

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**Teoría de Juegos aplicado a problemas de
asignación de potencia reactiva, perdidas y costos
del sistema de transmisión en un ambiente
desregulado**

TESIS

PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN
CIENCIAS CON MENCIÓN EN ENERGÉTICA

PRESENTADO POR:

CARLOS GILMER CASTILLO CORREA

ASESOR:

Dr. YURI PERCY MOLINA RODRÍGUEZ
Dr. JAIME E. LUYO KUONG

LIMA - PERÚ

2021

Dedico con mucho cariño a mis hijos:
Sebastián André
Lucía Valentina

AGRADECIMIENTOS

Este espacio está dedicado a brindar mi más sincera gratitud a todas las personas que de forma directa o indirecta me brindaron su apoyo en el desarrollo de esta investigación.

En primer lugar, me gustaría agradecer a Dios por permitirme terminar esta tesis. A mis padres, Segundo y Esperanza, por su esfuerzo, dedicación y sus constantes palabras de aliento hacia mi persona. A mi esposa, Romelia, por su paciencia, tolerancia y su apoyo incondicional. A mis hijos, Sebastián y Valentina, por el tiempo robado e invertido en esta investigación. A mi hermana, Elma, por esa espontaneidad, lo que siempre me cambió un momento difícil por una sonrisa.

Además, me gustaría agradecer a mis asesores, al Dr. Yuri Molina, por motivarme hacia la investigación, por su paciencia, por su tiempo invertido en incontables reuniones y por su aporte en conceptos técnicos de los sistemas de potencia, sin los cuales no hubiese sido posible terminar esta investigación, al Dr. Jaime Luyo, por sus aportes en aspectos económicos del sistema de transmisión, por el tiempo dedicado a la revisión minuciosa del texto y sus valiosas sugerencias que permitieron mejoras importantes en la versión final de la tesis y por su apoyo incondicional durante toda mi estancia doctoral.

Finalmente, me gustaría agradecer al CONCYTEC, por el financiamiento económico. A todos los profesores del doctorado por compartir su experiencia y sus conocimientos. A los colegas, doctorandos, con quienes compartimos muchos momentos agradables.

RESUMEN

La desagregación del mercado eléctrico en negocios autónomos (generación, transmisión y distribución) promueve la inversión privada, con el propósito de aumentar la eficiencia económica del mercado, reducir los costos, garantizar un servicio confiable y asegurar su continuidad en el tiempo. Dentro de este contexto, el sistema eléctrico de transmisión se ha convertido en la columna vertebral del mercado eléctrico.

En un mercado eléctrico desregulado, todos los agentes tienen acceso abierto y no discriminatorio al sistema de transmisión, incrementándose la magnitud y el número de transacciones energéticas. Esto plantea nuevos y complejos desafíos para el operador de la red, ya que todas y cada una de las transacciones energéticas ocurren simultáneamente. Para mantener la seguridad y confiabilidad del sistema, el Operador Independiente del Sistema (ISO), debe gestionar servicios complementarios, también llamados “servicios auxiliares”. Entre los servicios auxiliares, el soporte de potencia reactiva cumple la función principal de mantener la tensión de cada una de las barras del sistema de transmisión dentro de los límites técnicos permitidos, asegurando una gestión óptima de flujos de potencia a través de la red, reduciendo al mínimo las pérdidas eléctricas.

El incremento de agentes que usan la red de un tercero hace que los problemas de asignación sean cada vez más complejos y en la mayoría de los casos controversiales. Es por ello por lo que, en un ambiente en donde todos y cada uno de los agentes buscan maximizar sus beneficios individuales, la teoría de juegos provee las herramientas conceptuales, metodológicas y de modelación que garantizan un proceso de asignación justo y transparente.

Por estas razones, en esta tesis se utiliza el Método de Aumann-Shapley de la teoría de juegos cooperativos en combinación con la teoría de circuitos eléctricos para desarrollar nuevos modelos utilizados en la asignación de potencia reactiva, pérdidas eléctricas y costos del sistema de transmisión eléctrico. Los resultados numéricos obtenidos mediante la aplicación del modelo propuestos en la resolución de estos problemas fueron comparados con otros métodos reportados en la literatura científica. Los resultados muestran una clara ventaja en términos de coherencia económica, estabilidad, consistencia con los flujos de potencia y las características técnicas de la red, en comparación con los métodos presentados por otros autores, en cada uno de los problemas investigados.

ABSTRACT

The disaggregation of the electricity market into autonomous businesses (generation, transmission and distribution) promotes private investment, with the purpose of increasing the economic efficiency of the market, reducing costs, guaranteeing reliable service and ensuring its continuity over time. Within this context, the transmission system has become the backbone of the electricity market.

In a deregulated electricity market, all agents have open and non-discriminatory access to the transmission system, increasing the magnitude and number of energy transactions. This poses new and complex technical challenges to the network operator, since each and every one of the energy transactions occur simultaneously. To maintain the security and reliability of the system, the Independent System Operator (ISO) must manage complementary services, also called “auxiliary services”. Among the auxiliary services, the reactive power support fulfills the main function of maintaining the voltage of each of the bars of the transmission system within the allowed technical limits, ensuring optimal management of power flows through the network, minimizing electrical losses. The increase in agents using third-party networks makes allocation problems increasingly complex and in most controversial cases. That is why, in an environment where each and every agent seeks to maximize their individual benefits, game theory provides the conceptual, methodological and modeling tools that guarantee a more fair and transparent allocation process.

For these reasons, in this thesis the Aumann-Shapley Method is used in combination with the theory of electrical circuits to be applied in the processes of allocation of reactive power, electrical losses and costs of the electrical transmission system. The numerical results obtained by the proposed method, in each case, were compared with other methods reported in the technical literature. The results show a clear advantage in terms of economic coherence, stability, consistency with the power flows and the technical characteristics of the network, compared to the other methods discussed, in each case.

INDICE

AGRADECIMIENTOS.....	iii
RESUMEN.....	iv
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	8
1.1. Introducción General.....	8
1.2. Planteamiento del problema	13
1.3. Objetivos.....	14
1.4. Organización de la tesis.....	14
1.5. Principales aportes	16
CAPITULO II: ASIGNACIÓN DE POTENCIA REACTIVA A TRAVÉS DE LA MATRIZ Z-BUS MODIFICADO Y MÉTODO AUMANN-SHAPLEY.....	17
2.1. Resumen	17
2.2. Introducción General.....	17
2.3. Método propuesto	20
2.3.1. Background.....	20
2.3.2. Potencia reactiva inyectada por el shunt de barra y shunt de línea	23
2.3.3. Asignación de potencia reactiva mediante el método de Aumann-Shapley	23
2.4. Caso de estudio	26
2.4.1. Sistema 5 barras.....	26
2.4.2. Sistema IEEE 30 barras.....	30
2.5. Conclusiones	36
CAPITULO III: ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS COMPLEJAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO EL EFECTO CRUZADO ENTRE LA POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA USANDO TEORÍA DE JUEGOS.....	37
3.1. Resumen	37
3.2. Introducción	37
3.3. Método Propuesto.....	41
3.3.1. Background.....	41
3.3.2. Flujo de potencia compleja a través de la línea “k-m”	42
3.3.3. Flujo de potencia compleja a través de la línea “m-k”	43
3.3.4. Perdidas de potencia compleja a través de la línea “k-m”.....	44
3.3.5. Método Aumann-Shapley.....	46
3.3.6. Asignación de pérdidas entre generadores vía Aumann-Shapley	47
3.3.7. Asignación de pérdidas entre cargas vía Aumann-Shapley.....	48
3.4. Resultados Numéricos.....	49
3.4.1. Sistema 5 barras.....	50
3.4.2. Sistema IEEE 30 barras.....	54
3.5. Conclusiones	61

CAPÍTULO IV: ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO POTENCIA APARENTE Y EL MÉTODO AUMANN-SHAPLEY	62
4.1. Resumen	62
4.2. Introducción General.....	62
4.3. Método Propuesto.....	67
4.3.1. Background.....	67
4.3.2. Flujo de potencia compleja a través de la línea “k-m”	69
4.3.3. Asignación de uso de la línea mediante el Método Aumann-Shapley.....	70
4.3.4. Asignación de costos basados en el uso	73
4.4. Análisis y discusión de resultados	74
4.4.1. Sistema 4 barras.....	75
4.4.2. Sistema 30 barras	78
4.5. Conclusiones	83
CAPITULO V: CONCLUSIONES GENERALES	85
CAPÍTULO VI: TRABAJOS FUTUROS	87
BIBLIOGRAFÍA.....	88
ANEXOS.....	94
anexo 1: Teoría de juegos	94
Anexo 2: Código	101

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción General

La electricidad se ha convertido en un recurso indispensable para el funcionamiento de los diferentes sectores de una sociedad moderna. La satisfacción regular y continua de este recurso a igual que de los demás servicios públicos tradicionales como es el caso de las telecomunicaciones, transporte, agua, gas, etc. dependen en gran medida de la adopción de políticas públicas apropiadas y de la implementación efectiva de dichas políticas [1].

Durante muchas décadas el sistema de potencia estuvo formado por grandes empresas (monopolios integrados verticalmente) que tenían control sobre las actividades de generación, transmisión y distribución dentro de su dominio de operación (zona geográfica) [2]. En algunas partes de mundo, estos monopolios fueron privados, quienes buscaban maximizar sus beneficios, en otras partes fueron públicos o gubernamentales, quienes trataban de proporcionar el servicio a menor costo posible.

La planificación de la expansión de este sistema se dio en un enfoque centralizado, bajo la dirección del ministerio correspondiente [3]. La administración centralizada y la característica de monopolio regulado del sistema eléctrico de potencia, condujo a una serie de inconsistencias en el mercado, causando un descontento generalizado en los consumidores. Las inconsistencias son muchas y varían de un país a otro. En términos generales podemos mencionar: el exceso o déficit de capacidad en generación, diferencias apreciables entre los precios de electricidad proporcionados por diferentes empresas en la misma zona geográfica, procesos de planificación políticamente mediatizados, estructuras de precios no basados en el costo de suministros y ausencia de incentivos a la innovación [3], [4]; en suma, no existían mercados eléctricos reales [5].

Por otro lado, en los países desarrollados, además de los problemas mencionados en el párrafo anterior, se presentó un alto crecimiento de la demanda eléctrica, que junto a la gestión ineficiente del sistema y la implementación de políticas tarifarias irracionales [2], condujeron a la reforma del sector eléctrico. El cambio en el paradigma de organización del sector eléctrico fue afianzado por el desarrollo de tecnologías de generación más eficientes [1], así como también, al desarrollo de los sistemas de transmisión flexibles en

corriente alterna (*FACTS*), que permitieron aumentar la eficiencia en la transferencia de energía a través de grandes distancias [6].

La reforma del sector eléctrico es conocido como reestructuración o liberalización, se inició en Chile, Inglaterra y Gales a mediados de la década de 1980, extendiéndose progresivamente por todo el mundo. Los objetivos generales de la reforma han sido aumentar la eficiencia, reducir los costos y mejorar la calidad de servicio [7]. Los principales cambios introducidos por la reforma en el sector eléctrico, pueden ser resumidos en: [7], [8]

- Privatización de los monopolios estatales, para superar la ineficiencia del sistema vigente que se refleja en el incremento del precio de la electricidad, limitando así la capacidad del Estado para usar estas empresas en agendas políticas costosas; asumiendo éste la responsabilidad de las zonas menos rentables con poblaciones más pobres que requieren un suministro eléctrico subsidiado muy común en países en vías de desarrollo.
- Separación vertical de segmentos potencialmente competitivos (generación, mercado mayorista y mercado minorista) de segmentos que seguirán siendo regulados (transmisión, distribución y operación del sistema).
- Estructuración horizontal del segmento de generación, para crear un número adecuado de generadores que compitan, mitigando el poder de mercado y asegurando mercados mayoristas razonablemente competitivos.
- Introducción de un Operador Independiente del Sistema, *ISO*, por sus siglas en inglés de “*Independent System Operator*”, para mantener la estabilidad en la red (frecuencia, voltaje) y facilitar la competencia.
- La creación de “mercados de servicios auxiliares” que garanticen el equilibrio en tiempo real entre la oferta y demanda eléctrica y que puedan responder de manera rápida y eficaz ante grandes variaciones de voltaje y frecuencia, causados por interrupciones no planificadas de la transmisión o instalaciones de generación.
- Aplicación de un marco regulatorio que promuevan el acceso a la red de transmisión e incentiven la localización y la interconexión eficiente de nuevas plantas de generación.
- La creación de agencias regulatorias independientes con buena información de los costos, calidad de servicio y el desempeño comparativo de las empresas que suministran los servicios de red regulados, con autoridad para hacer cumplir las

normas regulatorias y un staff de expertos que utilice esta información y autoridad para regular de manera efectiva los precios cobrados por las compañías de transmisión y distribución, y los términos y condiciones de acceso a estas redes, y también resolver controversias entre los agentes del mercado.

Las reformas introducidas al mercado eléctrico por la ola liberalizadora, varía en extensión y alcance, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico interconectado, de la región o del país. La restructuración, implica la vinculación de los elementos del sistema de potencia a compañías de generación, transmisión y distribución, considerados negocios diferentes y manejados por empresas diferentes. En algunos países se introdujo competencia en los mercados mayoristas y comercializadores minoristas, convirtiendo al distribuidor, en el operador la red de distribución y, también al consumidor final en agente activo (productor). La restructuración, condujo a nuevas formas de organización del sistema eléctrico, surgiendo los modelos tipo Pool, Contratos Bilaterales y/o Modelos híbridos [9].

El contexto liberalizado la red se ha convertido en la columna vertebral del sistema de potencia, posibilitando la competencia entre generadores, y el desarrollo de mercados mayoristas permitiendo a los usuarios acceder a la energía tanto en calidad como en cantidad requerida. En una estructura vertical no surgieron disputas por el acceso a la red, porque solo un agente estaba involucrado. Con la incorporación de competencia, se ha convertido en el punto de convergencia de diferentes agentes que interactúan en el mercado mayorista [1]. El incremento de agentes, aumenta la complejidad en la operación del sistema de transmisión, siendo necesario el desarrollo de reglas claras que permitan el uso compartido de la red, entre todos los agentes del mercado eléctrico, y además, que no solo garanticen la calidad técnica del servicio, si no también que aseguren los ingresos suficientes para la operación y mantenimiento de las instalaciones existentes e incentiven su planificación futura [10].

