

ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS Y COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DENTRO DE UN AMBIENTE DESREGULADO

ALLOCATION OF LOSSES AND COSTS OF THE TRANSMISSION SYSTEM WITHIN A UNREGULATED ENVIRONMENT

Carlos Castillo Correa ¹, Yuri Molina Rodríguez ^{2*}, Jaime Luyo Kuong ¹

¹Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad Nacional de Ingeniería, Rímac, Lima, Perú

²Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, Brasil

* E-mail: castillocorreac@gmail.com

Recibido (Received): 26 / 11 / 2019 | Aceptado (Accepted): 04 / 11 / 2020

RESUMEN

El sistema de transmisión es la infraestructura que permite la transferencia de energía desde los puntos de producción hasta los centros de consumo. Tiene características de monopolio natural regulado. Para eficiencia y equidad económica del mercado eléctrico, las pérdidas eléctricas y los costos por el uso de la red deben ser adecuadamente distribuidos entre todos los agentes que hacen uso de este sistema. Debido a las ecuaciones no lineales de los flujos de potencia, el acoplamiento y efecto cruzado entre potencia activa y reactiva hace del proceso de asignación de pérdidas y costos una tarea muy complicada. En este artículo proponemos un nuevo método para resolver estos problemas. El método propuesto modela a los agentes como fuentes de potencia compleja, lo cual permite considerar simultáneamente el acoplamiento y el efecto cruzado que existe entre la potencia activa y reactiva en el proceso de asignación de pérdidas eléctricas y costos de transmisión. El Método Propuesto combina la teoría de circuitos con el Método Aumann-Shapley de la Teoría de Juegos, garantizando un proceso de asignación justo y transparente. El método propuesto fue implementado en un sistema de prueba de 5 barras y un sistema IEEE 30 barras. Los resultados obtenidos fueron comparados con otros métodos reportados en la literatura.

Palabras Clave: Asignación de pérdidas complejas, asignación de costos, Teoría de circuitos, Método Aumann-Shapley, efecto cruzado entre potencia activa y reactiva.

ABSTRACT

The transmission system is the infrastructure that allows the transfer of energy from the production points to the consumption centers. It has the characteristics of a regulated natural monopoly. For the efficiency and economic equity of the electricity market, electricity losses and costs for the use of the network must be adequately distributed among all the agents that make use of this system. Due to the non-linear equations of the power flows and the coupling and cross effect between active and reactive power, it makes the loss and cost allocation process a very complicated task. In this article we propose a new method to solve these problems. The proposed method models the agents as sources of complex power, which allows simultaneously considering the coupling and the cross effect that exists between the active and reactive power in the process of allocation of electrical losses and transmission costs. The Proposed Method combines circuit theory with the Aumann-Shapley Method of Game Theory, ensuring a fair and transparent allocation process. The proposed method was implemented in a 5-bar test system and an IEEE 30-bar system. The results obtained were compared with other methods reported in the literatura.

Keywords: Complex losses allocation, cost allocation, Circuit theory, Aumann-Shapley method, cross-effect between active and reactive power.

1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas el sistema de potencia está atravesando por una serie de cambios estructurales, dividiendo a los viejos monopolios verticalmente integrados en negocios independientes: generación, transmisión y distribución.

En este contexto, el sistema de transmisión se ha convertido en la columna vertebral del mercado eléctrico facilitando la interacción entre generadores y

consumidores. Sin embargo, debido a la transferencia de energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo surge pérdidas eléctricas, haciendo necesaria la generación adicional de energía para compensarlas. Por otro lado, el desarrollo de la infraestructura del sistema de transmisión implica fuertes costos de inversión, operación y mantenimiento.

Un mercado eléctrico desregulado se caracteriza principalmente por el acceso abierto al sistema de

transmisión, incrementando el número de agentes que participan en las transacciones energéticas. Estas características hacen cada vez más complejo responder las preguntas: ¿Quién es el responsable por los costos de la generación adicional de energía para compensar las pérdidas eléctricas? y ¿Cómo se debe distribuir los costos por el uso del sistema de transmisión?

Por lo tanto, es indispensable el desarrollo de metodologías que permitan distribuir de forma justa y transparente la responsabilidad que tiene cada agente en las pérdidas eléctricas y los costos de la red, de esta manera garantizamos la sostenibilidad del servicio.

2. ANTECEDENTES

En la literatura técnica se han reportado numerosos métodos que intentan resolver el problema de asignación de pérdidas, entre los cuales podemos mencionar: El método Pro-Rata. Fácil de entender e implementar. Su principal desventaja es que no considera la topología de la red [1]. El método basado en los Coeficientes de pérdidas de Transmisión Incremental (ITL). Este método no promueve la competencia saludable dentro del mercado desregulado, porque suele dar como resultado una asignación excesiva, haciendo necesario un proceso de normalización [2]. Los métodos basados en “seguimiento de flujo de potencia” [3], [4]. Consideran la topología de la red, sin embargo utilizan suposiciones y esquemas recursivos como líneas y barras ficticias, haciendo que no exista una respuesta única y definitiva para el problema de asignación de pérdidas [5], [6].

Los métodos basados en teoría de circuitos como: Método Z-Bus [7] y Método Y-Bus [8]. Estos métodos consideran los flujos de potencia, sin embargo, presentan problemas de subsidio cruzado. En [4], combina algoritmos PFT con el cálculo matricial para la asignación de pérdidas, mostrando mucho potencial en la asignación de pérdidas reactivas. En [9] utiliza el método Matriz de Acoplamiento de la Línea de Transmisión (TLCM) para la asignación de pérdidas reactivas. El método solo es válido para asignación de pérdidas reactivas bajo condiciones de contingencia y no se ha probado su validez en condiciones normales.

Los métodos basados en teoría de juegos cooperativos [10], como es el caso del método “Valor de Shapley” [11], cuya principal desventaja es que el esfuerzo computacional crece exponencialmente con el incremento del número de agentes. Este problema fue resuelto en [12], proponiendo una aproximación analítica del método propuesto en [11].

Por otro lado, tradicionalmente los métodos de asignación de costos pueden ser clasificados en tres categorías distintas [13]: Métodos marginales [14],

Métodos Rolled-in [15] y métodos embedded [16]. Los métodos marginales, no cubren los gastos totales de transmisión, por lo que es necesario establecer cargos adicionales llamados “cargos complementarios”. Los métodos Rolled-in se caracterizan por su simplicidad. En estos métodos, las tarifas asignadas están en base a los costos medios, asegurando el retorno de los costos totales de inversión, pero no garantizan la eficiencia económica. Los principales métodos dentro de este grupo de encuentran: Método de Estampilla Postal, Método de Camino de Contrato, Método Factor de Participaciones Medias [13]. Los Métodos Embedded [17], son consistentes con el análisis de flujo de potencia y las características técnicas de red, siendo los más adecuados para la asignación de costos entre los agentes involucrados. Entre estos métodos se encuentran: Método MW-mile basado en la distancia, Método MW-mile basado en el flujo de potencia y Método del Flujo Dominante.

