mayor participación de las perdidas en la demanda para el algoritmo de retiros de potencias (downstream looking algorithm).

En resumen se han obtenido tres métodos para obtener la liquidación de transacciones, encontrando diferencias entre estos, y en algunos casos diferencias que se deben considerar; ya que se debe obtener una respuesta satisfactorias de los Agentes inmersos en

las liquidaciones de pagos y cobros. Por lo expuesto anteriormente, se debe dar relevancia al análisis de las ventajas e inconvenientes de cada método, con el fin de realizar la elección más inteligente. Esta elección debe estar basada en la observación de algunas características como las señaladas en [10]:

- Debe Incentivar la eficiencia: las asignaciones deben promover el comportamiento óptimo de los participantes del sistema eléctrico, de forma que el procedimiento de distribuir el cargo complementario no distorsione las decisiones económicas de corto y largo plazo de los usuarios de la red.
- Debe estar basado en un criterio objetivo para que sea aceptado por todos actores del sistema eléctrico.
- Debe ser claro y sencillo de aplicar de forma que el procedimiento requiere un nivel de información no muy elevado, a fin de que su aplicación sea comprendida por todos y lo que es más importante, que no requiera gran volumen de cálculos.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] RUBIO, F. J.; Metodología de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia; Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid-España, 1999.
- [2] SALAZAR, G.; Tarifación Óptima de Servicios de Transmisión en un Mercado Competitivo de Energía Eléctrica; Tesis Doctoral, IEE-UNSJ, 2005.
- [3] BIALEK, J. W.; Tracing the flow of Electricity; IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 143, No. 4, Julio 1996.
- [4] BIALEK, J. W.; Elimination of Merchandise Surplus Due to Spot Pricing of Electricity; IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 5, Septiembre 1997.
- [5] KIRSCHEN, D.; ALLAN, R.; STRBAC, G.; Contributions of Individual Generators to Loads and Flows; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Febrero 1997.
- [6] KIRSCHEN, D.; ALLAN, R.; STRBAC, G.; Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Loads to Flows; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, Mayo 1998.
- [7] CONEJO, A.; GALIANA, F.; KOCKAR, I.; Z-bus loss Allocation; IEEE Transactions on Power

- Systems, Vol. 16, No. 1, Febrero 2001.
- [8] RUDNICK, H.; DANITZ, F.; ZOLEZZI, J.; WATTS D.; Use Based Allocation Methods for Payment of Electricity Transmission Systems; IEEE Proceedings on Power System Technology, Vol. 2, Octubre 2002.
- [9] DANITZ, F. J.; Métodos de Asignación de Peajes de los Sistemas de Transmisión Eléctrica según el Uso de la Red; Memoria para optar el Grado de Ingeniero Civil de Industrias con Mención en Electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile – Santiago de Chile, Chile 2001.
- [10] PÉREZ ARRIAGA, J. I.; RUBIO ORDÉRIZ, F. J.; PÉREZ MARÍN, J.; PUERTA GUTIERREZ, J. F.; Tarifación Marginalista de los Servicios de Red: Comparación de Métodos de Asignación de Cargo Complementario; Actas de las 4tas. Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Vol. 2, pp 571-578, Julio 1995. Oporto, Portugal.



Gabriel Salazar Yépez.- Nació en Quito, Ecuador. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en el 2000; y, de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina. en 2005.

Actualmente se desempeña como Coordinador del Área de Investigación y Desarrollo del CENACE y como profesor de la Maestría de Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la EPN. Sus Áreas de Investigación: Mercados Disputables de Energía, Transacciones Internacionales de Electricidad, Tarifación del Transporte, Teoría Económica de Regulación, Confiabilidad.



Hugo Arcos Martínez.- Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan - Argentina en el 2003.

Actualmente se encuentra trabajando en la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE (Área de Planeamiento Eléctrico) y es parte del Staff de Docentes del Postgrado en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.