Debido a los altos costos fijos en la implementación de la red y a la presencia de economías de escala, el negocio de la transmisión sigue siendo un monopolio natural sujeto a regulación [11]. Este sistema, dentro de un ambiente desregulado, enfrenta diversos problemas, que serán discutidos en el desarrollo de esta tesis. Uno de los más críticos es el acceso abierto no discriminatorio por parte de compradores y vendedores de energía. Aumentando el número de transacciones de electricidad [12], la red debe garantizar en cada momento que todas las transacciones ocurran simultáneamente,

resultando que la gestión de este recurso con capacidad limitada, sea una tarea altamente compleja.

El Operador Independiente del Sistema, se ha convertido en el coordinador central [13] y tiene la responsabilidad básica de mantener la seguridad y confiabilidad del sistema [14], gestionando los servicios que proporcionen medidas correctivas ante situaciones de contingencia, evitando fallas en el suministro de energía. Estos servicios formaban parte del suministro eléctrico, en una estructura vertical, sin embargo, con la liberalización del mercado eléctrico, fueron separados en servicios complementarios o “servicios auxiliares” [13].

Entonces, los servicios proporcionados por el sistema de transmisión en un ambiente desregulado, pueden clasificarse en: servicio principal, que consiste en el transporte de energía desde puntos de generación hasta los centros de consumo, a través de grandes distancias y los servicios secundarios (servicios auxiliares), los cuales son indispensables para mantener las variables del estado del sistema de transmisión dentro de los límites técnicos permitidos, asegurando un suministro confiable, oportuno y de calidad. Para este efecto, se requieren servicios adicionales, tales como: soporte de potencia reactiva, control de frecuencia, reserva rodante, balance de energía, reinicio en negro (black start) etc. [3] [14].

La reestructuración del mercado eléctrico implica también que los precios fueron separados en precios de generación, transmisión y distribución [15]. Desarrollándose mercados a corto plazo, cuyas tarifas, en muchos países, son calculados en base a los costos marginales. Los servicios auxiliares, no son tratados como parte integral del suministro eléctrico. Están desagregados y tienen un precio por separado [13]. El operador comprará servicios auxiliares de empresas que las proporcionen, cuando el sistema lo requiera. Haciendo necesario el diseño de un “mercados de servicios auxiliares” [16].

El soporte de potencia reactiva es considera un servicio auxiliar necesario para mantener estable los niveles de tensión entre las barras, asegurando una gestión óptima de flujos de potencia a través de la red. Este servicio puede ser suministrado por: generadores, considerados dispositivos de acción rápida, con altos costos operativos y altos costos de oportunidad; banco de capacitores: considerados dispositivos de acción lenta, de bajos costos de operación e instalación [14]. Por ende, es importante que el operador, identifique los requerimientos y los requisitos de los dispositivos de soporte de potencia reactiva y a la vez, desarrolle metodologías que permita la elección apropiada de mix de

proveedores de este servicio, para cada situación (condiciones normales y contingencia), dada las implicancias económicas en el mercado por dicha prestación [16].

El sistema de transmisión en un contexto de mercado desregulado es fundamental para evitar comportamientos no óptimos de algunos agentes. Como, por ejemplo, cuando la red opera más allá de su capacidad técnica, causa problemas de congestión. Esto puede ser aprovechado por generadores dominantes para ejercer el llamado “poder de mercado”. Además, en una red congestionada, aumentan los precios, distorsionando el mercado eléctrico a corto plazo. Para evitar que generadores aprovechen las restricciones de la red, para ejercer poder de mercado y a la vez reducir la volatilidad en los precios, es importante que se desarrollen mecanismos de asignación de costos que envíen señales económicas adecuadas a los agentes de la red, motivando su operación eficiente y garantizando su continuidad en el tiempo. Los métodos de asignación de costos deben ser capaces de discriminar entre generadores y cargas, y además deben considerar el tamaño, la ubicación y reflejen el uso que cada agente hace de la red.

La distribución de flujos a través de la red está condicionada por las leyes de Kirchhoff y la ley de Ohm. Haciendo compleja la tarea de calcular: ¿Qué generadores están suministrando una determinada carga?, ¿Qué parte de la potencia suministrada se pierde en las líneas de transmisión? y ¿Qué generadores están haciendo mayor uso del sistema de transmisión? [15]. Resolver este problema, en forma justa y transparente, es indispensable en un ambiente desregulado, dado a que esto afecta directamente los beneficios obtenidos por cada agente.

En este contexto, cada agente busca maximizar sus beneficios, por lo que, muchas veces la naturaleza de los problemas de asignación (potencia reactiva, pérdidas y costos, etc.) en el sistema de transmisión son conflictivos [17]. Es por lo que, en la literatura científica, los métodos de asignación en el sistema de transmisión se han convertido en una línea de investigación activa, proponiéndose diferentes metodologías, en base a diferentes hipótesis [1-74].

La teoría de juegos provee las herramientas conceptuales, metodológicas y de modelación que permiten el estudio de interacciones estratégicas entre dos o más agentes que participan en un mercado competitivo, así como también en la resolución de conflictos generados entre dichos agentes [18]. Mientras que, la teoría de circuitos nos permite conocer las ubicaciones de los agentes, la topología, así como también, calcular la participación de cada agente en los flujos de potencia a través de la red. Esta información

es fundamental en el desarrollo de métodos de asignación justos y transparentes. Por estas razones, en esta tesis, se propone una metodología basada en el método Aumann-Shapley de teoría de juegos cooperativos en combinación con la teoría de circuitos, para la asignación de potencia reactiva, pérdidas y costos en el sistema de transmisión, dentro de un ambiente desregulado.

1.2. Planteamiento del problema

En un mercado eléctrico se gestionan grandes volúmenes de energía. Sin embargo, en la práctica no es económicamente factible el almacenamiento de grandes cantidades de energía (excepto, en grandes centrales hidroeléctricas con embalse), además la energía eléctrica debe generarse, transmitirse y consumirse, simultáneamente. Para evitar perturbaciones que pueden causar fallas en el sistema, en cada instante de tiempo se debe garantizar el equilibrio entre generación y demanda. Por otro lado, en un mercado eléctrico, es imposible para un consumidor, escoger a voluntad la ruta y cantidad vinculada del suministro eléctrico. La distribución de flujos está gobernada por las leyes de Kirchhoff, por lo que cualquier interrupción en la generación, transmisión o demanda, puede causar una reconfiguración de flujos a través de la red, haciendo que la operación del sistema sea dinámica y muy compleja. Por lo expuesto anteriormente y por el gran número de agentes que hacen uso de la red en un mercado eléctrico desregulado, los problemas de asignación en la red son altamente complicados, y a la vez necesarios de resolver para el adecuado funcionamiento del sistema. Esta tesis se enfoca en algunos de los principales problemas técnicos y económicos que surgen en el sistema de transmisión en un ambiente abierto a la competencia.

1.2.1. Problema principal

¿Cual es la metodología para la asignación justa de los servicios de un sistema de transmisión?

1.2.2. Problemas específicos

Para el desarrollo de la tesis se plantean los siguientes problemas específicos.

- a) ¿Cómo identificar, que parte de la potencia reactiva consumida por una carga es suministrada por una determinada fuente?
- b) ¿Cómo asignar las pérdidas eléctricas de transmisión entre los agentes del mercado eléctrico abierto a la competencia?
- c) ¿Cómo distribuir los costos por el uso de las redes de transmisión, entre todos y cada uno de los agentes del mercado eléctrico?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Proponer una metodología para la asignación justa de los servicios de un sistema de transmisión utilizando teoría de juegos y teoría de circuitos eléctricos

1.3.2. Objetivos específicos

Para el desarrollo de esta tesis plantea los siguientes objetivos específicos.

- a) Proponer una metodología que permita identificar y cuantificar la participación individual de cada una de las fuentes de potencia reactiva utilizados para cubrir la demanda de potencia reactiva de una carga
- b) Proponer una metodología que permita identificar y cuantificar la participación individual de los diferentes agentes del mercado eléctrico en las pérdidas eléctricas del sistema de transmisión, considerando el acoplamiento y el efecto cruzado de la potencia activa y reactiva, en el proceso.
- c) Proponer una metodología que permita identificar y cuantificar la participación individual en los costos por el uso físico de la red, que hace cada uno de los agentes del mercado eléctrico, en base a su potencia aparente.

1.4. Organización de la tesis

La tesis está organizada de la siguiente manera.

En el Capítulo II, se presenta una discusión de las ventajas y desventajas de los métodos de asignación de potencia reactiva en un ambiente desregulado. Se desarrolla una

metodología que combina el Método Aumann-Shapley de teoría de juegos y la teoría de circuitos para la asignación de potencia reactiva. En el método presentado los generadores son modelados como inyecciones netas de corriente, mientras que las cargas son modelados como eyecciones de corriente. El método propuesto fue aplicado en dos sistemas de prueba: un sistema de prueba de 5 barras y un sistema de prueba IEEE 30 barras.

En el Capítulo III, se presenta una discusión de las ventajas y desventajas de los métodos de asignación de pérdidas en sistema de transmisión dentro de un ambiente desregulado. Se desarrolló una metodología que combina el Método Aumann-Shapley de teoría de juegos y la teoría de circuitos para la asignación de pérdidas. En el Método Propuesto, los agentes son modelados como fuentes de potencia compleja (potencia activa y reactiva), permitiendo calcular el efecto del factor de potencia (diferencia angular de las tensiones entre las barras que unen una línea), el acoplamiento y el efecto cruzado de la potencia activa y reactiva en las pérdidas activas y reactivas, respectivamente. El Método Propuesto fue aplicado en dos sistemas de prueba: un sistema de prueba de 5 barras y un sistema de prueba IEEE 30 barras.

En el Capítulo IV, se presenta una discusión de las ventajas y desventajas de los métodos de asignación de costos en sistema de transmisión dentro de un ambiente desregulado. Se desarrolló una metodología que combina el Método Aumann-Shapley de teoría de juegos y la teoría de circuitos para la asignación de costos. En el Método Propuesto, los agentes son modelados como fuentes de potencia compleja (potencia activa y reactiva), magnitudes físicas que son usadas por el regulador del mercado para establecer las tarifas eléctricas, cobradas por los generadores o pagadas por las cargas. Los costos fueron asignados en base al uso físico que un agente hace de una determinada línea de transmisión. El uso fue calculado en base a los flujos de potencia aparente de un agente en todas y cada una de las líneas de transmisión. El método propuesto, permitió calcular el efecto del factor de potencia, y los flujos de potencia reactiva, en el proceso de asignación de costos. El método propuesto fue aplicado en dos sistemas de prueba: un sistema de prueba de 4 barras y un sistema de prueba IEEE 30 barras.

En el Capítulo V, se presenta las principales conclusiones de la tesis y en el Capítulo VI, se presentan las recomendaciones para futuros trabajos.

1.5. Principales aportes

Los principales aportes del método propuesto son:

- **Coherencia económica.** - Cumple con los axiomas básicos de un proceso de asignación justa y transparente, porque esta basado en el Método de Aumann-Shapley.
- **Refleja el estado de operación.** - Depende del estado de operación, asigna mayor responsabilidad a un agente si se incrementa la demanda, y viceversa
- **Refleja la topología de la red.** - Basado en las leyes de Kirchhoff de la teoría de circuitos
- **Robusto.** - La participación asignada a cada agente es consistente, con la topología, los flujos de potencia, el tamaño y ubicación del agente y mejora el performance del método base.
- **Bajos recursos computacionales.** - Una vez encontrada la expresión que relaciona las magnitudes eléctricas, se obtiene una solución analítica, fácil de entender e implementar en un lenguaje de programación.

Los principales aportes serán especificados en mas detalle en cada uno de los capítulos siguientes.

CAPITULO II: ASIGNACIÓN DE POTENCIA REACTIVA A TRAVÉS DE LA MATRIZ Z-BUS MODIFICADO Y MÉTODO AUMANN-SHAPLEY

2.1. Resumen

En este artículo se propone un método basado en teoría de circuitos y teoría de juegos para la asignación de potencia reactiva. La asignación es calculada para cada carga, identificando y cuantificando la responsabilidad de cada fuente. En el método propuesto: los generadores, shunt de línea y shunt de barra son modelado como fuentes de corriente y las cargas como admitancias constantes, y usando la teoría de circuitos se obtiene la matriz Z-bus modificada, la cual fue acoplada al método Aumann-Shapley para calcular la participación unitaria de cada fuente de corriente en la potencia reactiva consumida por cada carga, considerando estas como jugadores independientes en el juego de “asignación de potencia reactiva”. Las propiedades del método de Aumann-Shapley aseguran equidad y la asignación eficiente de la potencia reactiva. El método propuesto fue aplicado en el sistema de IEEE de 5 barras y 30-barras. Con la finalidad de validar el método, los resultados obtenidos fueron comparados con otros métodos reportados en la literatura técnica

2.2. Introducción General

En un mercado tradicional, la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como los diferentes servicios utilizados para el suministro de energía segura y confiable, fueron responsabilidad de una sola empresa. Sin embargo, con la incorporación de competencia al mercado eléctrico, surgieron diferentes marcos regulatorios y con ello diferentes tipos de mercados, en donde la generación, transmisión, distribución y en algunos casos comercialización, son manejados por empresas diferentes [19].

La función del sistema de transmisión es proporcionar los medios necesarios para la transferencia de energía desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo,

respetando las restricciones técnicas y los criterios de seguridad y confiabilidad. Para cumplir con este propósito, el sistema de transmisión requiere de una serie de servicios adicionales, llamados “servicios auxiliares”. Dentro de los servicios auxiliares se encuentra: soporte de potencia reactiva, reserva rodante (spinning reserves), balance de energía, regulación de frecuencia, etc [14]. En el caso del soporte de potencia reactiva como un servicio auxiliar, tiene dos funciones: a) mantener la tensión dentro de los límites técnicos, b) mantener un margen de reserva de potencia reactiva para ser usado en casos de emergencia [20]. Por lo tanto, un adecuado soporte de potencia reactiva asegura el suministro continuo de electricidad, manteniendo mínimas las pérdidas de energía a través de las líneas de transmisión. El soporte de potencia reactiva es responsabilidad del operador de mercado y puede ser suministrado por compañías generadoras y/o compañías de transmisión [20], [21] a través de dispositivos de soporte reactivo (bancos de condensadores, reactores, generadores, etc.). Independiente del tipo de mercado y las empresas que las suministren, los costos por estos servicios deben ser adecuadamente calculados y remunerados por todos los agentes que hacen uso de este sistema. Como primer paso en esta tarea es identificar ¿Que parte de la potencia reactiva consumida por una carga es suministrada por un determinado generador y que parte es suministrada por un determinado dispositivo de soporte reactivo? Sin embargo, responder a esta pregunta es muy complicado debido a la naturaleza no lineal y carácter no separable de las ecuaciones del flujo de potencia.

En la literatura científica existen muchos métodos para la asignación de costos por el soporte de potencia reactiva [22], por lo que, a continuación, se dará una descripción general de algunos de ellos, resaltando sus ventajas y desventajas.