En los últimos años se están desarrollando nuevos métodos para la asignación de costos. En [18] presenta el método Z-bus. Este método es consistente con la topología de la red, sin embargo, utiliza métodos adicionales reduciendo su eficiencia. En [19], utiliza la teoría de juegos cooperativos y en [20], utiliza Métodos híbridos. En [21], propone el Método de Penalización del Costo Cotizado (QPC), fácil de entender e implementar. La principal desventaja del método es que incorpora un factor de penalidad a la distancia generador-carga y además los costos son asignados solamente teniendo en cuenta los flujos de potencia activa. En [22], utiliza el Método Asignación Óptima de Costos. La desventaja de este método es que requiere resolver problemas de despacho económico de carga para alimentar al modelo de asignación de costos, aumentando considerablemente el esfuerzo computacional. En [23], los costos son asignados en base al uso marginal de la red eléctrica. La principal desventaja de este método es que requiere procesos adicionales de linealización de las ecuaciones del flujo de potencia para utilizar las condiciones de Karush – Kuhn – Tucker (KKT) en el cálculo del uso marginal de la red.

Los diferentes métodos de asignación de costos del sistema de transmisión reportados en la literatura [15-24] están basados en los flujos de potencia activa, mientras que los métodos de asignación de pérdidas activas y pérdidas reactivas, están basados en los flujos de potencia activa y reactiva, respectivamente [1-14]. De acuerdo a lo reportado en [24], los flujos de potencia activa y afectan a los flujos de potencia reactiva y los flujos de potencia reactiva afectan a los flujos de potencia activa, esto es conocido como acoplamiento y efecto cruzado entre potencia activa y reactiva. Por lo tanto, la asignación de pérdidas y costos de red basados solamente en los flujos de potencia activa, implicaría un error, haciendo necesario un enfoque integrado.

Por esta razón, en este artículo presentamos un nuevo método para resolver el problema de asignación de pérdidas eléctricas y costos del sistema de transmisión. El método está basado en Teoría de circuitos en combinación con el Método Aumann-Shapley. En el Método Propuesto, los agentes son modelados como inyecciones o eyecciones de potencia compleja (potencia activa y reactiva), dependiendo si son generadores o cargas, identificando adecuadamente el acoplamiento y el efecto cruzado entre potencia activa y reactiva, garantizando un proceso de asignación justo y transparente. El artículo se organiza de la siguiente manera, en la sección 1.3, presentamos la metodología propuesta, en la sección 1.4, presentamos y comparamos los resultados obtenidos por el método propuesto con otros métodos reportados en la literatura científica y en la sección 1.5, presentamos las principales conclusiones.

3. METODOLOGÍA

3.1 Background

Aplicando la ley de circuitos en un sistema formado por “n” barras, obtenemos.

$$I = YE \tag{1}$$

Donde, I , vector de inyección de corrientes nodales, E , vector de tensiones nodales, Y , matriz de admitancia nodal.

Para calcular la participación de los generadores en las pérdidas. Los generadores son modelados como inyecciones de potencia compleja, mientras que las cargas, como impedancias equivalentes constantes.

La impedancia equivalente constante de la carga L conectada en la barra “j” puede calcularse mediante la ecuación (2).

$$Y_j^L = \frac{1}{E_j} \left(\frac{S_j^L}{E_j} \right)^* \tag{2}$$

Agregando las impedancias equivalentes constantes de las cargas en los elementos de la diagonal de la matriz admitancia nodal, obtenemos la matriz Y-bus modificada.

$$\tilde{Y}_{ij} = \begin{cases} Y_{ij} + Y_j^L & \text{para } i = j \\ Y_{ij} & \text{para } i \neq j \end{cases} \tag{3}$$

Con estas consideraciones, la ecuación (1) resulta.

$$\tilde{I} = \tilde{Y}E \tag{4}$$

Invirtiendo Y-bus modificada de la ecuación (4) obtenemos Z-bus modificado.

$$E = \tilde{Z}\tilde{I} \tag{5}$$

A partir de la ecuación (5) se puede obtener una expresión para la tensión en la barra “k” en función a la corriente inyectada por todos los generadores disponibles en el sistema.

$$E_k = \sum_{j=1}^n \tilde{Z}_{kj} \tilde{I}_j \tag{6}$$

Donde, \tilde{Z}_{kj} , elemento (k,j) de la matriz Z-bus modificada, \tilde{I}_j , corriente inyectada por un generador en la barra “j”. La corriente inyectada por un generador en la barra “j” se puede calcular mediante la siguiente ecuación.

$$\tilde{I}_j = \frac{\tilde{S}_j}{E_j} = \frac{P_j - i * Q_j}{E_j} \tag{7}$$

Remplazando la ecuación (7) en la ecuación (6), obtenemos.

$$E_k = \sum_{j=1}^n \frac{\tilde{Z}_{kj}}{E_j} (P_j - i * Q_j) = \sum_{j=1}^n Z'_{kj} (P_j - i * Q_j) \tag{8}$$

3.2 Flujo de potencia compleja a través de la línea “k-m”

Para calcular el flujo de potencia compleja a través de la línea “k-m”, se utilizó el modelo π de la línea de transmisión mostrado en la figura 1. En donde: z_{km} , representa la impedancia de la rama serie, z_{km}^{sh} , impedancia de la rama shunt, I_{km} , corriente entre la barra “k” y la barra “m”, I_l , corriente a través de la rama serie y I_{km}^{sh} , corriente a través de la rama shunt.

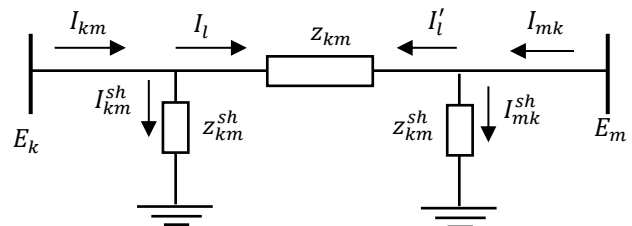


Fig. 1. Representación de la línea de transmisión “k-m”

La corriente a través de la línea de transmisión entre la barra “k” y la barra “m” se puede calcular por:

$$I_{km} = I_l + I_{km}^{sh} = \frac{E_k - E_m}{z_{km}} + \frac{E_k}{z_{km}^{sh}} \tag{9}$$

Siendo, E_k , tensión en la barra “k”, E_m , tensión en la barra “m”, z_{km} y z_{km}^{sh} , las impedancias de la rama serie y la rama shunt, de la línea “k-m”, respectivamente.

Reemplazando la ecuación (8) en (9), obtenemos.

$$I_{km} = \sum_{j=1}^n \alpha(km,j) (P_j - i * Q_j) \tag{10}$$

Siendo:

$$\alpha(km,j) = \left(\frac{Z'_{kj} - Z'_{mj}}{z_{km}} + \frac{Z'_{kj}}{z_{km}^{sh}} \right)$$

La potencia aparente que fluye del nodo “k” al nodo “m” a través de la línea “k-m” se puede calcularse por:

$$S_{km} = E_k \tilde{I}_{km} \tag{11}$$

Reemplazando la ecuación (8) y (10) en (11),

obtenemos.

$$S_{km} = \sum_{i=1}^n Z'_{ki} (P_i - i * Q_i) \sum_{j=1}^n \bar{\alpha}(km, j) (P_j + i * Q_j) \quad (12)$$

La ecuación (12) muestra que la potencia aparente de S_{km} está en función de P_j y Q_j . Permitiendo de esta manera asociarlas a las magnitudes físicas que son usados en las facturas de la energía a ser pagados a los generadores.

De forma similar podemos obtener los flujos a través de la línea “ $m-k$ ”

$$S_{mk} = \sum_{i=1}^n Z'_{mi} (P_i - i * Q_i) \sum_{j=1}^n \bar{\alpha}(mk, j) (P_j + i * Q_j) \quad (13)$$

3.3 Pérdidas de potencia compleja a través de la línea “ $k-m$ ”

Las pérdidas complejas debido al flujo de potencia compleja a través de la línea “ $k-m$ ” se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$S_{km}^{Los} = S_{km} + S_{mk} \quad (14)$$

Reemplazando las ecuaciones (12) y (13) en (14), obtenemos:

$$S_{km}^{Los} = \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij}^{Lkm} (P_i - i * Q_i)(P_j + i * Q_j) \quad (15)$$

Siendo:

$$\beta_{ij}^{Lkm} = \bar{\alpha}(km, j) Z'_{ki} + \bar{\alpha}(mk, j) Z'_{mi}$$

Desarrollando la ecuación (15), obtenemos:

$$S_{km}^{Los} = S_{km}^{LosP} + S_{km}^{LosQ} + S_{km}^{LosPQ} \quad (16)$$

Donde:

S_{km}^{LosP} : La componente de las pérdidas complejas con dependencia no lineal de las potencias activas inyectadas por los generadores.

S_{km}^{LosQ} : La componente de las pérdidas complejas con dependencia no lineal de las potencias reactivas inyectadas por los generadores.

S_{km}^{LosPQ} : La componente de las pérdidas complejas con dependencia del acoplamiento que existe entre las potencias activas y reactivas inyectadas por los generadores.

Las tres componentes de la ecuación (16) se pueden calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$S_{km}^{LosP} = \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij}^{Lkm} P_i P_j \quad (17)$$

$$S_{km}^{LosQ} = \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij}^{Lkm} Q_i Q_j \quad (18)$$

$$S_{km}^{LosPQ} = i * \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij}^{Lkm} (P_i Q_j - Q_i P_j) \quad (19)$$

Separando la parte real e imaginaria de la ecuación (16) se puede obtener las expresiones matemáticas para las pérdidas activas y reactivas en la línea “ $k-m$ ”.

$$P_{km}^{Los} = P_{km}^{LosP} + P_{km}^{LosQ} + P_{km}^{LosPQ} \quad (20)$$

$$Q_{km}^{Los} = Q_{km}^{LosP} + Q_{km}^{LosQ} + Q_{km}^{LosPQ} \quad (21)$$

En las ecuaciones (20) y (21) se observa que las pérdidas activas/reactivas en la línea “ $k-m$ ” dependen tanto de las potencias activas como de las potencias reactivas inyectadas por los generadores.

Por otro lado, para calcular la participación de las cargas en las pérdidas complejas del sistema de transmisión. Las cargas son modelados como inyecciones negativas de potencia, mientras que los generadores, como admitancias constantes equivalentes. Siguiendo el mismo procedimiento para el caso anterior se puede obtener una expresión parecida a la ecuación (15).

$$S_{km}^{Los} = \sum_{i,j=1}^n \tilde{\beta}_{ij}^{Lkm} (\tilde{P}_i - i * \tilde{Q}_i)(\tilde{P}_j + i * \tilde{Q}_j) \quad (22)$$

Siendo, \tilde{P}_i y \tilde{Q}_i , la potencia activa y reactiva consumida por la carga conectada en la barra “ i ”.

3.4 Asignación de pérdidas mediante el Método Aumann-Shapley

De acuerdo a las ecuaciones (15) y (22), se puede observar que las pérdidas complejas debido a los flujos de potencia en la línea “ $k-m$ ”, dependen las potencias activas y reactivas inyectadas (consumidas) por los generadores (cargas). Por lo tanto, se puede utilizar el método de Aumann-Shapley para calcular la responsabilidad de cada carga y cada generador, en forma separada, en las pérdidas complejas del sistema de transmisión.

La participación unitaria de la potencia activa inyectada por el generador conectado en la barra “ x ” en las pérdidas de potencia activa en la línea “ $k-m$ ” se puede calcular de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PU_{P_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \Re \left[\int_0^1 \frac{\partial S_{km}^{Loss}(Pt, Qt)}{\partial P_x} dt \right] \quad (23)$$

Reemplazando la ecuación (15) en (23), derivando e integrando, obtenemos.

$$PU_{P_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \Re \left[\sum_{j=1}^n \frac{\beta_{xj}^{Lkm}}{2} S_j + \sum_{i=1}^n \frac{\beta_{ix}^{Lkm}}{2} \bar{S}_i \right] \quad (24)$$

La participación unitaria de la potencia reactiva inyectada por el generador conectado en la barra “ x ” en las pérdidas de potencia activa en la línea “ $k-m$ ” se obtiene de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PU_{Q_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \Re \left[\int_0^1 \frac{\partial S_{km}^{Loss}(Pt, Qt)}{\partial Q_x} dt \right] \quad (25)$$

Reemplazando la ecuación (15) en (25), derivando e

integrando, obtenemos.

$$PU_{Q_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \Re \left[\sum_{j=1}^n \frac{\beta_{xj}^{Lkm}}{2i} S_j - \sum_{i=1}^n \frac{\beta_{ix}^{Lkm}}{2i} \bar{S}_i \right] \quad (26)$$

La participación total del generador “x” en las pérdidas de potencia activa en la línea “km” se obtiene mediante la siguiente ecuación.

$$PT_{G_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \frac{1}{2} (PU_{P_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} P_x + PU_{Q_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} Q_x) \quad (27)$$

En forma similar podemos obtener la participación unitaria de la componente activa y reactiva de la potencia consumida por las cargas en la barra “x”, en las pérdidas de potencia activa a través de la línea “k-m”

$$PU_{\tilde{P}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} = \Re \left[\sum_{j=1}^n \frac{\tilde{\beta}_{xj}^{Lkm}}{2} \tilde{S}_j + \sum_{i=1}^n \frac{\tilde{\beta}_{ix}^{Lkm}}{2} \tilde{S}_i^* \right] \quad (28)$$

$$PU_{\tilde{Q}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} = \Re \left[\sum_{j=1}^n \frac{\tilde{\beta}_{xj}^{Lkm}}{2i} \tilde{S}_j - \sum_{i=1}^n \frac{\tilde{\beta}_{ix}^{Lkm}}{2i} \tilde{S}_i^* \right] \quad (29)$$

La participación total de la carga “x” en las pérdidas de potencia activa en la línea “k-m”, se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$PT_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} = \frac{1}{2} (PU_{\tilde{P}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} \tilde{P}_x + PU_{\tilde{Q}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} \tilde{Q}_x) \quad (30)$$

EL termino (1/2) de las ecuaciones (27) y (30) representa que los generadores son responsables del 50% de las pérdidas y las cargas, del otro 50%.

3.5 Asignación de costos mediante el Método Aumann-Shapley

El costo de la red es asignado en base al uso físico que hace cada agente de una determinada línea.