Los métodos basados en el costo marginal utilizan el concepto de precio spot para calcular el costo por soporte de potencia reactiva. El precio spot es considerado como una de las formas más eficientes de calcular el precio de la electricidad, debido a que maximiza el bienestar social, sin embargo, tiene las siguientes desventajas: a) el precio spot es muy sensible a las condiciones de operación del sistema, causando fluctuaciones en el precio de electricidad a corto plazo, b) depende del método utilizado para la solución del flujo óptimo de potencia, pudiendo requerir mayor tiempo y más recursos computacionales para su convergencia y por último, c) no permite recuperar la totalidad de los costos, por lo que se deben recurrir a cargos adicionales llamados “cargos complementarios” [23], [24].

Los métodos basados en el seguimiento del flujo de potencia se basan en el principio de repartición proporcional y son considerados muy eficientes cuando son aplicados al seguimiento de potencia activa, porque permiten determinar ¿de dónde? ¿de quién? y ¿que parte? del flujo de energía es consumido por una determinada carga. Sin embargo, al ser aplicados al seguimiento del flujo de potencia reactiva, estos enfrentan dos desventajas: La primera, por cuestiones técnicas la potencia reactiva no puede ser transportada a grandes distancias [20], la segunda, la potencia reactiva no siempre fluye en la misma dirección que la potencia activa, apareciendo flujos bidireccionales en el mismo tramo de análisis, causando discontinuidades en el seguimiento de flujo de potencia reactiva [25].

Los métodos basados en teoría de circuitos utilizan las soluciones del flujo de potencia para calcular que parte de la potencia activa y reactiva consumida por una carga es suministrada por cada generador. Estos métodos son considerados eficientes y confiables para aplicaciones en sistemas reales, debido a que son consistentes con la topología de la red y las leyes de Kirchhoff. Entre los métodos más utilizados tenemos a la matriz Z-bus [26], matriz Y-bus modificada [27], matriz Y-bus mejorada [28].

La principal desventaja de utilizar Z-bus o Y-bus es que requieren de un método adicional para la asignación de la participación en la potencia reactiva consumida por una carga. Por ejemplo en el método desarrollado por Chu et al [27], utiliza la Y-bus modificada y el principio de repartición proporcional. Chu, expresa las tensiones de las cargas como combinación lineal de las tensiones de los generadores, esto causa dos problemas: a) el problemas de subsidios cruzados y b) el problema de asignación de participación a generadores en cargas sin demanda de potencia reactiva [29]

En los métodos basados en teoría de juegos cooperativos, los agentes del sistema eléctrico forman coaliciones con el objetivo de minimizar los costos del servicio de transmisión. El principal problema de este método es que el valor asignado depende del orden de entrada en la coalición, es decir, el valor asignado a un agente es diferente si ingresa primero o ultimo. Esta dificultad fue superada con el método valor de Shapley, en el cual, los costos son asignados como un promedio de los costos calculados para todas las posibles combinaciones del orden de entrada [30]. La principal desventaja del valor de Shapley es el recurso computacional utilizado. Sin embargo, mediante el método Aumann-Shapley, los costos pueden ser calculados mediante una solución analítica, fácil de implementar y utiliza pocos recursos computacionales [31]. En términos generales,

mediante los métodos basado en teoría de juegos se puede recuperar la totalidad de los costos y además son considerados justos y transparentes.

En este artículo se desarrolló un nuevo método para resolver el problema de asignación de potencia reactiva en un ambiente desregulado. El Método Propuesto es aplicado considerando un punto de operación conocido. Con la finalidad de determinar la participación en el soporte de potencia reactiva de los generadores, shunt de línea y shunt de barra, estos son modelados como fuentes de corriente, mientras que las cargas son modelados como impedancias constantes. Obteniéndose la matriz Z-bus modificada, la cual será acoplada al Método de Aumann-Shapley, para calcular la participación unitaria de cada generador, dispositivo de soporte reactivo y shunt de línea en la potencia reactiva consumida por cada carga.

Las principales contribuciones de método propuesto son:

- Es económicamente coherente, estable y refleja la topología de la red, porque está basado en las leyes de Kirchhoff y el método de Aumann-Shapley.
- Identifica y cuantifica la contribución individual de cada agente (generador, carga, derivación de barra y derivación de línea), incluso cuando está conectados en la misma barra.
- Asigna completamente la potencia reactiva (recuperación total de costos), gracias a la propiedad aditiva del método Aumann-Shapley
- Se considera justo y transparente, dado que se basa en la teoría de circuitos en combinación con el Método Aumann-Shapley de la teoría de juegos cooperativos.
- No requiere fuerte esfuerzo computacional, ya que se basa en un método analítico (Aumann-Shapley)

Este artículo está organizado de la siguiente manera: en la sección 2.3, se desarrolla el formalismo matemático del método desarrollado, en la sección 2.4 se reportarán y se discutirán los resultados numéricos obtenidos al aplicar el método desarrollado en dos caso-base: un sistema de 5 barras y un sistema IEEE de 30 barras. Finalmente, en la sección 2.5, se darán las conclusiones.

2.3. Método propuesto

2.3.1. Background

Aplicando las leyes de Kirchhoff para un punto de operación conocido de un sistema de “ n ” barras se obtiene.

$$I = YE \quad (2.1)$$

Siendo E , vector de tensión nodal, Y , matriz admitancia nodal e I , vector de inyecciones de corrientes nodales.

Para fines del método propuesto, los shunt de línea y shunt de barra son considerados como generadores de potencia reactiva, y por lo tanto tienen una participación en la potencia reactiva consumida por cada carga.

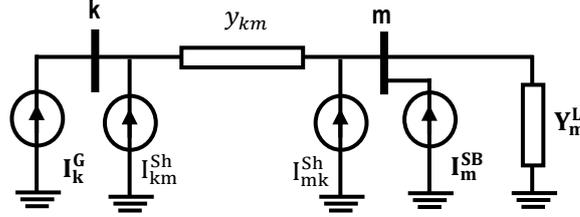


Figura 1. Modelo del sistema de 2 barras con generadores, shunt de línea y shunt de barra.

En la figura 1 se muestra el esquema simplificado para un sistema de dos barras. El generador es representado por una fuente de corriente (I_k^G), en la línea de transmisión, los shunt de línea son representados por I_{km}^{Sh} e I_{mk}^{Sh} , posicionados en los extremos de la línea, el shunt de barra es representado por I_m^{SB} , conectado a la barra de carga y carga es representado por una admitancia constante Y_m^L .

Las admitancias equivalentes de las cargas son incorporadas a los elementos de la diagonal de la matriz Y . Obteniéndose la matriz Y -bus modificada. Con estas consideraciones, la ecuación (1) es modificada.

$$\tilde{I} = \tilde{Y}E \quad (2.2)$$

Siendo \tilde{I} , vector de inyección de corrientes, \tilde{Y} , matriz admitancia modificada (incluyendo admitancias de carga), E , vector de tensiones nodales. Siendo así, el elemento (i,j) de la matriz admitancia modificada obtenida a partir del elemento (i,j) de matriz admitancia nodal.

$$\tilde{Y}_{ij} = \begin{cases} Y_{ij} + Y_j^L & \text{para } i = j \\ Y_{ij} & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (2.3)$$

La admitancia equivalente de la carga L conectada a la barra j , se puede calcular mediante:

$$Y_j^L = \frac{1}{E_j} \left(\frac{S_j^L}{E_j} \right)^* \quad (2.4)$$

Siendo E_j y S_j^L , la tensión y la potencia aparente consumida por la carga L conectada a la barra j . Ambos valores son obtenidos a partir del flujo de potencia.

Invirtiendo la matriz admitancia modificada mostrada en la ecuación (2.2), se obtiene la matriz de impedancia modificada \tilde{Z} .

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_k \\ \vdots \\ E_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Z}_{11} & \cdots & \tilde{Z}_{1k} & \cdots & \tilde{Z}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \tilde{Z}_{k1} & \cdots & \tilde{Z}_{kk} & \cdots & \tilde{Z}_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \tilde{Z}_{n1} & \cdots & \tilde{Z}_{nk} & \cdots & \tilde{Z}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{I}_1 \\ \vdots \\ \tilde{I}_k \\ \vdots \\ \tilde{I}_n \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

En términos generales, considerando la barra “ i ”, la corriente total inyectada en dicha barra, será calculado mediante la siguiente ecuación:

$$\tilde{I}_i = I_i^G + I_i^{SL} + I_i^{SB} \quad (2.6)$$

Siendo I_i^G , la corriente inyectada por el generador en la barra “ i ”, I_i^{SL} y I_i^{SB} , la corriente inyectada por el shunt de línea y shunt de barra en la barra “ i ”, respectivamente.

Suponiendo que la barra “ i ” está conectado con “ b ” barras, la corriente total inyectada por los shunt de línea en la barra “ i ” será calculado por:

$$I_i^{SL} = \sum_{n=1}^b I_{in}^{Sh} \quad (2.7)$$

Siendo I_{in}^{Sh} , la corriente inyectada por el shunt de la línea entre la barra “ i ” y la barra “ n ”. Considerando que en la barra “ k ” se encuentra conectada la carga L . A partir de la ecuación (2.5), la tensión de dicha carga se puede calcular como una combinación lineal de las corrientes inyectadas al sistema.

$$E_k = \tilde{Z}_{k1}\tilde{I}_1 + \cdots + \tilde{Z}_{kk}\tilde{I}_k + \cdots + \tilde{Z}_{kn}\tilde{I}_n = \sum_{i=1}^n \tilde{Z}_{ki}\tilde{I}_i \quad (2.8)$$

Siendo, \tilde{Z}_{ki} , elemento (k,i) de la matriz impedancia modificada, \tilde{I}_i , elemento i del vector nodal de inyección de corrientes.

La potencia consumida por la carga L conectada a la barra k , puede ser calculada por.

$$S_k^L = (Y_k^L)^* |E_k|^2 \quad (2.9)$$

Siendo Y_k^L admitancia de carga, E_k , tensión de la carga conectada a la barra k .

Considerando $\tilde{I}_i = \tilde{I}_i^r + j\tilde{I}_i^i$ y $\tilde{Z}_{ki} = \tilde{R}_{ki} + j\tilde{X}_{ki}$, la ecuación (2.8) resulta.

$$E_k = \sum_{i=1}^n (\tilde{R}_{ki}\tilde{I}_i^r - \tilde{X}_{ki}\tilde{I}_i^i) + i * \sum_{i=1}^n (\tilde{X}_{ki}\tilde{I}_i^r + \tilde{R}_{ki}\tilde{I}_i^i) \quad (2.10)$$

Remplazando la ecuación (2.10) en (2.9) se obtiene.

$$S_k^L = (Y_k^L)^* \left[\left(\sum_{i=1}^n (\tilde{R}_{ki}\tilde{I}_i^r - \tilde{X}_{ki}\tilde{I}_i^i) \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n (\tilde{X}_{ki}\tilde{I}_i^r + \tilde{R}_{ki}\tilde{I}_i^i) \right)^2 \right] \quad (2.11)$$

Considerando $S_k^L = P_k^L + jQ_k^L$ y $Y_k^L = g_k^L + jb_k^L$, se puede obtener una expresión matemática para la potencia reactiva consumida por la carga.

$$Q_k^L = -b_k^L \left[\left(\sum_{i=1}^n (\tilde{R}_{ki} \tilde{I}_i^r - \tilde{X}_{ki} \tilde{I}_i^i) \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n (\tilde{X}_{ki} \tilde{I}_i^r + \tilde{R}_{ki} \tilde{I}_i^i) \right)^2 \right] \quad (2.12)$$

2.3.2. Potencia reactiva inyectada por el shunt de barra y shunt de línea

La potencia reactiva total inyectada por los shunt de línea en la barra k , se puede calcular de acuerdo con:

$$Q_k^{SL} = \sum_{m=1}^b (I_{km}^{Sh})^* E_k \quad (2.13)$$

Siendo, b , es el número de barras conectadas con la barra k , E_k , la tensión en la barra k , I_{km}^{Sh} , la corriente inyectada por el shunt de la línea entre la barra “ k ” y la barra “ m ”.

La potencia reactiva inyectada por el shunt de barra, en la barra k , se puede calcular mediante la siguiente ecuación.

$$Q_k^{SB} = (I_k^{SB})^* * E_k \quad (2.14)$$

Siendo, I_k^{SB} , la corriente inyectada por el shunt de barra en la barra k y E_k , la tensión de la barra k .

La potencia reactiva total inyectada por los shunt de línea y el shunt de barra en la barra “ k ” se calcula por.

$$Q_k^S = Q_k^{SB} + Q_k^{SL} \quad (2.15)$$

Antes de iniciar el proceso de asignación de potencia reactiva, en cada barra del sistema, se hace una comparación entre la potencia reactiva inyectada por los shunt de línea más el shunt de barra (Q_k^S) con la potencia reactiva demandada por la carga (Q_k^L). Si Q_k^S es mayor que Q_k^L el exceso de potencia reactiva en dicha barra será asignada entre las demás cargas del sistema, si, por el contrario, Q_k^S es menor que Q_k^L , el déficit de potencia reactiva en dicha barra será asignada a los generadores.

2.3.3. Asignación de potencia reactiva mediante el método de Aumann-Shapley

A partir de la ecuación (2.12) y (2.13) se puede observar que la potencia reactiva consumida por la carga L conectada a la barra “ k ”, o inyectada en la barra k , está en función de todas las corrientes inyectadas al sistema (generadores, shunt de línea y shunt de barra). Por lo tanto, se puede utilizar el método de Aumann-Shapley para determinar

la responsabilidad de cada fuente de corriente en la potencia reactiva consumida por cada carga.

El método de Aumann-Shapley permite calcular en forma justa y transparente la participación que tiene cada fuente de corriente en la potencia reactiva consumida por cada carga. En este método, cada fuente de corriente es considerado como un jugador en el juego de asignación de potencia reactiva.

El método consiste en dividir a cada fuente de corriente en partes infinitesimales, todas del mismo tamaño, y considerar a cada parte infinitesimal como un jugador independiente. Esto permite que el problema de asignación de potencia reactiva tenga una solución analítica [32].