La participación unitaria de la potencia activa inyectada por el generador conectado en la barra “x” en los flujos de potencia activa en la línea “k-m” se puede calcular de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PU_{P_x \rightarrow P_{km}} = \Re \left[\int_0^1 \frac{\partial S_{km}(Pt, Qt)}{\partial P_x} dt \right] \quad (31)$$

Reemplazando la ecuación (12) en (31), derivando e integrando, obtenemos.

$$PU_{P_x \rightarrow P_{km}} = \Re \left[Z'_{kx} \sum_{j=1}^n \frac{\bar{\alpha}(km, j)}{2} S_j + \bar{\alpha}(km, x) \sum_{i=1}^n \frac{Z'_{ki}}{2} \bar{S}_i \right] \quad (32)$$

La participación unitaria de la potencia reactiva inyectada por el generador conectado en la barra “x” en los flujos de potencia activa en la línea “k-m” se obtiene de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PU_{Q_x \rightarrow P_{km}} = \Re \left[\int_0^1 \frac{\partial S_{km}(Pt, Qt)}{\partial Q_x} dt \right] \quad (33)$$

Reemplazando la ecuación (12) en (33), derivando e integrando, obtenemos.

$$PU_{Q_x \rightarrow P_{km}} = \Re \left[-i \left(Z'_{kx} \sum_{j=1}^n \frac{\bar{\alpha}(km, j)}{2} S_j - \bar{\alpha}(km, x) \sum_{i=1}^n \frac{Z'_{ki}}{2} \bar{S}_i \right) \right] \quad (34)$$

La participación total del generador “x” en los flujos de potencia activa a través de la línea “k-m” se obtiene mediante la siguiente ecuación.

$$PT_{G_x \rightarrow P_{km}} = \frac{1}{2} (PU_{P_x \rightarrow P_{km}} P_x + PU_{Q_x \rightarrow P_{km}} Q_x) \quad (35)$$

En forma similar podemos calcular la participación unitaria de la potencia activa y reactiva consumida por una carga conectada en la barra “x” en los flujos de potencia a través de la línea “k-m”.

$$PU_{\tilde{P}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}} = \Re \left[\tilde{Z}'_{kx} \sum_{j=1}^n \frac{\bar{\alpha}(\tilde{km}, j)}{2} \tilde{S}_j + \bar{\alpha}(\tilde{km}, x) \sum_{i=1}^n \frac{\tilde{Z}'_{ki}}{2} \tilde{S}_i^* \right] \quad (36)$$

$$PU_{\tilde{Q}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}} = \Re \left[-i \left(\tilde{Z}'_{kx} \sum_{j=1}^n \frac{\bar{\alpha}(\tilde{km}, j)}{2} \tilde{S}_j - \bar{\alpha}(\tilde{km}, x) \sum_{i=1}^n \frac{\tilde{Z}'_{ki}}{2} \tilde{S}_i^* \right) \right] \quad (37)$$

La participación total de la carga “x” en los flujos de potencia activa en la línea “k-m”, son obtenidos por:

$$PT_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}} = \frac{1}{2} (PU_{\tilde{P}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}} \tilde{P}_x + PU_{\tilde{Q}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}} \tilde{Q}_x) \quad (38)$$

EL termino (1/2) de las ecuaciones (35) y (38) representa que los generadores son responsables del 50% del de los flujos de potencia a través de la línea “k-m” y las cargas, del otro 50%.

El uso físico que hace cada agente de la línea “k-m”, puede ser calculado mediante la siguiente ecuación.

$$U'_{G_x \rightarrow P_{km}} = |PT_{G_x \rightarrow P_{km}}| \quad (39)$$

$$U'_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}} = |PT_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}}| \quad (40)$$

Las ecuaciones (39) y (40), tienen fuerte dependencia con la dirección de los flujos de potencia. Para superar esta limitación, el uso físico de la red es redefinido mediante la siguiente ecuación:

$$U_{G_x \rightarrow P_{km}} = \frac{|PT_{G_x \rightarrow P_{km}}| + |PT_{G_x \rightarrow P_{mk}}|}{2} \quad (41)$$

$$U_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}} = \frac{|PT_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}}| + |PT_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{mk}}|}{2} \quad (42)$$

El uso total de la línea “k-m”, puede ser calculado mediante:

$$U_{km} = \sum_{x=1}^{n_g} U_{G_x \rightarrow P_{km}} = \sum_{x=1}^{n_l} U_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}} \quad (43)$$

El costo asignado al agente “x” por el uso de la línea “k-m”, puede ser calculado por:

$$C_{km}^{G_x} = \frac{U_{G_x \rightarrow P_{km}}}{\sum_{x=1}^{n_g} U_{G_x \rightarrow P_{km}}} c_{km} \quad (44)$$

$$C_{km}^{L_x} = \frac{U_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}}}{\sum_{x=1}^{n_l} U_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}}} c_{km} \quad (45)$$

Donde: $c_{km} = 1000 * x_{km}$ \$/MWh, x_{km} , es la reactancia de la línea “k-m”.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El modelo propuesto fue implementado y probado en dos sistemas de prueba, un sistema de 5 barras y un

sistema IEEE 30 barras. Con la finalidad de validar los resultados obtenidos por el método propuesto, son comparados con los resultados obtenidos por los métodos: Pro-Rata, Abdelkader Modificado y el Método reportado en [12].

4.1 Sistema 5 barras

El sistema de 5 barras utilizado para probar el modelo propuesto (ver figura 2), está formado por: 3 generadores, el primero conectado en la barra 1 (G1), el segundo conectado en la barra 3 (G3) y el tercero conectado en la barra 4 (G4); 5 cargas y 6 líneas de transmisión.

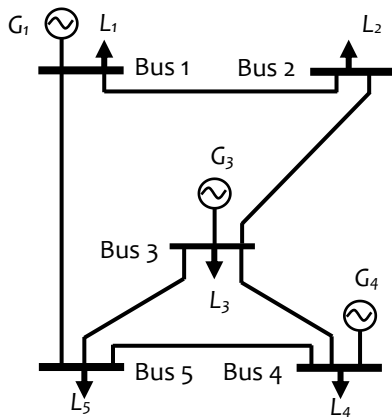


Fig. 2. Diagrama unifilar del sistema 5 barras

En las tablas 1 y 2 se muestran los resultados detallados del estado de operación del sistema y los flujos de potencia y pérdidas en cada línea de transmisión para un punto de operación conocido.

TABLA 1 Estado de operación del sistema 5 barras

Bus	V (pu)	θ (rad)	Generador		Carga	
			P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	1.05	0.00	226.4	46.1	45.0	15.0
2	0.99	-0.18	0.0	0.0	162.5	20.0
3	1.03	-0.12	75.0	62.7	80.0	20.0
4	1.05	0.02	136.3	21.9	50.0	20.0
5	1.01	-0.08	0.00	0.0	90.0	25.0
Total			437.70	130.7	427.50	100.0

En la tabla 3, se muestran los valores numéricos de las pérdidas asignadas a los generadores y cargas en el sistema de 5 barras, mediante los métodos Pro-Rata, Método Abdelkader Modificado, Método reportado en [12] y Método Propuesto. Dependiendo de la ubicación de las inyecciones o retiros de potencia, pueden tener mayor o menor impacto en las pérdidas de la red, como se puede observar, en los valores negativos de pérdidas asignados a algunos generadores y/o cargas, reportados en la tabla 3. Una asignación negativa implica que, por un lado, los agentes están ayudando a reducir las pérdidas totales del sistema, por ende, reciben un beneficio económico, por otro lado, los

generadores o cargas que no gozan de una asignación negativa, son beneficiados con una menor responsabilidad asignada en las pérdidas.

TABLA 3

Asignación de pérdidas complejas entre generadores y cargas para el sistema 5 barras

Bus		Pro Rata		Método Abdelkader		Método en [12]		Método Propuesto	
		P	Q	P	Q	Ir	li	P	Q
1	L	0.537	2.300	0.000	0.000	-0.083	-0.879	-0.083	-0.879
	G	2.640	5.410	3.337	10.830	2.951	9.226	2.951	9.226
2	L	1.939	3.067	3.960	12.070	3.569	12.379	3.569	12.379
	G	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	L	0.955	3.067	0.085	0.220	1.044	3.209	1.044	3.209
	G	0.874	7.353	0.123	0.070	0.137	-0.406	0.137	-0.406
4	L	0.597	3.067	0.000	0.000	-0.222	-1.499	-0.222	-1.499
	G	1.589	2.573	1.642	4.440	2.014	6.516	2.014	6.516
5	L	1.074	3.834	1.058	3.040	0.795	2.127	0.795	2.127
	G	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
L		5.102	15.336	5.102	15.330	5.102	15.336	5.102	15.336
	G	5.102	15.336	5.102	15.340	5.102	15.336	5.102	15.336
Total		10.204	10.204	30.672	10.204	30.670	10.204	30.672	10.204

De acuerdo a la tabla 2, cerca del 50% de las pérdidas activas en el sistema 5 barras se concentran en la línea "1-2", por lo tanto, los agentes conectados directamente a esta línea deberían tener mayor responsabilidad en el proceso de asignación de pérdidas. Esto se demuestra con los resultados obtenidos por los métodos Abdelkader, método en [12] y Método Propuesto, quienes asignan más del 60% de las pérdidas activas al generador 1 y la carga 2, contrario al método Pro Rata. Por otro lado, de acuerdo al Método Propuesto y el método reportado en [12], la carga 1 tiene una ubicación estratégica dentro del sistema, siendo suministrado directamente por el generador 1, sin necesidad de utilizar la red, ayudando a reducir las pérdidas activas y reactivas totales del sistema. El incentivo económico de la carga 1 por la reducción de pérdidas, difícilmente podría ser calculado por el método Pro Rata y el método Abdelkader, demostrándose una de las fortalezas del método propuesto

TABLA 2

Resultados de flujo de potencia, pérdidas y costos de las líneas del sistema 5 barras

De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Ploss	Qloss	Costo
k	m	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr	(\$)

1	2	113.9	17.1	-108.8	0.1	5.1	17.2	168
2	3	-53.7	-20.1	54.7	22.2	1	2.1	126
3	5	-17.3	12.6	17.6	-13.2	0.2	-0.6	210
3	4	-42.4	7.8	43.9	-3.2	1.5	4.6	336
5	4	-41.4	-2.1	42.4	5.2	1.1	3	252
5	1	-66.2	-9.6	67.5	14	1.3	4.4	126
Total					10.2	30.67	1218	

De acuerdo a los resultados reportados en la tabla 4, se puede observar que, por ejemplo, para el caso de las pérdidas activas asignadas al generador conectado en la barra 1, el 96.09% es responsabilidad de su potencia activa inyectada, el 2.83%, de su potencia reactiva inyectada y el 1.08%, del acoplamiento que existe entre potencia activa y reactiva. Mientras que, para el caso de la potencia reactiva asignada al generador en cuestión, el 96.2%, es responsabilidad de potencia activa, el 2% de su potencia reactiva y el 1.8%, del acoplamiento entre potencia activa y reactiva. Del análisis anterior podemos observar que, la potencia activa inyectada por generador 1 es responsable del 96.2% de las pérdidas reactivas. Esto demuestra el efecto cruzado que existe entre la potencia activa y reactiva en las pérdidas activas y reactivas del sistema, y su contribución se vuelve más significativa en la medida que la carga de sistema aumenta. Por lo tanto, el acoplamiento y el efecto cruzado deben ser considerados en los métodos de asignación de pérdidas, para que el proceso sea más justo y transparente.

TABLA 4

Impacto del acoplamiento y efecto cruzado entre potencia activa y reactiva en la asignación compleja de pérdidas entre generadores y cargas mediante el método propuesto para el sistema 5 barras

Bus		Pérdidas activas (MW)				Pérdidas reactivas (MVar)			
		P_{Loss}^P	P_{Loss}^Q	P_{Loss}^{PQ}	Total	Q_{Loss}^P	Q_{Loss}^Q	Q_{Loss}^{PQ}	Total
1	L	-0.09	0.00	0.00	-0.10	-0.80	-0.09	0.05	-0.90
	G	2.84	0.08	0.00	2.95	8.88	0.18	0.16	9.23
2	L	3.49	0.05	0.00	3.57	12.2	0.16	0.04	12.4
	G	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	L	1.00	0.04	0.00	1.04	3.08	0.12	0.02	3.21
	G	-0.06	0.14	0.10	0.14	-1.00	0.35	0.28	-0.40
4	L	-0.24	0.00	0.00	-0.20	-1.50	-0.03	0.02	-1.50
	G	1.94	0.04	0.00	2.01	6.26	0.10	0.15	6.52
5	L	0.73	0.05	0.00	0.79	1.94	0.14	0.05	2.13
	G	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total		L			5.1	Total	L		15.3
		G			5.1	G			15.3

En las tablas 5 y 6, se hace una comparación entre el Método Propuesto y el método reportado en [12]. El Método en [12], modela a los agentes responsables de las pérdidas como inyecciones (sumideros) de corriente compleja ($I=I_r+i*I_i$), mientras que en el Método Propuesto son modelos como inyecciones (consumos) de potencia compleja ($S=P+i*Q$). Modelar a los agentes como fuentes o sumideros de corriente compleja no permite calcular el efecto del ángulo de las tensiones en el proceso de asignación de pérdidas. Por ejemplo, de acuerdo a la tabla 1, el ángulo de la tensión en la barra 1 es: "o rad", haciendo que los métodos anteriormente mencionados asignen valores idénticos en la parte real e imaginaria de pérdidas activas y

reactivas asignados al generador y carga conectada en dicha barra. Por otro lado, con el incremento de la diferencia angular de tensión y corriente, aumenta la divergencia entre los valores de la parte real e imaginaria de las pérdidas asignados a los generadores y cargas. A pesar de la divergencia entre los valores asignados en la parte real e imaginaria mostrados en las tablas 5 y 6, el Método Propuesto y el Método reportado en [12], asignan las mismas participaciones totales a cada uno de los agentes conectados en las diferentes barras.