Para un sistema formado por “ n ” barras, se tiene “ n ” jugadores ($\tilde{I}_1, \dots, \tilde{I}_k, \dots, \tilde{I}_n$) o “ $2n$ ” jugadores, si se analiza a las fuentes de corriente en su componente real e imaginaria ($\tilde{I}_1^r, \tilde{I}_1^i, \dots, \tilde{I}_k^r, \tilde{I}_k^i, \dots, \tilde{I}_n^r, \tilde{I}_n^i$). Por ejemplo, si se considera la corriente total inyectada en la barra “ x ” como $\tilde{I}_x = \tilde{I}_x^r + j\tilde{I}_x^i$. La participación unitaria de la componente real (\tilde{I}_x^r) en la potencia reactiva consumida por la carga L conectada en la barra “ k ” se puede calcular mediante la siguiente ecuación.

$$PU_{\tilde{I}_x^r \rightarrow L_k} = \int_0^1 \frac{\partial Q_k^L(\tilde{I}t)}{\partial \tilde{I}_x^r} dt \quad (2.16)$$

Reemplazando el valor de Q_k^L de la ecuación (2.12) en la ecuación (2.16), derivando e integrando se obtiene.

$$PU_{\tilde{I}_x^r \rightarrow L_k} = -b_k^L \left[\left(\sum_{m=1}^n (\tilde{R}_{ki} \tilde{I}_i^r - \tilde{X}_{ki} \tilde{I}_i^i) \right) \tilde{R}_{kx} + \left(\sum_{m=1}^n (\tilde{X}_{ki} \tilde{I}_i^r + \tilde{R}_{ki} \tilde{I}_i^i) \right) \tilde{X}_{kx} \right] \quad (2.17)$$

La participación unitaria de la componente imaginaria (\tilde{I}_x^i), en la potencia reactiva consumida por la carga L conectada a la barra “ k ” se puede calcular mediante la siguiente ecuación.

$$PU_{\tilde{I}_x^i \rightarrow L_k} = \int_0^1 \frac{\partial Q_k^L(\tilde{I}t)}{\partial \tilde{I}_x^i} dt \quad (2.18)$$

Reemplazando el valor de Q_k^L de la ecuación (2.12) en la ecuación (2.18), derivando e integrando se obtiene.

$$PU_{\tilde{I}_x^i \rightarrow L_k} = -b_k^L \left[\left(\sum_{m=1}^n (\tilde{R}_{ki} \tilde{I}_i^r - \tilde{X}_{ki} \tilde{I}_i^i) \right) (-\tilde{X}_{kx}) + \left(\sum_{m=1}^n (\tilde{X}_{ki} \tilde{I}_i^r + \tilde{R}_{ki} \tilde{I}_i^i) \right) \tilde{R}_{kx} \right] \quad (2.19)$$

La participación total de la corriente inyectada en la barra “ x ” en la potencia reactiva consumida por la carga L conectada en la barra “ k ” se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$PT_{\tilde{I}_x \rightarrow L_k} = \tilde{I}_x^r * PU_{\tilde{I}_x^r \rightarrow L_k} + \tilde{I}_x^i * PU_{\tilde{I}_x^i \rightarrow L_k} \quad (2.20)$$

De acuerdo a la ecuación (2.6) la corriente total inyectada en la barra “ x ” está compuesta por la corriente inyectada por el generador ($I_x^G = I_x^{Gr} + i * I_x^{Gi}$), la corriente inyectada por el shunt de línea ($I_x^{SL} = I_x^{SLr} + i * I_x^{SLi}$) y la corriente inyectada por el shunt de barra ($I_x^{SB} = I_x^{SBr} + i * I_x^{SBi}$). Es decir:

$$\tilde{I}_x = \tilde{I}_x^r + j\tilde{I}_x^i = I_x^{Gr} + I_x^{SLr} + I_x^{SBr} + i * (I_x^{Gi} + I_x^{SLi} + I_x^{SBi}) \quad (2.21)$$

Reemplazando los componentes de la ecuación (2.21) en (2.20)

$$PT_{\tilde{I}_x \rightarrow L_k} = (I_x^{Gr} + I_x^{SLr} + I_x^{SBr}) * PU_{\tilde{I}_x^r \rightarrow L_k} + (I_x^{Gi} + I_x^{SLi} + I_x^{SBi}) * PU_{\tilde{I}_x^i \rightarrow L_k} \quad (2.22)$$

Organizando los términos de la ecuación (2.22) se obtiene que la participación total de la corriente inyectada en la barra “ x ” en la potencia reactiva consumida por la carga L conectada en la barra “ k ” es la suma de la participación individual total de cada fuente de corriente, es decir:

$$PT_{\tilde{I}_x \rightarrow L_k} = PTG_{I_x^G \rightarrow L_k} + PTSL_{I_x^{SL} \rightarrow L_k} + PTSB_{I_x^{SB} \rightarrow L_k} \quad (2.23)$$

Donde

$PTG_{I_x^G \rightarrow L_k}$ Participación total del generador conectado en la barra x en la potencia reactiva demandada por la carga conectada en la barra k .

$PTSL_{I_x^{SL} \rightarrow L_k}$ Participación total del shunt de línea de la barra x en la potencia reactiva demandada por la carga conectada en la barra k .

$PTSB_{I_x^{SB} \rightarrow L_k}$ Participación total del shunt de barra de la barra x en la potencia reactiva demandada por la carga conectada en la barra k .

Las participaciones totales de cada fuente de corriente se calculan de acuerdo con:

$$PTG_{I_x^G \rightarrow L_k} = I_x^{Gr} * PU_{\tilde{I}_x^r \rightarrow L_k} + I_x^{Gi} * PU_{\tilde{I}_x^i \rightarrow L_k} \quad (2.24)$$

$$PTSL_{I_x^{SL} \rightarrow L_k} = I_x^{SLr} * PU_{\tilde{I}_x^r \rightarrow L_k} + I_x^{SLi} * PU_{\tilde{I}_x^i \rightarrow L_k} \quad (2.25)$$

$$PTSB_{I_x^{SB} \rightarrow L_k} = I_x^{SBr} * PU_{\tilde{I}_x^r \rightarrow L_k} + I_x^{SBi} * PU_{\tilde{I}_x^i \rightarrow L_k} \quad (2.26)$$

De las ecuaciones (2.24), (2.25) y (2.26), se puede observar que, la participación total, tanto del generador, shunt de línea y shunt de barra depende de las componentes reales e imaginarias de corrientes inyectadas por cada fuente. Por otro lado, a partir de la

ecuación (2.25) y (2.26), se observa que a pesar de que los shunt de línea y los shunt de barra son considerados fuentes de potencia reactiva, tienen una componente real en la corriente inyectada al sistema.

2.4. Caso de estudio

El método propuesto para la asignación de potencia reactiva fue implementado y probado en dos caso-base: un sistema de prueba de 5 barras y un sistema IEEE de 30 barras. Los resultados obtenidos por el método propuesto (MP) fueron comparados con los métodos: “Allocation Method Via Voltage Sources (AMV)” [29] y “Modified Y-bus Matrix Method (MYM)” [27].

2.4.1. Sistema 5 barras

El sistema de 5 barras usado en [29] fue utilizado para probar el modelo propuesto (ver figura 2). El sistema está formado por: 3 generadores, el primero, ubicado en la barra 1 (G_1), el segundo, en la barra 3 (G_3) y el tercero, en la barra 4 (G_4), respectivamente, 5 cargas ubicadas en las barras de 1 a 5 y 6 líneas de transmisión.

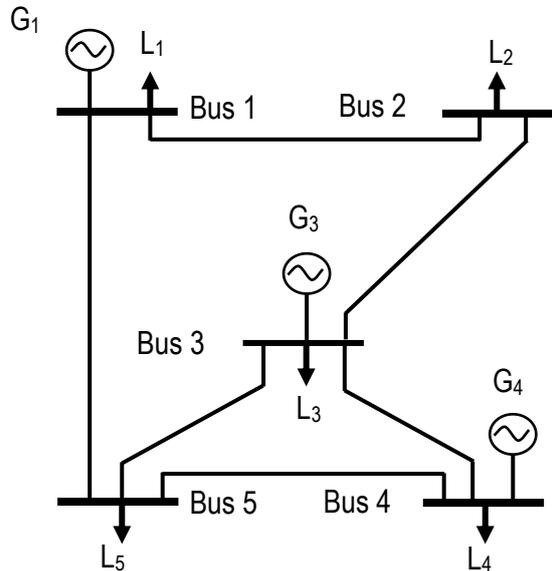


Figura 2. Sistema de prueba de 5 barras

De los resultados del flujo de potencia, mostrados en la tabla 1, se puede observar que: la potencia activa entregada por los generadores G_1 y G_4 son mucho más grandes que su potencia reactiva. Esto tendrá una fuerte influencia en el proceso de asignación de potencia reactiva en el método propuesto debido al efecto de acoplamiento que existe entre potencia activa y reactiva [33].

Bus	Voltaje		Generación		Carga	
	V(p.u.)	$\theta(^{\circ})$	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1.050	0.0	239.96	45.27	45	15
2	0.989	-10.8	0.0	0.0	162.5	20
3	1.033	-7.8	62.3	66.68	80	20
4	1.050	0.47	136.68	22.16	50	20
5	1.015	-4.82	0.0	0.0	90	25

Tabla 1: Resultados de flujo se carga

En la tabla 2, se muestra los resultados numéricos de la potencia reactiva asignada a cada generador en el sistema de prueba de 5 barras, mediante los métodos AMV y MYM y el método propuesto. A partir de los resultados de la tabla 2, podemos decir que:

- Los valores de potencia reactiva asignados a los generadores tienen diferentes valores para los tres métodos comparados en este artículo.
- La demanda de potencia reactiva de las cargas 1, 3 y 4, son directamente cubiertos por lo generadores G_1 , G_3 y G_4 , respectivamente.
- Los métodos AMV y MYM, en el proceso de asignación de potencia reactiva excluyen a algunos generadores. Por ejemplo, de acuerdo con los métodos AMV y MYM, la demanda de la carga 2, es cubierta por los generadores G_1 y G_3 . Sin embargo, mediante el método propuesto, además de la potencia reactiva asignada a los generadores G_1 y G_3 , asigna una participación de 5.7703MVA_r de potencia reactiva al generador G_4 .
- De acuerdo con el método propuesto, la potencia reactiva de la carga 2 es cubierta por el generador G_1 (10.8132MVA_r), generador G_3 (3.4165MVA_r) y generador G_4 (5.7703). A pesar de que el generador G_4 esta eléctricamente más alejado que el generador G_3 de la carga 2 [29], tiene mayor participación en la potencia reactiva consumida por esta carga. Esto se debe principalmente a que en el método propuesto los generadores son modelados como inyecciones de corriente compleja. Por ende, tanto la parte real como la parte imaginaria de la corriente inyectada por el generador tienen una participación en la potencia reactiva total asignada a dicho generador. En la tabla 3, se puede observar que aproximadamente el 96% (5.5496MVA_r) de potencia reactiva suministrada por el generador G_4 para cubrir la demanda reactiva de la carga 2, es proporcionada por la componente real de la corriente y cerca del 4% (0.2207MVA_r) por la componente imaginaria. Esto se debe al efecto de acoplamiento que existe entre la potencia activa y reactiva [33], es decir, la potencia activa

consumida por una carga es suministrada simultáneamente por la potencia activa y reactiva de cada generador, de la misma manera, la potencia reactiva consumida por una carga, es suministrado por la potencia reactiva y activa de cada generador [34].

- De acuerdo a los tres métodos implementados en este artículo, la potencia reactiva consumida por la carga 5, es suministrada por los generadores G_1 , G_3 y G_4 . El método propuesto asigna un valor similar de potencia reactiva al generador G_1 que el método MYM y mayor que el método AMV. Para el caso del generador G_3 , el valor de potencia reactiva asignado por el método propuesto es menor que el valor asignado por los otros dos métodos. Mientras que, al generador G_4 , le asigna un valor mayor que el valor asignado por los otros métodos. Esto está de acuerdo con el hecho de que el generador G_4 suministra mayor potencia activa al sistema que el generador G_3 , influenciando en su participación de potencia reactiva.

Bus	V(p.u)	Suministrado por G_1			Suministrado por G_3			Suministrado por G_4			Carga
		MP	AMV	MYM	MP	AMV	MYM	MP	AMV	MYM	
1	1.050	15	15	15	0	0	0	0	0	0	15
2	0.989	10.8132	8.6404	14.2249	3.4165	11.3596	5.7751	5.7703	0	0	20
3	1.033	0	0	0	20	20	20	0	0	0	20
4	1.050	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20
5	1.015	13.5853	11.9829	13.4419	3.8394	7.0341	4.5883	7.5753	5.9830	6.9698	25

Tabla 2. Resultados de la asignación de potencia reactiva

En la tabla 3, se hace una comparación entre la participación de la componente real e imaginaria de la corriente inyectada por cada generador para cubrir la demanda de potencia reactiva de las cargas 2 y 5. Por ejemplo, si analizamos la participación del generador G_1 en la potencia reactiva demandada por la carga 2, se observa que la participación de la componente real (10.1128MVAR) representa el 93.5% y la participación de la componente imaginaria (0.7004MVAR) representa el 6.5% de la participación total del generador G_1 (10.8132MVAR). Este comportamiento se mantiene en los generadores G_3 y G_4 , esto se debe principalmente al acoplamiento que existe entre la potencia activa y reactiva [34].

Los resultados de asignación de potencia reactiva discutidos anteriormente fueron obtenidos considerando que la potencia reactiva consumida por las cargas es suministrada íntegramente por los generadores.

Con la finalidad de probar el modelo propuesto, al sistema de 5 barras mostrado en la figura 2, se adiciona dos shunt de barra: uno en la barra 2 ($b_2^{sh}=0.15pu$) y el otro en la barra 5 ($b_5^{sh}=0.10pu$). Los shunt de línea utilizados en sistema de 5 barras y los shunt de

barra incorporados al sistema, son considerados como fuentes de potencia reactiva y por lo tanto tendrán una participación en la potencia reactiva consumida por de cada carga. Para calcular la participación de los generadores, shunt de línea y shunt de barra en la potencia reactiva demanda por cada carga, mediante el método propuesto, estos son modelados como fuentes de corriente.

Bus	Generador	$I_x^{Gr} * PU_{I_x \rightarrow L_k}^{Gr}$	$I_x^{Gi} * PU_{I_x \rightarrow L_k}^{Gi}$	$PTG_{I_x \rightarrow L_k}^{G}$	
L o a	2	G ₁	10.1128	0.7004	10.8132
		G ₃	2.2612	1.1553	3.4165
		G ₄	5.5496	0.2207	5.7703
d	5	G ₁	12.7719	0.8134	13.5853
		G ₃	2.7990	1.0403	3.8393
		G ₄	7.2006	0.3747	7.5753

Tabla 3. Muestra la participación total de la componente real e imaginaria de la corriente inyectada por cada generador.

Los resultados del flujo de potencia considerando los shunt de barra incorporados al sistema en análisis, se muestra en la tabla 4. Comparando los valores de la tabla 4 con la tabla 1, se observan dos diferencias: la primera es que, las tensiones de las barras 2 y 5 se incrementan debido a la inyección de potencia reactiva por el shunt de barra conectado en dichas barras, y la segunda, es que la potencia reactiva inyectada por cada generador disminuye.

Bus	Voltaje		Generación		Carga	
	V(p.u)	θ (grad)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.050	0	239.47	33.36	45	15
2	1.001	-10.83	0.0	0.0	162.5	20
3	1.033	-7.72	62.3	54.43	80	20
4	1.050	0.51	136.68	19.58	50	20
5	1.021	-4.86	0.0	0.0	90	25

Tabla 4. Resultados de flujo de potencia incorporando un shunt de barra en la barra 2 y en la barra 5.

Bus	Suministrado por generador			Suministrada por shunt de línea						Suministrada por S. B.		Carga
	G ₁	G ₃	G ₄	L1-2	L1-5	L2-3	L3-4	L3-5	L4-5	Total	por S. B.	
1	12.7950	0	0	1.6537	0.5513	0	0	0	0	2.2050	0	15
2	1.3518	0.4010	0.7290	1.5016	0	1.0010	0	0	0	2.5026	15.0156	20
3	0	17.4923	0	0	0	1.0671	0.6403	0.8003	0	2.5077	0	20
4	0	0	18.7321	0	0	0	0.6615	0	0.6064	1.2679	0	20
5	6.9353	1.8592	3.8948	0	0.5216	0	0	0.7825	0.5738	1.8779	10.4328	25

Tabla 5. Asignación de potencia reactiva considerando a los shunt de línea y shunt de barra

Los resultados de asignación de potencia reactiva considerando a los generadores, shunt de barra y shunt de línea como fuentes de corriente se muestran en la tabla 5. A partir de los resultados de la tabla 5 podemos decir que:

- De acuerdo con la tabla 2, la potencia reactiva consumida por la carga 1 es suministrado en un 100% por el generador G_1 , sin embargo, de acuerdo a la tabla 5, al considerar al shunt de línea como una fuente de potencia reactiva, este aporta un 14.7% de la potencia reactiva demandada por la carga 1 y solo el 85.3% es suministrado por el generador G_1 .
- La demanda de potencia reactiva de la carga 2, es cubierta en un 75.1% por el shunt de barra conectado en la barra 2, el 12.5%, por los shunt de línea, el 6.8%, por el generador G_1 , el 2%, por el generador G_3 y el 3.6%, por el generador G_4 .
- La demanda de potencia reactiva de la carga 5, es cubierta en un 41.73% por el shunt de barra conectado en la barra 5, el 7.51%, por los shunt de línea, el 27.74%, por el generador G_1 , el 7.44%, por el generador G_3 y el 15.58%, por el generador G_4 .

Al comparar los valores de potencia reactiva asignado a los generadores para cubrir las demandas de potencia reactiva de las cargas 2 y 5, mostrados en las tablas 2 y 5, se puede observar que, al considerar los shunt de barra y los shunt de línea como fuentes de potencia reactiva, disminuye considerablemente el valor de potencia reactiva asignado a cada generador

2.4.2. Sistema IEEE 30 barras

El sistema IEEE de 30 barras que fue utilizado para probar el modelo propuesto, está formado por 6 generadores, conectados en la barra 1 (G_1), barra 2 (G_2), barra 5 (G_5), barra 8 (G_8), barra 11 (G_{11}) y barra 13 (G_{13}), respectivamente. 20 cargas y 41 líneas de transmisión. La información detallada de este sistema se encuentra en [29].

Para una mejor comprensión del efecto que tiene, el considerar a los shunt de barra y shunt de línea como fuentes de potencia reactiva en la asignación de potencia reactiva a los generadores en el sistema IEEE de 30 barras, se consideran dos casos: caso 1, en el que los shunt de líneas y los shunt de barra son considerados parte de la matriz de admitancia nodal, caso 2, los shunt de barra y los shunt de línea son considerados como fuentes de potencia reactiva (modelados como fuentes de corriente).

2.4.2.1. Caso I

Los resultados de asignación de potencia reactiva obtenidos en el caso 1, mediante los métodos AMV, MYM y el método propuesto, se muestran en las tablas 6, 7 y 8, respectivamente. En cada tabla se muestra la participación que tiene cada generador en la potencia reactiva consumida por cada carga. Además, en la última fila y columna de cada tabla, se muestra la potencia reactiva total inyectada por cada generador y la potencia reactiva total consumida por cada carga, respectivamente. Al comparar, las tres tablas podemos notar las siguientes diferencias.

- La barra 10, es considerada una carga que solo consume potencia activa, por lo tanto, en los métodos AMV, MYM y el método propuesto no debe ser considerada dentro del problema de asignación de potencia reactiva, sin embargo, el método MYM asigna una participación a todos los generadores disponibles en el sistema. A pesar de que la suma de las participaciones de cada generador en dicha barra es cero, como se muestra en la tabla 8, ocasionado el problema de subsidio cruzado.
- En el método MYM existe la posibilidad de asignar valores negativos a la potencia reactiva inyectada por los generadores. Por ejemplo, de acuerdo con el método MYM, la potencia reactiva demandada por la carga 4, es suministrada por los generadores G_1 , G_2 , G_5 , G_8 , G_{11} y G_{13} . A los generadores G_1 , G_2 , G_5 y G_8 , se les asigna valores positivos de potencia reactiva, mientras que a los generadores G_{11} y G_{13} , se les asigna valores negativos de potencia reactiva. Esto puede beneficiar a algunos generadores y perjudicar a otros, ocasionado el problema de subsidios cruzados.
- De acuerdo con los métodos AMV y MYM, la potencia total inyectada al sistema por el generador G_8 es 47.3379MVAR y 47.0114MVAR, respectivamente. Sin embargo, de acuerdo con el flujo de potencia, el generador G_8 solo inyecta al sistema una potencia reactiva de 18.07MVAR. El hecho de tener mayor asignación de potencia reactiva que la potencia reactiva inyectada al sistema por el generador G_8 , solo puede ser explicado por el efecto de acoplamiento entre la potencia activa y reactiva. En otras palabras, la potencia activa del generador G_8 tiene participación en la potencia reactiva de las cargas.
- Comparando los valores de potencia reactiva asignada a los generadores para cubrir la demanda de la carga 7, se puede observar que el método AMV asigna mayor potencia reactiva al generador G_5 , debido a que este generador está eléctricamente

más cerca a dicha caga [29], sin embargo, con el método propuesto, la mayor potencia reactiva es asignada al generador G_1 , debido al efecto de acoplamiento que existe entre la potencia activa y reactiva [35], es decir, el elevado valor de potencia reactiva asignado al generador G_1 , se debe principalmente a la potencia activa inyectada al sistema por este generador (60% de la demanda total del sistema IEEE de 30 barras).

- Al comparar la potencia reactiva total inyectada por cada generador mostrado en las tablas 6, 7 y 8, se observa que en el método propuesto el generador G_1 , inyecta mayor potencia reactiva al sistema (27.8432MVAR) que el método AMV (3.2680MVAR) y el método MYM (4.2765MVAR), esto se debe principalmente al efecto de acoplamiento que existe entre potencia activa y reactiva.

Los tres métodos implementados en este artículo se basan en la solución del flujo potencia, sin embargo, asignan valores distintos de potencia reactiva a cada generador. Esto se debe principalmente a los criterios escogidos para desarrollar el modelo. Es por lo que, actualmente no existe un modelo de asignación de potencia reactiva que tenga aceptación universal.

Bus	Suministrado por G_1	Suministrado por G_2	Suministrado por G_5	Suministrado por G_8	Suministrado por G_{11}	Suministrado por G_{13}	Carga
2	0	22.7	0	0	0	0	22.7
3	0.3787	0.2775	0.0635	0.3581	0.0395	0.0828	1.2
4	0.2653	0.4507	0.1032	0.5819	0.0642	0.1347	1.6
5	0	0	19.0	0	0	0	19.0
7	0.2773	0.8559	3.4922	2.4430	0.2260	0.2056	7.5
8	0	0	0	30.0	0	0	30.0
10	0	0	0	0	0	0	0.0
12	0.4026	0.7594	0.2222	1.3000	0.5811	4.2347	7.5
14	0.0842	0.1652	0.0519	0.3078	0.1568	0.8341	1.6
15	0.1289	0.2632	0.0880	0.5283	0.2947	1.1969	2.5
16	0.0895	0.1926	0.0692	0.4067	0.2858	0.7562	1.8
17	0.2663	0.6530	0.2734	1.6104	1.3855	1.6113	5.8
18	0.0441	0.0978	0.0366	0.2182	0.1552	0.3481	0.9
19	0.1614	0.3766	0.1496	0.8879	0.6980	1.1266	3.4
20	0.0327	0.0783	0.0320	0.1897	0.1558	0.2115	0.7
21	0.5009	1.2929	0.5686	3.4158	2.9113	2.5106	11.2
23	0.0794	0.1765	0.0663	0.4157	0.2399	0.6222	1.6
24	0.3146	0.7853	0.3347	2.1867	1.3001	1.7785	6.7
26	0.1089	0.2966	0.1366	1.0277	0.3160	0.4142	2.3
29	0.0428	0.1226	0.0587	0.4692	0.0921	0.1146	0.9
30	0.0904	0.2588	0.1239	0.9906	0.1943	0.2420	1.9
Total	3.2680	29.8027	24.8705	47.3379	9.0963	16.4245	130.8

Tabla 6. Asignación de potencia reactiva mediante el método AMV para el sistema IEEE de 30 barras (caso 1)

Bus	Suministrado por G ₁	Suministrado por G ₂	Suministrado por G ₅	Suministrado por G ₈	Suministrado por G ₁₁	Suministrado por G ₁₃	Load
2	0	22.7	0	0	0	0	22.7
3	0.4208	0.3346	0.0654	0.3513	0.0125	0.0154	1.2
4	0.3988	0.6808	0.1129	0.5683	-0.0385	-0.1223	1.6
5	0	0	19.0	0	0	0	19.0
7	0.3760	1.1449	3.6163	2.3881	-0.0287	0.0034	7.5
8	0	0	0	30.0	0	0	30.0
10	0.0416	0.0828	-0.0001	-0.0217	-0.2220	0.1195	0.0
12	0.4839	0.9377	0.2577	1.4795	0.6474	3.6938	7.5
14	0.1281	0.2643	0.0714	0.4057	0.1829	0.5476	1.6
15	0.1888	0.3882	0.1048	0.5952	0.2498	0.9732	2.5
16	0.1154	0.2451	0.0744	0.4265	0.2304	0.7082	1.8
17	0.3319	0.7828	0.2762	1.5962	1.0928	1.7201	5.8
18	0.0674	0.1454	0.0407	0.2300	0.0993	0.3172	0.9
19	0.2303	0.5159	0.1575	0.8989	0.4658	1.1317	3.4
20	0.0486	0.1103	0.0333	0.1892	0.0938	0.2248	0.7
21	0.6261	1.5433	0.5693	3.3512	2.2796	2.8304	11.2
23	0.1022	0.2239	0.0705	0.4219	0.2040	0.5775	1.6
24	0.3741	0.9097	0.3385	2.1365	1.1388	1.8025	6.7
26	0.1310	0.3426	0.1337	0.9464	0.2903	0.4560	2.3
29	0.0573	0.1530	0.0553	0.3932	0.0883	0.1529	0.9
30	0.1542	0.3933	0.1088	0.6549	0.1779	0.4108	1.9
Total	4.2765	31.8987	25.0864	47.0114	6.9644	15.5626	130.8

Tabla 7. Asignación de potencia reactiva mediante el método MYM para el sistema IEEE 30 barras (caso 1)

Bus	Suministrado por G ₁	Suministrado por G ₂	Suministrado por G ₅	Suministrado por G ₈	Suministrado por G ₁₁	Suministrado por G ₁₃	Load
2	0	22.70	0	0	0	0	22.7
3	0.5951	0.2502	0.1093	0.1088	0.0645	0.0721	1.2
4	0.7813	0.3330	0.1474	0.1476	0.0898	0.1010	1.6
5	0	0	19.0	0	0	0	19.0
7	3.6223	1.5505	0.7786	0.6929	0.4171	0.4386	7.5
8	0	0	0	30.0	0	0	30.0
10	0	0	0	0	0	0	0.0
12	3.4773	1.4633	0.6510	0.6590	0.4719	0.7774	7.5
14	0.7429	0.3128	0.1394	0.1412	0.1031	0.1606	1.6
15	1.1630	0.4898	0.2186	0.2218	0.1649	0.2418	2.5
16	0.8382	0.3532	0.1579	0.1604	0.1245	0.1658	1.8
17	2.7118	1.1445	0.5142	0.5239	0.4363	0.4693	5.8
18	0.4197	0.1769	0.0792	0.0805	0.0631	0.0805	0.9
19	1.5877	0.6698	0.3004	0.3057	0.2470	0.2895	3.4
20	0.3271	0.1380	0.0620	0.0631	0.0518	0.0580	0.7
21	5.2482	2.2168	0.9978	1.0183	0.8597	0.8592	11.2
23	0.7474	0.3152	0.1411	0.1437	0.1092	0.1434	1.6
24	3.1477	1.3298	0.5979	0.6113	0.4784	0.5350	6.7
26	1.0932	0.4629	0.2089	0.2153	0.1527	0.1670	2.3
29	0.4308	0.1827	0.0826	0.0856	0.0570	0.0613	0.9
30	0.9094	0.3856	0.1744	0.1807	0.1204	0.1295	1.9
Total	27.8432	34.4752	24.3607	35.3599	4.0111	4.7499	130.8

Tabla 8. Asignación de potencia reactiva mediante el método propuesto para el sistema IEEE 30 barras (caso 1).