TABLA 5
Asignación de pérdidas activas mediante el Método Propuesto y el Método reportado en [12] en el sistema 5 barras

Bus		Método Propuesto (MW)			Método en [12] (MW)		
		P	Q	Total	I_r	I_i	Total
1	L	-0.106	0.022	-0.083	-0.106	0.022	-0.083
	G	2.854	0.097	2.951	2.854	0.097	2.951
2	L	3.529	0.039	3.569	3.290	0.279	3.569
	G	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	L	1.044	0.000	1.044	1.000	0.044	1.044
	G	-0.071	0.208	0.137	-0.089	0.226	0.137
4	L	-0.256	0.033	-0.222	-0.256	0.034	-0.222
	G	1.995	0.019	2.014	2.000	0.011	2.014
5	L	0.715	0.080	0.795	0.675	0.120	0.795
	G	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total		L		5.102	Total	L	5.102
		G		5.102	G		5.102

TABLA 6

Asignación de pérdidas reactivas mediante el Método Propuesto y el Método reportado en [12] en el sistema 5 barras

Bus		Método Propuesto (MVar)			Método en [12] (MVar)		
		P	Q	Total	I_r	I_i	Total
1	L	-0.901	0.021	-0.879	-0.901	0.021	-0.879
	G	8.999	0.228	9.226	8.999	0.228	9.226
2	L	12.243	0.136	12.379	11.413	0.966	12.379
	G	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	L	3.254	-0.044	3.209	3.135	0.074	3.209
	G	-1.112	0.705	-0.406	-1.077	0.671	-0.406
4	L	-1.529	0.030	-1.499	-1.540	0.041	-1.499
	G	6.518	-0.002	6.516	6.537	-0.021	6.516
5	L	1.885	0.242	2.127	1.771	0.356	2.127
	G	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total		L		15.336	Total	L	15.336
		G		15.336	G		15.336

En las tablas 7 y 8, se muestra los resultados numéricos de la asignación de costos, mediante el Método Propuesto y el Método reportado en [20], respectivamente. En las tablas podemos observar que los costos de una determinada línea, el 50% lo asumen los generadores y el otro 50%, las cargas. Los costos compartidos entre generadores y/o cargas depende de uso físico que hace cada agente de la línea en cuestión. En el Método Propuesto, el uso físico de una determinada línea puede ser cuantificado mediante la ecuación (44) o (45), dependiendo si el agente es un generador o una carga.

El Método Propuesto y el Método reportado en [20], están basados en la teoría de circuitos en combinación con el Método Aumann-Shapley. La principal diferencia

es que el Método en [20], modela a los agentes como fuentes o sumideros de corriente, mientras que el Método Propuesto, modela a los agentes como inyecciones o eyecciones de potencia activa y reactiva, dichas magnitudes física son utilizados por el regulador de mercado para establecer las tarifas eléctricas a ser pagadas o cobradas, dependiendo si son generadores o cargas.

De acuerdo a la tabla 2, el flujo promedio a través de la línea “3-4” es 43.15MW (media de 42.4MW y 43.9MW), de los cuales 21.58MW son inyectados por los generadores. De los 21.58MW que fluye a través de la línea “3-4”, el generador 1, es responsable del 12.3%, el generador 3, del 0.4% y el generador 4, del 87.3%. La baja participación en el uso físico de la línea “3-4” del generador 3, se debe principalmente a que toda la potencia inyectada es directamente consumida por la carga conectada en dicha barra (ver tabla 1).

Comparando la tabla 7 y 8, podemos notar que, los costos asignados al generador 3 mediante el Método Propuesto es 1.3\$, lo cual está de acuerdo con los resultados del uso físico reportado en el párrafo anterior. Mientras que el Método reportado en [20], asigna 18.1\$. La divergencia en los costos asignados al generador 3, mediante estos dos métodos, muestra claramente que el Método reportado en [20], beneficia económicamente a dicho generador(beneficio= 16.3\$ = (18.1 – 1.3) \$).

TABLA 7

Asignación de costos mediante el Método Propuesto para el sistema 5 barras

Línea	Generador (\$)				Carga (\$)						Total
	G1	G3	G4	Total	L1	L2	L3	L4	L5		
1-2	59.2	7.4	17.3	84	0.7	47.5	17.5	8.3	10.0	84	
2-3	8.2	26.3	28.5	63	6.7	44.9	6.6	0.7	4.1	63	
3-5	60.0	23.9	21.1	105	3.3	38.0	36.1	1.6	26.0	105	
3-4	39.4	1.3	127.3	168	14.8	72.8	41.5	18.7	20.2	168	
5-4	3.0	13.9	109.1	126	15.7	42.4	14.9	18.2	34.8	126	
5-1	56.3	3.5	3.3	63	3.4	10.3	13.1	12.1	24.1	63	
Total	226.1	76.4	306.5	609	44.7	255.8	129.7	59.6	119.2	609	

TABLA 8

Asignación de costos mediante el Método Reportado en [20] para el sistema 5 barras

Línea	Generador (\$)				Carga (\$)						Total
	G1	G3	G4	Total	L1	L2	L3	L4	L5		
1-2	60.9	5.2	17.9	84	0.8	47.5	17.6	8.2	10.0	84	
2-3	10.3	27.0	25.7	63	6.7	44.8	6.7	0.9	3.9	63	
3-5	51.1	37.8	16.2	105	3.3	37.5	36.4	1.5	26.3	105	
3-4	36.4	18.1	113.5	168	14.8	72.5	41.8	18.9	20.0	168	
5-4	2.7	12.6	110.8	126	15.7	42.2	14.8	18.4	34.9	126	
5-1	59.0	1.8	2.2	63	3.3	10.4	13.1	12.1	24.1	63	
Total	220.3	102.4	286.2	609	44.5	255.0	130.4	59.9	119.2	609	

1.4.1. Sistema IEEE 30 barras

Con la finalidad de mostrar la aplicabilidad del método propuesto se utilizó el sistema de prueba IEEE 30 barras. El sistema está formado por 6 generadores, 21 cargas y 41 líneas de transmisión, y está disponible en

[25]. En este sistema solamente 2 generadores inyectando potencia activa, mientras que los demás generadores actúan como compensadores síncronos.

Los resultados de asignación de perdidas activas y reactivas, mediante el método propuesto y el método reportado en [12] para el sistema IEEE 30 barras, se muestran en las tablas 9 y 10, respectivamente. En la barra 1, aplicando el método reportado en [12], podemos observar que la asignación de pérdidas activas e reactivas asociadas al generador 1 (que es modelado como corriente (I_r y I_i)) son idénticos al método propuesto, donde el generador 1 es modelado como inyección de potencia (P y Q), esto es debido a que la barra 1 es la referencia y el ángulo de la tensión es “cero”.

TABLA 9

Asignación de pérdidas activas mediante el Método Propuesto y el método reportado en [12] para el sistema IEEE 30 barras

Bus		Método Propuesto (MW)			Método en [15] (MW)		
		P	Q	Total	I_r	I_i	Total
1	G	8.0928	-0.0179	8.0749	8.0928	-0.0179	8.0749
2	G	0.6767	0.0308	0.7074	0.5974	0.1100	0.7074
	L	0.1008	0.1551	0.2559	0.0705	0.1854	0.2559
3	L	0.0265	0.0160	0.0424	0.0200	0.0225	0.0424
4	L	0.1321	0.0199	0.1520	0.1086	0.0434	0.1520
5	G	0.0000	0.0413	0.0413	0.0283	0.0130	0.0413
	L	2.7742	0.1715	2.9457	2.2753	0.6704	2.9457
7	L	0.6210	0.1241	0.7450	0.4720	0.2730	0.7450
8	G	0.0000	-0.0124	-0.0124	-0.0060	-0.0064	-0.0124
	L	0.7429	0.3489	1.0918	0.5019	0.5899	1.0918
10	L	0.1420	0.0197	0.1616	0.1036	0.0581	0.1616
11	G	0.0000	-0.0048	-0.0048	-0.0149	0.0101	-0.0048
12	L	0.2292	0.0766	0.3058	0.1482	0.1576	0.3058
13	G	0.0000	-0.0085	-0.0085	-0.0427	0.0341	-0.0085
14	L	0.1567	0.0179	0.1746	0.1153	0.0592	0.1746
15	L	0.2189	0.0293	0.2481	0.1584	0.0897	0.2481
16	L	0.0838	0.0196	0.1034	0.0569	0.0465	0.1034
17	L	0.2294	0.0623	0.2918	0.1490	0.1428	0.2918
18	L	0.0958	0.0108	0.1067	0.0697	0.0370	0.1067
19	L	0.2923	0.0408	0.3331	0.2070	0.1261	0.3331
20	L	0.0646	0.0080	0.0727	0.0466	0.0260	0.0727
21	L	0.4818	0.1270	0.6089	0.3114	0.2974	0.6089
23	L	0.0945	0.0202	0.1147	0.0635	0.0511	0.1147
24	L	0.2691	0.0857	0.3548	0.1631	0.1917	0.3548
26	L	0.1198	0.0387	0.1585	0.0740	0.0845	0.1585
29	L	0.0799	0.0128	0.0927	0.0556	0.0371	0.0927
30	L	0.4102	0.0277	0.4379	0.3044	0.1335	0.4379
	Total	G		8.7979	Total	G	8.7979
		L		8.7979		L	8.7979

Aplicando el método reportado en [12] en el generador localizado en la barra 13, que actúa como compensador síncrono (modelado como fuente de corriente), tienen valores significativos asignados a $I_r = -0.0427 MW$ y $I_i = 0.0341 MW$. Esto significa, que I_r ayuda a reducir las pérdidas del sistema, mientras I_i tiene participación en las perdidas, lo que parece contradictorio, pues es un generador inyectando solamente potencia reactiva. Por otro lado, con el método propuesto, al modelar el generador como

inyección de potencia, los valores asignados a $P = 0 \text{ MW}$ y $Q = -0.0085 \text{ MWVar}$, indicando que el compensador síncrono al inyectar potencia reactiva ayuda a reducir las pérdidas. De esta manera, podemos concluir que el compensador síncrono conectado en la barra 5, está ubicado en una posición estratégica, a pesar de su fuerte inyección de potencia reactiva, se le asigna participación negativa en las pérdidas reactivas. El agente en la barra 13, debe ser compensado económicamente, pues está reduciendo las pérdidas del sistema.

TABLA 10

Asignación de pérdidas reactivas mediante el Método Propuesto y el Método reportado en [12] el sistema IEEE 30 barras

Bus		Método Propuesto (MVar)			Método en [12] MVar		
		P	Q	Total	lr	li	Total
1	G	17.3138	0.4626	17.7764	17.3138	0.4626	17.7764
2	G	0.7686	-0.8929	-0.1243	0.7506	-0.8750	-0.1243
	L	-0.6992	0.2708	-0.4284	-0.6954	0.2670	-0.4284
3	L	-0.0132	0.0326	0.0194	-0.0204	0.0398	0.0194
4	L	0.0798	0.0426	0.1224	0.0423	0.0802	0.1224
5	G	0.0000	-0.2763	-0.2763	0.4735	-0.7498	-0.2763
	L	4.9625	0.3891	5.3516	3.9772	1.3744	5.3516
7	L	0.9980	0.2899	1.2879	0.7214	0.5665	1.2879
8	G	0.0000	-0.4488	-0.4488	0.1993	-0.6481	-0.4488
	L	1.0251	0.8056	1.8307	0.6404	1.1903	1.8307
10	L	0.4386	0.0317	0.4703	0.3404	0.1299	0.4703
11	G	0.0000	0.5425	0.5425	0.3721	0.1704	0.5425
12	L	0.7651	0.1153	0.8804	0.5392	0.3412	0.8804
13	G	0.0000	0.4926	0.4926	0.5238	-0.0313	0.4926
14	L	0.4889	0.0280	0.5169	0.3869	0.1300	0.5169
15	L	0.6611	0.0460	0.7071	0.5133	0.1938	0.7071
16	L	0.2639	0.0312	0.2951	0.1928	0.1023	0.2951
17	L	0.7070	0.1029	0.8099	0.4896	0.3203	0.8099
18	L	0.2804	0.0173	0.2977	0.2172	0.0805	0.2977
19	L	0.8497	0.0659	0.9155	0.6391	0.2764	0.9155
20	L	0.1905	0.0131	0.2036	0.1461	0.0575	0.2036
21	L	1.4414	0.2159	1.6573	0.9891	0.6683	1.6573
23	L	0.2751	0.0337	0.3089	0.1968	0.1121	0.3089
24	L	0.7666	0.1535	0.9201	0.4900	0.4301	0.9201
26	L	0.3225	0.0790	0.4015	0.2080	0.1936	0.4015
29	L	0.2190	0.0305	0.2495	0.1556	0.0939	0.2495
30	L	1.0799	0.0647	1.1447	0.8142	0.3305	1.1447
	Total		L	17.9621	Total	L	17.9621
			G	17.9621		G	17.9621

En la tabla 11 se muestran los resultados de los costos asignados entre generadores y cargas mediante el Método Propuesto y el Método reportado en [20]. En la tabla podemos observar que los generadores con mayor participación en las pérdidas eléctricas se les asigna mayor participación en los costos, esto se debe a dos razones: primero, el tamaño del agente, es decir, agentes grandes, inyectan grandes cantidades de energía, haciendo un mayor uso físico de la red, en consecuencia, mayores pérdidas eléctricas (caso de los generadores 1 y 2); segundo: ubicación, agentes ubicados en posiciones eléctricas estratégicas (ubicados cerca a los centros de consumo), reduce el

uso físico de la red y en consecuencia se reducen las pérdidas eléctricas (caso de los generadores 5, 8 y 11).

En la tabla 11, podemos observar que el costo asignado al generador 11, mediante el Método Propuesto es de 107.1\$, mientras que el Método reportado en [20], asigna 353.3\$. El método propuesto es más coherente técnicamente, dado que la potencia inyectada por dicho generador solo representa el 0.6% de los flujos de potencia a través del sistema de transmisión, justificando técnicamente la baja participación en la asignación de costos.

De acuerdo a la tabla 11, la carga 5 y 8, representa el primero y segundo agente con mayor participación en el uso físico de la red, con 13.1% y 5.9%, respectivamente, sin embargo, el método reportado en [20], asigna mayor participación en los costos a la carga 8 (340.1\$) que a la carga 5 (317.4\$), lo cual es una clara desventaja del dicho método. El uso físico de la red es mejor representado en el Método Propuesto, mostrándose claramente las ventajas del Método Propuesto en contraste con el Método reportado en [20].

TABLA 11

Asignación de costos entre generadores y cargas mediante el Método Propuesto y el Método reportado en [20] el sistema IEEE 30 barras

Barra	Generador (\$)			Uso %	Barra	Carga (\$)			Uso %
	MP	[20]	%			MP	[20]	%	
1	2915.1	1420.3	40.5	2	131.7	96.3	2.1		
2	643.5	680.0	6.7	3	15.4	20.1	0.2		
5	112.5	399.8	0.7	4	40.5	70.4	0.8		
8	117.0	799.7	0.6	5	611.4	317.4	13.1		
11	107.1	353.3	0.6	7	176.0	232.2	3.6		
13	214.2	456.5	0.9	8	348.9	340.1	5.9		
				10	99.3	97.5	1.1		
				12	207.9	197.6	2.3		
				14	165.7	151.1	1.3		
				15	182.1	168.0	1.8		
				16	66.0	63.0	0.7		
				17	175.1	177.3	2.0		
				18	76.1	86.3	0.7		
				19	221.6	236.7	2.2		
				20	48.1	47.2	0.5		
				21	369.4	415.8	4.3		
				23	85.6	87.5	0.8		
				24	221.3	226.8	2.2		
				26	191.7	196.4	1.0		
				29	115.7	134.5	0.6		
				30	560.1	747.5	2.7		
Total	4109.5	4109.5	50.0	Total	4109.5	4109.5	50.0		

El método propuesto es coherente en términos técnicos y económicos que los demás métodos reportados en este articulado.