2.4.2.2. Caso II

Para el desarrollo del caso 2, al sistema de IEEE de 30 barras utilizado anteriormente, se le agregó un shunt de barra en la barra 30 ($b_{30}^{sh}=0.05pu$). Los resultados de asignación de

potencia reactiva para el caso 2 obtenidos mediante el método propuesto se muestran en la tabla 9. No se hizo los cálculos mediante el método AMV ni el método MYM, porque no consideran esta cuestión en su fundamento matemático. Al comparar la tabla 9 y 8 se puede observar que:

- La potencia reactiva consumida por la carga 2, es suministrada en un 60% por el generador G_2 y el 40% por los shunt de línea.
- Las demandas de las cargas 3 y 4, son cubiertas directamente por los shunt línea, por lo tanto, no se asigna potencia reactiva a los generadores.
- Los valores de potencia reactiva asignado a los generadores disminuyen cuando se consideran a los shunt de línea y shunt de barra como fuentes de potencia reactiva. Por ejemplo, si consideramos la demanda de la carga 7, se puede observar que el valor asignado al generador G_1 disminuye de 3.6223MVA_r a 2.5979MVA_r.
- La demanda de potencia reactiva de la carga 30, es cubierta por el shunt de barra conectado en dicha barra.
- Como se mencionó anteriormente, en cada barra del sistema se hizo una comparación entre la potencia reactiva inyectada por los shunt de línea más el shunt de barra con la potencia reactiva demandada. Si la potencia reactiva inyectada en la barra es mayor a la demanda, la barra es considerada como una fuente de potencia reactiva, y, por lo tanto, será considerado un nuevo jugador en el juego de asignación de potencia reactiva (es el caso de los shunt de línea, en la barra 1 (B_1), barra 3 (B_3), barra 4 (B_4), barra 6 (B_6), barra 28 (B_{28}) y el shunt de barra, en la barra 30 (B_{30})). Por ejemplo, la potencia reactiva demandada por la carga 7 es de 7.5MVA_r, los shunt de línea inyectan una potencia reactiva total de 1.8761MVA_r en la barra 7, generando un defecto de potencia reactiva en dicha barra de 5.6239MVA_r, que debe ser cubierto por las fuentes de potencia reactiva disponibles en el sistema (generadores: 5.4905MVA_r, shunt de línea: 0.1243MVA_r y shunt de barra: 0.0091MVA_r).
- La potencia total inyectada por los shunt de línea representa el 15.9% mientras que la potencia total inyectada por el shunt de barra representa el 1.6% de la potencia reactiva total demandada por el sistema (130.8MVA_r).

De acuerdo con los resultados anteriores, los shunt de línea inyectan al sistema una fracción importante de potencia reactiva que debe ser considerado en el proceso de remuneración por soporte reactivo.

Bus	Suministrado por generadores							Suministrado por shunt de línea							Suministrado por shunt de barra			Carga
	G ₁	G ₂	G ₅	G ₈	G ₁₁	G ₁₃	Total	B ₁	B ₃	B ₄	B ₆	B ₂₈	Q _k ^{SL}	Total	B ₃₀	Q _k ^{SB}	Total	
2	0	13.4724	0	0	0	0	13.4724	0	0	0	0	0	9.2276	9.2276	0	0	0	22.7
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.2000	1.2000	0	0	0	1.2
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.6000	1.6000	0	0	0	1.6
5	0	0	15.8377	0	0	0	15.8377	0	0	0	0	0	3.1623	3.1623	0	0	0	19.0
7	2.5979	1.1492	0.5845	0.4980	0.3213	0.3395	5.4905	0.0487	0.0111	0.0094	0.0340	0.0211	1.8761	2.0004	0.0091	0	0.0091	7.5
8	0	0	0	27.3579	0	0	27.3579	0	0	0	0	0	2.6421	2.6421	0	0	0	30.0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
12	3.3272	1.4468	0.6532	0.6321	0.4815	0.7831	7.3239	0.0614	0.0151	0.0130	0.0423	0.0269	0	0.1587	0.0174	0	0.0174	7.5
14	0.7106	0.3092	0.1398	0.1354	0.1050	0.1619	1.5619	0.0131	0.0032	0.0028	0.0091	0.0058	0	0.0340	0.0040	0	0.0040	1.6
15	1.1120	0.4841	0.2192	0.2126	0.1679	0.2440	2.4399	0.0205	0.0050	0.0043	0.0143	0.0092	0	0.0534	0.0067	0	0.0067	2.5
16	0.8016	0.3491	0.1584	0.1538	0.1266	0.1676	1.7570	0.0148	0.0036	0.0031	0.0104	0.0066	0	0.0385	0.0045	0	0.0045	1.8
17	2.5921	1.1308	0.5155	0.5017	0.4423	0.4764	5.6588	0.0478	0.0116	0.0100	0.0343	0.0220	0	0.1257	0.0155	0	0.0155	5.8
18	0.4012	0.1748	0.0794	0.0772	0.0641	0.0815	0.8782	0.0074	0.0018	0.0016	0.0052	0.0034	0	0.0194	0.0024	0	0.0024	0.9
19	1.5177	0.6617	0.3011	0.2929	0.2506	0.2933	3.3173	0.0280	0.0068	0.0059	0.0200	0.0128	0	0.0734	0.0093	0	0.0093	3.4
20	0.3127	0.1364	0.0621	0.0604	0.0525	0.0588	0.6829	0.0058	0.0014	0.0012	0.0041	0.0027	0	0.0152	0.0019	0	0.0019	0.7
21	5.0135	2.1892	0.9998	0.9745	0.8705	0.8738	10.9212	0.0926	0.0223	0.0192	0.0671	0.0434	0	0.2446	0.0342	0	0.0342	11.2
23	0.7138	0.3112	0.1414	0.1375	0.1110	0.1449	1.5599	0.0132	0.0032	0.0028	0.0093	0.0061	0	0.0346	0.0055	0	0.0055	1.6
24	3.0012	1.3114	0.5984	0.5841	0.4851	0.5427	6.5228	0.0556	0.0134	0.0115	0.0401	0.0269	0	0.1476	0.0296	0	0.0296	6.7
26	1.0368	0.4547	0.2083	0.2048	0.1549	0.1697	2.2292	0.0193	0.0046	0.0040	0.0142	0.0103	0	0.0525	0.0183	0	0.0183	2.3
29	0.4044	0.1782	0.0819	0.0808	0.0578	0.0623	0.8655	0.0076	0.0018	0.0016	0.0057	0.0043	0	0.0210	0.0135	0	0.0135	0.9
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.9	1.9000	1.9	
Total	23.543	23.759	20.581	31.904	3.691	4.399	107.877	0.4359	0.1051	0.0903	0.3101	0.2016	19.7081	20.8511	0.1719	1.9	2.0719	130.8

Tabla 9. Asignación de potencia reactiva mediante el método propuesto para el sistema IEEE 30 barras, considerando los shunt de línea y shunt de barra como fuentes de potencia reactiva

2.5. Conclusiones

En este artículo se presenta un método para determinar la participación de los generadores, shunt de barra y shunt de línea en la potencia reactiva consumida por las cargas, considerando la influencia de la componente activa y reactiva de las fuentes de corriente en la potencia reactiva de la carga. Esto es, considerando el acoplamiento existente entre potencia activa y reactiva.

El método propuesto se basa en la teoría de circuitos en combinación con la teoría de juegos, a través de la aplicación analítica del método de Aumann-Shapley. Las propiedades de la teoría de circuitos y los axiomas Aumann-Shapley se combinan aquí para proporcionar una asignación de potencia reactiva adecuada y más precisa.

Los resultados obtenidos corroboraron la influencia de los componentes activos y reactivos en el proceso de asignación de potencia reactiva entre los agentes y la necesidad de representar generadores, shunt de barra y shunt de línea como agentes independientes, incluso cuando están en la misma barra. Por lo tanto, es posible concluir que la asignación de participación en la potencia reactiva en las cargas, no se puede separar en los componentes activo y reactivo y se requiere un enfoque integrado.

CAPITULO III: ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS COMPLEJAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO EL EFECTO CRUZADO ENTRE LA POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA USANDO TEORÍA DE JUEGOS

3.1. Resumen

En este artículo se presenta un nuevo método para resolver el problema de asignación de pérdidas en el sistema de transmisión eléctrica dentro de un ambiente desregulado. El método propuesto está basado en la teoría de circuitos en combinación con la teoría de juegos, que garantiza un proceso justo y transparente. En el método propuesto, los agentes del mercado eléctrico son modelados como fuentes de potencia compleja, considerando simultáneamente el acoplamiento y el efecto cruzado que existe entre la potencia activa y reactiva en el proceso de asignación de pérdidas complejas. Para la formulación del método se utilizó la Matriz Y-bus modificada en combinación con el Método Aumann-Shapley. Con la finalidad de comparar la aplicabilidad del método propuesto con otros métodos reportados en la literatura científica, se utilizó dos casos base, un sistema de prueba de 5 barras y un sistema IEEE 30 barras.

3.2. Introducción

En las últimas décadas, el sistema de potencia está atravesando por una serie de cambios estructurales, que buscan atraer la inversión privada, aumentar la eficiencia y asegurar la sostenibilidad del servicio [4].

Los cambios estructurales en el mercado eléctrico fueron motivados por el proceso de liberalización o desregulación, re-estructurando al sistema de potencia interconectado en:

generación, transmisión y distribución. Esta nueva forma de organización del sistema de potencia, aumenta la complejidad en todo y cada parte de la cadena de suministro [4].

La desregulación del mercado eléctrico ha permitido la introducción de diferentes grados de competencia entre los generadores, necesario para mejorar su eficiencia económica, y poder ofrecer un servicio de calidad, seguro, confiable y justo [36], [37]. Mientras que, las empresas de transmisión y distribución con importantes economías de escala, aún siguen siendo considerados monopolios naturales que deben estar sujetos a regulación [18].

La estructuración de los sistemas de potencia en negocios diferentes y manejados por empresas distintas, hace necesario la incorporación de un “operador de mercado”, que coordine el despacho económico, manteniendo la operabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema [38]. En este contexto, el sistema de transmisión se ha convertido en la clave para garantizar la eficiencia económica en la operación del mercado eléctrico tanto en corto como a largo plazo, facilitando la competencia entre generadores a través del acceso abierto a la red, y permitiendo que los consumidores accedan a la energía y potencia en cantidad y calidad requerida.

Debido a los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión se producen pérdidas de energía. Las pérdidas de energía representan entre el 5% y 10% de la potencia activa total generada, y con ello anualmente se pierde una importante cantidad de dinero en la producción adicional de energía para compensar dichas pérdidas [39]. Es por ello que es indispensable desarrollar metodologías que permitan calcular en forma justa y transparente, la responsabilidad que tiene cada agente que hace uso del sistema de transmisión, en las pérdidas por las transacciones energéticas. Esto servirá como base para la repartición de los costos adicionales implicados.

La asignación de pérdidas en el sistema de transmisión no es un problema trivial debido a dos razones: La primera: en un mercado eléctrico, es físicamente imposible conocer la trayectoria del flujo de potencia desde un generador específico a una carga determinada. La segunda: las pérdidas tienen una dependencia no lineal de las variables del estado de operación del sistema de potencia, imposibilitando el cálculo exacto de la responsabilidad en las pérdidas incurridas por cada generador o carga [40].

En la literatura científica se han reportado muchos métodos que intentan resolver este problema, entre los cuales podemos mencionar:

El método Pro-Rata, en el cual, las pérdidas son asignadas en proporción a la potencia generada/consumida por cada generador/carga con respecto a la potencia total

inyectada/consumida al sistema [38]. Fácil de entender e implementar. Su principal desventaja es que no considera la topología de la red.

Los métodos marginales, quienes utilizan los coeficientes de pérdidas de transmisión incremental (ITL) para la asignación de pérdidas entre los agentes. Este método no promueve la competencia saludable dentro del mercado desregulado, debido a su fuerte dependencia con el estado de operación del sistema, haciendo necesario un proceso de normalización porque este procedimiento de asignación suele dar como resultado una asignación excesiva [38], [41].

Los métodos basado en el seguimiento del flujo de potencia [42], [43] utilizan los resultados de flujo de potencia o programas de estimación de estados en el proceso de asignación de pérdidas. La desventaja de estos métodos es que requiere métodos adicionales para la asignación de pérdidas y además utilizan suposiciones y esquemas recursivos como líneas y barras ficticias, haciendo que no exista una respuesta única y definitiva para este problema [44].

Los métodos basados en la teoría de circuitos. Entre los cuales podemos mencionar: El Método Z-Bus [26]. Este método puede asignar valores positivos y/o negativos a las pérdidas, lo cual es considerado por algunos investigadores como subsidio cruzado. El método basado en Y-Bus modificado: utiliza las soluciones de flujo de potencia en el estado estacionario o las soluciones de flujo óptimo de potencia para construir la matriz Y-Bus. La matriz Y-Bus modificada se obtiene modelando a las fuentes de corriente como admitancias constantes e incluyéndolas en la matriz Y-Bus. Este método satisface los requisitos básicos de cualquier proceso de asignación y presenta niveles bajos de subsidio cruzado [45].

Los métodos basados en teoría de juegos cooperativos buscan que los agentes del sistema eléctrico formen coaliciones con el objetivo de minimizar los costos del servicio de transmisión. El principal problema de este método es que el valor asignado depende del orden de entrada en la coalición, es decir, el valor asignado a un agente es diferente si ingresa primero que ultimo. Esta dificultad fue superada con el método “Valor de Shapley”, en el cual, los costos son asignados como un promedio de los costos calculados para todas las posibles combinaciones del orden de entrada. La desventaja de este método es que el esfuerzo computacional crece rápidamente con el incremento del número de agentes en el sistema [46]. El problema del esfuerzo computacional fue resuelto en [33], mediante una aproximación analítica en la solución del problema de asignación de pérdidas, utilizando teoría de circuitos y el “Método Aumann-Shapley”.

Los métodos basados en inteligencia artificial utilizan técnicas de aprendizaje adaptativo en el proceso de asignación de pérdidas. Las principales desventajas de utilizar inteligencia artificial son: a) requiere procedimientos adicionales para la obtención de datos de asignación de pérdidas, b) requiere almacenar y procesar un gran volumen de datos en el proceso de entrenamiento del método de aprendizaje adaptativo, c) requiere tiempo para el procesamiento del gran volumen de datos [47], [48].

Los diferentes métodos de asignación de pérdidas reportados en la literatura consideran en forma independiente el efecto de la potencia activa y reactiva en proceso de asignación de pérdidas complejas del sistema de transmisión [1-48]. Sin embargo, es bien sabido que, las cargas con mayor demanda de potencia reactiva causan mayores pérdidas de potencia, que las cargas con menor demanda de potencia reactiva [35], además, en un sistema de potencia muy cargado, incluso si todas las cargas tienen un factor de potencia unitario, los generadores deben producir una cantidad significativa de potencia reactiva para suministrar las pérdidas reactivas causadas por los flujos de potencia activa [34]. Por ende, repartir las pérdidas basados solo en potencia activa causará un error. Por lo tanto, se debe considerar simultáneamente el efecto cruzado y el acoplamiento que existe entre la potencia activa y reactiva en el proceso de asignación de pérdidas [35].

En [33], es presentada una propuesta para asignación de las pérdidas de transmisión utilizando la teoría de circuitos y el método Aumann-Shapley considerando solamente la componente activa, ignorando la contribución cruzada de la componente reactiva. En horarios de alta carga, esta simplificación puede generar errores significativos en el proceso de asignación. En este artículo presentamos un abordaje diferente, también basado en Teoría de circuitos y Aumann Shapley, que corrige ese problema, identificando e incluyendo adecuadamente la participación de las inyecciones de potencia activa y reactiva en las pérdidas eléctricas, que son magnitudes físicas usadas para establecer las tarifas eléctricas.