CONCLUSIONES

En este artículo se presentó un nuevo método

basado en la teoría de circuitos en combinación con la teoría de juegos para la asignación compleja de pérdidas, en función de la potencia activa y reactiva, magnitudes usadas para establecer las tarifas eléctricas.

La metodología desarrollada modela a los agentes responsables en las pérdidas como fuentes de potencia compleja, considerando el acoplamiento y el efecto cruzado que existe entre la potencia activa y reactiva en el proceso de asignación de pérdidas activas y reactivas.

Los resultados muestran que los costos asignados mediante el Método Propuesto son técnicamente más coherentes que los costos asignados mediante el Método reportado en [20], debido a que el Método Propuesto refleja de una mejor manera el uso físico de la red que hace cada uno de los agentes del mercado eléctrico.

Requiere bajos recursos computacionales, convirtiéndolo en un fuerte candidato para aplicaciones en tiempo real.

REFERENCIAS

- [1] V. S. C. Lim, T. K. Saha, and J. D. F. McDonald, 'Assessing the competitiveness of loss allocation methods in a deregulated electricity markets', in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 10, doi: 10.1109/PES.2006.1708900.
- [2] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, N. Alguacil, and A. L. Guijarro, 'Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms', *IEEE Power Engineering Review*, vol. 22, no. 5, pp. 66–66, May 2002, doi: 10.1109/MPER.2002.4312201.
- [3] A. Enshaee and P. Enshaee, 'Approach to evaluate active loss contributions for transmission systems', *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 10, no. 5, pp. 456–466, Aug. 2016, doi: 10.1049/iet-smt.2015.0205.
- [4] A. Enshaee and P. Enshaee, 'New reactive power flow tracing and loss allocation algorithms for power grids using matrix calculation', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 87, pp. 89–98, May 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.11.010.
- [5] J. Bialek, 'Tracing the flow of electricity', *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 4, pp. 313–320, Jul. 1996, doi: 10.1049/ip-gtd:19960461.
- [6] P. Jyoshna and C. Chengaiah, 'Transmission losses allocation using PFT and DMLA algorithms in a deregulated power system', in *2018 2nd International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC)*, Jan. 2018, pp. 864–875, doi: 10.1109/ICISC.2018.8398922.
- [7] A. J. Conejo, F. D. Galiana, and I. Kockar, 'Z-bus loss allocation', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 1, pp. 105–110, Feb. 2001, doi: 10.1109/59.910787.
- [8] J. S. Daniel, R. S. Salgado, and M. R. Irving, 'Transmission loss allocation through a modified Ybus', *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 2, pp. 208–214, Mar. 2005, doi: 10.1049/ip-gtd:20041192.
- [9] A. S. Alayande and N. Nwulu, 'Influence of Critical Outage on Reactive Power Loss Allocation in a Deregulated Electricity Market', in *2018 International Conference on Computational Techniques, Electronics and Mechanical Systems (CTEMS)*, Dec. 2018, pp. 245–249, doi: 10.1109/CTEMS.2018.8769153.
- [10] W. Zhang, X. Wang, T. Qi, and X. Wu, 'Transmission Cost Allocation Based on Data Envelopment Analysis and Cooperative Game Method', *Electric Power Components and Systems*, vol. 46, no. 2, pp. 208–217, Jan. 2018, doi: 10.1080/15325008.2018.1444113.
- [11] S.-C. Hsieh, 'Fair transmission loss allocation based on equivalent current injection and Shapley value', in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 6, doi: 10.1109/PES.2006.1709309.
- [12] Molina, Yuri P., Ricardo B. Prada, and Osvaldo R. Saavedra., 'Complex Losses Allocation to Generators and Loads Based on Circuit Theory and Aumann-Shapley Method', *IEEE Journals & Magazine*, vol. 25, no. 4, pp. 1928–1936, 2010.
- [13] T. Soares, F. Pereira, H. Morais, and Z. Vale, 'Cost allocation model for distribution networks considering high penetration of distributed energy resources', *Electric Power Systems Research*, vol. 124, pp. 120–132, Jul. 2015.
- [14] F. J. Rubio-Oderiz and I. J. Perez-Arriaga, 'Marginal pricing of transmission services: a comparative analysis of network cost allocation methods', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 448–454, Feb. 2000.
- [15] D. Shirmohammadi, X. V. Filho, B. Gorenstin, and M. V. P. Pereira, 'Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 1002–1008, May 1996.
- [16] J. W. Marangon Lima, 'Allocation of transmission fixed charges: an overview', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, pp. 1409–1418, Aug. 1996.
- [17] S. B. Warkad and P. B. Gedam, 'Transmission Embedded Cost Allocation under Open Access in Restructured Electricity Market', Rochester, NY, Feb. 2019, Accessed: Nov. 03, 2020. [Online]. Available: <https://papers.ssrn.com/abstract=3358755>.
- [18] J. Nikoukar, M. R. Haghifam, and A. Parastar, 'Transmission cost allocation based on the modified Z-bus', *International Journal of Electrical*

- Power & Energy Systems, vol. 42, no. 1, pp. 31–37, Nov. 2012.
- [19] J. M. Zolezzi and H. Rudnick, ‘Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation’, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 4, pp. 1008–1015, Nov. 2002.
- [20] Y. P. Molina, O. R. Saavedra, and H. Amarís, ‘Transmission Network Cost Allocation Based on Circuit Theory and the Aumann-Shapley Method’, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4568–4577, Nov. 2013.
- [21] K. S. Ahmed and S. P. Karthikeyan, ‘Comparison of various transmission loss/cost allocation methods — A review’, in *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (IPACT)*, Apr. 2017, pp. 1–4, doi: 10.1109/IPACT.2017.8245196.
- [22] Wachjoe, C. K., Zein, H., & Yulistiani, F., ‘Optimal cost allocation algorithm of transmission losses to bilateral contracts’, *TELKOMNIKA*, vol. 18, no. 4, pp. 2132–2139, 2020.
- [23] Z. Yang, X. Lei, J. Yu, and J. Lin, ‘Objective transmission cost allocation based on marginal usage of power network in spot market’, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 118, p. 105799, Jun. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105799.
- [24] D. Kirschen and G. Strbac, ‘Tracing active and reactive power between generators and loads using real and imaginary currents’, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 4, pp. 1312–1319, Nov. 1999, doi: 10.1109/59.801890.
- [25] Molina Rodriguez, Yuri, ‘Alocação das Cargas e das Perdas Complexas via Teoria dos Jogos e de Circuitos’, PUC-Rio, 2009.



Los artículos publicados por TECNIA pueden ser compartidos a través de la licencia Creative Commons: CC BY 4.0. Permisos lejos de este alcance pueden ser consultados a través del correo revistas@uni.edu.pe