Las principales características del método propuesto son las siguientes:

- Satisface los axiomas fundamentales de una asignación justa y transparente, porque está basado en la teoría de circuitos en combinación con el Método de Aumann-Shapley.
- Modela a los agentes del mercado eléctrico como inyecciones y eyecciones de potencia compleja (potencia activa y reactiva), magnitudes usadas para establecer las tarifas eléctricas.

- Extiende y generaliza el modelo de asignación presentado en [33] donde las pérdidas son asociadas a las fuentes de corriente.
- Los generadores y cargas son modelados como agentes independientes en el proceso de asignación de pérdidas, incluso cuando están conectados en la misma barra.
- Fácil de entender e implementar y requiere pocos recursos computacionales.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: Sección 3.3, se desarrolla el formalismo matemático del método propuesto, Sección 3.4, se presentan los resultados de la aplicación del método propuesto en un sistema de 5 barras y un sistema IEEE 30 barras. Finalmente en la sección 3.5, se presentan las conclusiones.

3.3. Método Propuesto

Una de las características del sistema de transmisión en un ambiente desregulado es que es compartido por un gran número de agentes, entre generadores y consumidores. Esto ha llevado al planteamiento de una interrogante ¿Cuál es la mejor forma de repartir las pérdidas entre generadores y consumidores? asumiéndose diferentes hipótesis. En este artículo se asume la hipótesis de que el 50% de las pérdidas son responsabilidad de los generadores y el otro 50%, de las cargas.

El método propuesto es desarrollado en dos pasos. La primera: el cálculo de las pérdidas complejas en cada línea de transmisión usando la Matriz Y-bus modificado. La segunda: la asignación compleja de pérdidas entre los agentes del sistema, mediante el Método Aumann-Shapley [49].

3.3.1. Background

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

$$I = YE \quad (3.1)$$

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 (3.2).

$$Y_j^L = \frac{1}{E_j} \left(\frac{S_j^L}{E_j} \right)^* \quad (3.2)$$

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.

$$\tilde{Y}_{ij} = \begin{cases} Y_{ij} + Y_j^L & \text{para } i = j \\ Y_{ij} & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (3.3)$$

Con estas consideraciones, la ecuación (3.1) resulta.

$$\tilde{I} = \tilde{Y}E \quad (3.4)$$

Invirtiendo Y-bus modificada de la ecuación (3.4) obtenemos Z-bus modificado.

$$E = \tilde{Z}\tilde{I} \quad (3.5)$$

A partir de la ecuación (3.5) 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.

$$E_k = \sum_{j=1}^n \tilde{Z}_{kj} \tilde{I}_j \quad (3.6)$$

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.

$$\tilde{I}_j = \frac{\bar{S}_j}{\bar{E}_j} = \frac{P_j - i * Q_j}{\bar{E}_j} \quad (3.7)$$

Remplazando la ecuación (3.7) en la ecuación (3.6), obtenemos.

$$E_k = \sum_{j=1}^n \frac{\tilde{Z}_{kj}}{\bar{E}_j} (P_j - i * Q_j) = \sum_{j=1}^n Z'_{kj} (P_j - i * Q_j) \quad (3.8)$$

3.3.2. 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_s , corriente a través de la rama serie y I_{km}^{sh} , corriente a través de la rama shunt.

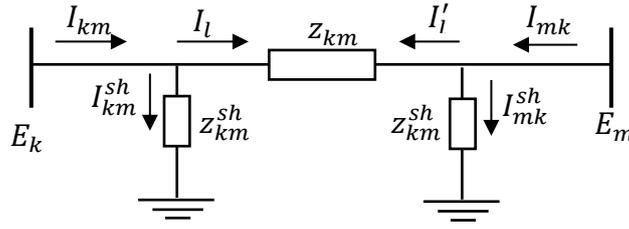


Fig. 1. Representación de la línea de transmisión “k-m”

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

$$I_{km} = I_l + I_{km}^{sh} = \frac{E_k - E_m}{z_{km}} + \frac{E_k}{z_{km}^{sh}} \quad (3.9)$$

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 (3.8) en (3.9), obtenemos.

$$I_{km} = \sum_{j=1}^n \alpha(km, j) (P_j - i * Q_j) \quad (3.10)$$

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:

$$S_{km} = E_k \bar{I}_{km} \quad (3.11)$$

Reemplazando la ecuación (3.8) y (3.10) en (3.11), obtenemos.

$$S_{km} = \sum_{i=1}^n Z'_{ki} (P_i - i * Q_i) \sum_{j=1}^n \bar{\alpha}(km, j) (P_j + i * Q_j) \quad (3.12)$$

La ecuación (3.12) muestra que la potencia aparente de S_{km} está en función de P_j e Q_j . Permitiendo de esta manera asociarlas a las magnitudes físicas usados en las facturas de energía inyectada por los generadores, consecuentemente facilitando la asociación a las pérdidas eléctricas

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

La corriente en la línea “m-k” se puede calcular por:

$$I_{mk} = I'_l + I_{mk}^{sh} = \frac{E_m - E_k}{Z_{km}} + \frac{E_m}{Z_{km}^{sh}} \quad (3.13)$$

Reemplazando la ecuación (3.8) en (3.13), obtenemos.

$$I_{mk} = \sum_{j=1}^n \alpha(mk, j) (P_j - i * Q_j) \quad (3.14)$$

Siendo:

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

El flujo de potencia compleja de la barra “m” a la barra “k” a través de la línea “m-k” puede calcular se por:

$$S_{mk} = E_m \bar{I}_{mk} \quad (3.15)$$

Reemplazando las ecuaciones (3.8) y (3.14) en (3.15), obtenemos.

$$S_{mk} = \sum_{i=1}^n Z'_{mi} (P_i - i * Q_i) \sum_{j=1}^n \bar{\alpha}(mk, j) (P_j + i * Q_j) \quad (3.16)$$

3.3.4. Perdidas de potencia compleja a través de la línea “k-m”

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

$$S_{km}^{LOS} = S_{km} + S_{mk} \quad (3.17)$$

Reemplazando las ecuaciones (3.12) y (3.16) en (3.17), obtenemos:

$$S_{km}^{LOS} = \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij}^{Lkm} (P_i - i * Q_i) (P_j + i * Q_j) \quad (3.18)$$

Siendo:

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

Desarrollando la ecuación (3.18), obtenemos:

$$S_{km}^{LOS} = S_{km}^{LOSP} + S_{km}^{LOSQ} + S_{km}^{LOSPQ} \quad (3.19)$$

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

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

S_{km}^{LOSPQ} : La componente de las perdidas complejas con dependencia no lineal del acoplamiento que existe entre las potencias activas y reactivas inyectadas por los generadores.

Las tres componentes de la ecuación (3.19) se pueden calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$S_{km}^{LOSP} = \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij}^{Lkm} P_i P_j \quad (3.20)$$

$$S_{km}^{LOSQ} = \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij}^{Lkm} Q_i Q_j \quad (3.21)$$

$$S_{km}^{LOSPQ} = i * \sum_{i,j=1}^n \beta_{ij}^{Lkm} (P_i Q_j - Q_i P_j) \quad (3.22)$$

Separando la parte real e imaginaria de la ecuación (3.19) se pueden obtener las expresiones matemáticas para las perdidas activas y reactivas en la línea “ $k-m$ ”.

$$P_{km}^{LOS} = P_{km}^{LOSP} + P_{km}^{LOSQ} + P_{km}^{LOSPQ} \quad (3.23)$$

$$Q_{km}^{LOS} = Q_{km}^{LOSP} + Q_{km}^{LOSQ} + Q_{km}^{LOSPQ} \quad (3.24)$$

En las ecuaciones (3.23) y (3.24) se observa que las perdidas 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 perdidas 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 (3.18).

$$\tilde{S}_{km}^{LOS} = \sum_{i,j=1}^n \tilde{\beta}_{ij}^{Lkm} (\tilde{P}_i - i * \tilde{Q}_i)(\tilde{P}_j + i * \tilde{Q}_j) \quad (3.25)$$

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

De acuerdo con las ecuaciones (3.18) y (3.25), 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.

3.3.5. Método Aumann-Shapley

El método de Aumann-Shapley está basado en los fundamentos de la teoría de juegos cooperativos. La teoría de juegos cooperativos busca que los agentes del sistema eléctrico (generadores y cargas) formen coaliciones con el objetivo de maximizar sus beneficios individuales. La aplicación de la teoría de juegos cooperativos en la asignación de pérdidas en el sistema de transmisión asegura que el proceso sea justo y transparente.

El método de Aumann-Shapley es una generalización del método de valor de Shapley. Debido a sus propiedades de eficiencia económica, equidad y robustez, ha sido aplicado en muchas áreas, tales como: asignación de costos entre usuarios de teléfono, asignación de costos y pérdidas en el sistema de transmisión, gestión de riegos, así como la asignación de costos por congestión entre usuarios de la red [50]. El método Aumann-Shapley satisface los siguientes axiomas económicos [33], [31]:

- **Effectividad:** Los ingresos generados cubren los costos totales
- **Aditividad:** El precio basado en la función costo total es igual a la suma de los precios calculados con respecto a las componentes de la función costo.
- **Isonomía:** Dos jugadores que tienen el mismo efecto en la función costo se les asigna el mismo costo.
- **Monotonía:** Un aumento/disminución en la unidad de medida genera incremento/disminución en participación asignada.

El proceso de asignación mediante el método de Aumann-Shapley consiste en dividir a cada agente en partes infinitesimales. En esta nueva distribución de agentes se aplicaría el método de Valor de Shapley, considerando a cada parte infinitesimal como un nuevo agente, eliminándose el problema del orden de entrada. A simple vista, este método incrementaría el esfuerzo computacional debido al incremento del número de agentes en el sistema. Sin embargo, este procedimiento permite encontrar una solución analítica al problema de asignación.

Bajo estas consideraciones, la participación unitaria del agente “ i ” en las pérdidas de transmisión asignados vía el método Aumann-Shapley, puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$PU_{P_i \rightarrow F} = \int_0^1 \frac{\partial F(tP)}{\partial P_i} dt \quad (3.26)$$

Donde, $F(P)$, la función pérdidas totales, P_i , potencia activa inyectada o consumida por el agente i , t , parámetro de integración.

Las pérdidas totales asignadas al agente “ i ” puede ser calculado por:

$$PT_{P_i \rightarrow F} = PU_{P_i \rightarrow F} * P_i \quad (3.27)$$

En donde, $PU_{P_i \rightarrow F}$, es la participación unitaria del agente “ i ” en las perdidas y P_i , es la potencia activa total inyectada o consumida por el agente “ i ”.

El método de Aumann-Shapley considera a cada agente como un jugador independiente en el juego de asignación de perdidas, esto permite que, por ejemplo, un generador con inyección compleja de potencia sea considera como dos jugadores: jugador 1: la potencia activa inyectada y jugador 2: la potencia reactiva inyectada. Para calcular la participación unitaria del jugador 1 y 2, se utilizará la ecuación (3.26), respectivamente, mientras que la participación total del generador será la sumatoria de la participación total del jugador 1 y la participación total del jugador 2 (propiedad aditividad). Esta propiedad en conjunto con las antes mencionadas, convierten al método de Aumann-Shapley en una herramienta poderosa en todo proceso de asignación.

3.3.6. Asignacion de pérdidas entre generadores vía Aumann-Shapley

En el método de Aumann-Shapley la potencia aparente inyectada por cada generador es considera como un jugador independiente en el juego de asignación de perdidas. Por ejemplo, para un sistema formado por “ Ng ” generadores, se tiene “ Ng ” jugadores ($S_1, S_2, \dots, S_x, \dots, S_{Ng}$) o “ $2Ng$ ” jugadores, si se hace un tratamiento diferenciado para la potencia reactiva y activa inyectada por cada generador ($P_1, Q_1, P_2, Q_2, \dots, P_x, Q_x, \dots, P_{Ng}, Q_{Ng}$). asociando directamente las pérdidas a las magnitudes que son usadas en las facturas electricas. La participación unitaria y la participación total de cada jugador en el método de Aumann-Shapley puede ser calculado mediante las ecuaciones (3.26) y (3.27), respectivamente.

La participación unitaria de la potencia activa inyectada por el generador conectado en la barra “ x ” en las perdidas de potencia activa en la línea “ km ” se puede calcular de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$PU_{P_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \Re \left[\int_0^1 \frac{\partial S_{km}^{Loss}(Pt, Qt)}{\partial P_x} dt \right] \quad (3.28)$$

Reemplazando la ecuación (3.19) en (3.28), derivando e integrando, obtenemos.

$$PU_{P_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \Re \left[\sum_{j=1}^n \frac{\beta_{xj}^{L_{km}}}{2} (P_j + i * Q_j) + \sum_{i=1}^n \frac{\beta_{ix}^{L_{km}}}{2} (P_i - i * Q_i) \right] \quad (3.29)$$

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 “km” se obtiene de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$PU_{Q_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \Re \left[\int_0^1 \frac{\partial S_{km}^{Loss}(Pt, Qt)}{\partial Q_x} dt \right] \quad (3.30)$$

Reemplazando la ecuación (3.19) en (3.30), derivando e integrando, obtenemos.

$$PU_{Q_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \Re \left[\sum_{j=1}^n \frac{\beta_{xj}^{L_{km}}}{2i} (P_j + i * Q_j) - \sum_{i=1}^n \frac{\beta_{ix}^{L_{km}}}{2i} (P_i - i * Q_i) \right] \quad (3.31)$$

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

$$PT_{G_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} = \frac{1}{2} \left(PU_{P_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} P_x + PU_{Q_x \rightarrow P_{km}^{Loss}} Q_x \right) \quad (3.32)$$

El termino (1/2) que aparece en la ecuación (3.32) representa que los generadores son responsables por el 50% de las pérdidas de potencia activa en la línea analizada.

3.3.7. Asignación de pérdidas entre cargas vía Aumann-Shapley

Para calcular la participación de las cargas en las pérdidas activas del sistema de transmisión, mediante el método de Aumann-Shapley, cada carga es considerado como dos jugadores independientes (potencia reactiva y activa), cuya suma de las participaciones totales de los dos jugadores independientes, representa la participación total de la carga.

La participación unitaria de la potencia activa consumida por la carga conectada en la barra “x” en las pérdidas de potencia activa en la línea “km” se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$PU_{\tilde{P}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} = \Re \left[\int_0^1 \frac{\partial \tilde{S}_{km}^{Loss}(\tilde{P}t, \tilde{Q}t)}{\partial \tilde{P}_x} dt \right] \quad (3.33)$$

Reemplazando la ecuación (3.25) en (3.33), derivando e integrando, obtenemos:

$$PU_{\tilde{P}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} = \Re \left[\sum_{j=1}^n \frac{\tilde{\beta}_{xj}^{L_{km}}}{2} (\tilde{P}_j + i * \tilde{Q}_j) + \sum_{i=1}^n \frac{\tilde{\beta}_{ix}^{L_{km}}}{2} (\tilde{P}_i - i * \tilde{Q}_i) \right] \quad (3.34)$$

La participación unitaria de la potencia reactiva consumida por la carga conectada en la barra “x” se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$PU_{\tilde{Q}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} = \Re \left[\int_0^1 \frac{\partial \tilde{S}_{km}^{Loss}(\tilde{P}t, \tilde{Q}t)}{\partial \tilde{Q}_x} dt \right] \quad (3.35)$$

Reemplazando la ecuación (3.25) en (3.35), derivando e integrado, obtenemos:

$$PU_{\tilde{Q}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} = \Re \left[\sum_{j=1}^n \frac{\tilde{\beta}_{xj}^{L_{km}}}{2i} (\tilde{P}_j + i * \tilde{Q}_j) - \sum_{i=1}^n \frac{\tilde{\beta}_{ix}^{L_{km}}}{2i} (\tilde{P}_i - i * \tilde{Q}_i) \right] \quad (3.36)$$

La participación total de la carga conectada en la barra “x” en las pérdidas de potencia activa en la línea “km”, se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$PT_{L_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} = \frac{1}{2} \left(PU_{\tilde{P}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} \tilde{P}_x + PU_{\tilde{Q}_x \rightarrow \tilde{P}_{km}^{Loss}} \tilde{Q}_x \right) \quad (3.37)$$

EL termino (1/2) en la ecuación (3.37) representa que las cargas son responsables por el 50% de las pérdidas en la línea en análisis.

3.4. Resultados Numéricos

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 [33]

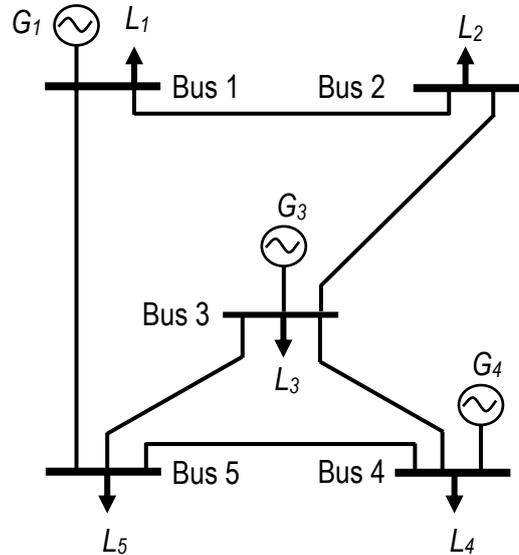


Figura 2. Diagrama unifilar del sistema 5 barras

3.4.1. 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 (G_1), el segundo conectado en la barra 3 (G_3) y el tercero conectado en la barra 4 (G_4); 5 cargas y 6 líneas de transmisión.

Barra	Volaje (pu)	Angulo (radians)	Generador		Carga	
			P(MW)	Q(MVAR)	P(MW)	Q(MVAR)
1	1.050	0.000	226.44	46.10	45.00	15.00
2	0.990	-0.177	0.00	0.00	162.50	20.00
3	1.033	-0.117	74.95	62.65	80.00	20.00
4	1.050	0.021	136.31	21.92	50.00	20.00
5	1.016	-0.076	0.00	0.00	90.00	25.00
Total			437.70	130.67	427.50	100.00

Tabla I. Estado de operación del sistema 5 barras

De k	Para m	Pkm (MW)	Qkm (MVAR)	Pmk (MW)	Qmk (MVAR)	Ploss (MW)	Qloss (MVAR)
1	2	113.91	17.09	-108.83	0.09	5.08	17.18
2	3	-53.67	-20.09	54.70	22.22	1.03	2.13
3	5	-17.32	12.61	17.55	-13.19	0.24	-0.63
3	4	-42.43	7.83	43.90	-3.24	1.47	4.59
5	4	-41.36	-2.14	42.41	5.16	1.05	3.01
5	1	-66.18	-9.62	67.53	14.01	1.34	4.39
Total						10.2	30.67

Tabla II. Resultados de flujo de potencia para el sistema 5 barras

En las tablas I y II se muestran los resultados detallados del estado de operación del sistema y los flujos de potencia y pérdidas en cada línea de transmisión.

En la tabla III, 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 [33] 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 III. 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

Bus		Método				Método			
		Pro Rata		Abdelkader		Método en [33]		Propuesto	
		Active (MW)	Reactive (MVA _r)						
1	L	0.5370	2.3004	0.0000	0.00	-0.0834	-0.8794	-0.0834	-0.8794
	G	2.6395	5.4103	3.3372	10.83	2.9507	9.2260	2.9507	9.2260
2	L	1.9393	3.0672	3.9596	12.07	3.5687	12.3785	3.5687	12.3785
	G	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	L	0.9547	3.0672	0.0846	0.22	1.0439	3.2094	1.0439	3.2094
	G	0.8736	7.3533	0.1227	0.07	0.1374	-0.4064	0.1374	-0.4064
4	L	0.5967	3.0672	0.0000	0.00	-0.2220	-1.4990	-0.2220	-1.4990
	G	1.5888	2.5726	1.6420	4.44	2.0138	6.5164	2.0138	6.5164
5	L	1.0741	3.8340	1.0577	3.04	0.7948	2.1266	0.7948	2.1266
	G	0.0000	0.0000	0.0000	0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	L	5.1019	15.3361	5.1019	15.33	5.1019	15.3361	5.1019	15.3361
	G	5.1019	15.3361	5.1019	15.34	5.1019	15.3361	5.1019	15.3361
	Toal	10.2038	30.6722	10.2038	30.67	10.2038	10.2038	30.6722	30.6722

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

Bus		Asignación de potencia activa (MW)				Asignación de potencia reactiva (MVA _r)			
		P_k^{Losp}	P_k^{LosQ}	P_k^{LospQ}	Total	Q_k^{Losp}	Q_k^{LosQ}	Q_k^{LospQ}	Total
1	L	-0.0864	-0.0134	0.0165	-0.0834	-0.8378	-0.0927	0.0511	-0.8794
	G	2.8353	0.0835	0.0319	2.9507	8.8792	0.1836	0.1633	9.2260
2	L	3.4919	0.0534	0.0234	3.5687	12.1730	0.1620	0.0435	12.3785
	G	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	L	0.9950	0.0416	0.0073	1.0439	3.0761	0.1150	0.0182	3.2094
	G	-0.0552	0.1378	0.0548	0.1374	-1.0331	0.3475	0.2793	-0.4064
4	L	-0.2385	0.0049	0.0016	-0.2220	-1.4855	-0.0305	0.0170	-1.4990
	G	1.9386	0.0430	0.0322	2.0138	6.2606	0.1018	0.1540	6.5164
5	L	0.7281	0.0512	0.0155	0.7948	1.9375	0.1417	0.0474	2.1266
	G	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				Total L	5.1019			Total L	15.3361
				G	5.1019			G	15.3361

Tabla IV.- Asignación compleja de pérdidas entre generadores y cargas mediante el Método Propuesto para el Sistema de 5 barras

De acuerdo con la tabla II, 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 [33] 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 [33], 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.

En el método propuesto, las pérdidas del sistema de transmisión son calculadas en base a los flujos de potencia compleja a través de las líneas. Modelando a los generadores (cargas) como fuentes de potencia compleja y las cargas (generadores) como admitancias equivalentes constantes, en el proceso de asignación de pérdidas entre generadores (cargas). Esto permite encontrar una expresión matemática para las pérdidas activas y reactivas de cada línea en función a las potencias activas y reactivas inyectada por los generadores o consumidas por las cargas, demostrándose explícitamente el efecto cruzado y el acoplamiento que existe entre la potencia activa y reactiva

Bus	Método Propuesto (MW)			Método en [33] (MW)			
	<i>P</i>	<i>Q</i>	Total	<i>Ir</i>	<i>Ii</i>	Total	
1	L	-0.1058	0.0224	-0.0834	-0.1058	0.0224	-0.0834
	G	2.8539	0.0968	2.9507	2.8539	0.0968	2.9507
2	L	3.5294	0.0392	3.5687	3.2898	0.2789	3.5687
	G	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	L	1.0440	-0.0001	1.0439	0.9995	0.0444	1.0439
	G	-0.0705	0.2079	0.1374	-0.0888	0.2261	0.1374
4	L	-0.2555	0.0334	-0.2220	-0.2558	0.0337	-0.2220
	G	1.9948	0.0191	2.0138	2.0003	0.0106	2.0138
5	L	0.7150	0.0798	0.7948	0.6748	0.1200	0.7948
	G	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Total			L	5.1019	Total	L	5.1019
			G	5.1019		G	5.1019

Tabla V. Asignación de pérdidas activas mediante el Método Propuesto y el Método en [33] para el sistema 5 barras

Cuando son comparados los resultados del método propuesto con el método reportado en

[33] estos son idénticos (ver tabla III) a pesar que los métodos son diferentes. Esto es debido a que en esta tabla se muestra la participación total de las cargas y los generadores en las pérdidas activas y reactivas. En la tabla IV se muestra la asignación de pérdidas del método propuesto discriminando las participaciones de la potencia activa, reactiva e ambos.

De acuerdo con los resultados reportados en la tabla IV, 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 inyectada, el 2% de su potencia reactiva inyectada 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. 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.

Bus	Método Propuesto (MVA _r)			Método en [33] (MVA _r)			
	<i>P</i>	<i>Q</i>	Total	<i>I_r</i>	<i>I_i</i>	Total	
1	L	-0.9005	0.0211	-0.8794	-0.9005	0.0211	-0.8794
	G	8.9985	0.2275	9.2260	8.9985	0.2275	9.2260
2	L	12.2430	0.1355	12.3785	11.4127	0.9658	12.3785
	G	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
3	L	3.2538	-0.0444	3.2094	3.1350	0.0744	3.2094
	G	-1.1118	0.7054	-0.4064	-1.0770	0.6707	-0.4064
4	L	-1.5294	0.0304	-1.4990	-1.5401	0.0411	-1.4990
	G	6.5181	-0.0017	6.5164	6.5373	-0.0209	6.5164
5	L	1.8850	0.2416	2.1266	1.7707	0.3559	2.1266
	G	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Total			L	15.3361	Total	L	15.3361
			G	15.3361		G	15.3361

Tabla VI. Asignación de pérdidas reactivas mediante el Método Propuesto y Método en [33] en el de sistema de 5 barras

En las tablas V y VI, se muestra los resultados numéricos de la asignación compleja de las pérdidas entre generadores y cargas mediante el Método Propuesto y el método en [33]. El Método en [33], 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 con la tabla I, el ángulo de la tensión en la barra 1 es: "0 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 tensión y corriente, aumenta la divergencia entre los valores de la parte real e imaginaria de las pérdidas asignados a los generadores y cargas que hacen uso del sistema. A pesar de la divergencia entre los valores asignados en la parte real e imaginaria mostrados en las tablas V y VI, el Método Propuesto y el Método reportado en [33], asignan las mismas participaciones totales a cada uno de los agentes conectados en las diferentes barras. El ángulo de la tensión está vinculado directamente a la generación de potencia reactiva, aumentando la sensibilidad de los agentes en el proceso de asignación de pérdidas. El incremento del flujo de potencia reactiva través de la red, afecta el perfil de tensión en las barras, haciendo que la responsabilidad en las pérdidas de las componentes reales e imaginarias varíen significativamente

3.4.2. 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, 21cargas y 41 líneas de transmisión, están disponibles en [32]. Los resultados numéricos obtenidos fueron comparados con el método propuesto en [33], Discutiéndose sus principales ventajas. Donde se tiene solamente 2 generadores inyectando potencia activa al sistema, y los otros generadores actúan como compensadores síncronos.

Bus	Tension		Generador		Carga	
	V(pu)	θ (rad)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
1	1.060	0.00	261.00	-20.02	0.00	0.00
2	1.043	-5.49	40.00	43.87	21.70	12.70
3	1.027	-8.06	0.00	0.00	2.40	1.20
4	1.019	-9.73	0.00	0.00	7.60	1.60
5	1.01	-14.36	0.00	35.06	94.20	19.00

6	1.014	-11.41	0.00	0.00	0.00	0.00
7	1.004	-13.15	0.00	0.00	22.80	10.90
8	1.01	-12.1	0.00	27.01	30.00	30.00
9	1.036	-14.68	0.00	0.00	0.00	0.00
10	1.026	-16.39	0.00	0.00	5.80	2.00
11	1.082	-14.68	0.00	23.73	0.00	0.00
12	1.034	-15.7	0.00	0.00	11.20	7.50
13	1.071	-15.7	0.00	28.21	0.00	0.00
14	1.019	--16.62	0.00	0.00	6.20	1.60
15	1.015	-16.7	0.00	0.00	8.20	2.50
16	1.023	-16.28	0.00	0.00	3.50	1.80
17	1.019	-16.57	0.00	0.00	9.00	5.80
18	1.006	-17.31	0.00	0.00	3.20	0.90
19	1.004	-17.48	0.00	0.00	9.50	3.40
20	1.009	-17.27	0.00	0.00	2.20	0.70
21	1.012	-16.85	0.00	0.00	17.50	11.20
22	1.013	-16.83	0.00	0.00	0.00	0.00
23	1.004	-17.07	0.00	0.00	3.20	1.60
24	0.999	-17.2	0.00	0.00	8.70	6.70
25	0.991	-16.68	0.00	0.00	0.00	0.00
26	0.973	-17.12	0.00	0.00	3.50	2.30
27	0.996	-16.08	0.00	0.00	0.00	0.00
28	1.01	-12.02	0.00	0.00	0.00	0.00
29	0.975	-17.38	0.00	0.00	2.40	0.90
30	0.963	-18.32	0.00	0.00	10.60	1.90
Total			301	137.86	283.40	126.20

Tabla VII. Estado de operación del Sistema IEEE 30 barras.

Los resultados de asignación de pérdidas activas y reactivas, mediante el método propuesto y el método reportado en [33] para el sistema IEEE 30 barras, se muestran en las tablas VIII y IX, respectivamente. En la barra 1, aplicando el método reportado en [33], 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”.

Aplicando el método reportado en [33], 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 pérdidas, 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 $P = 0$ MW y $Q = -0.0085$ MW, 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, dada su fuerte inyección de potencia reactiva, se le asigna participación negativa en las pérdidas reactivas. Siendo así, este compensador síncrono debe ser compensado económicamente, pues está reduciendo las pérdidas del sistema. Comparando el método propuesto y el método reportado en [33], podemos concluir que el método propuesto muestra más coherencia que el método reportado en [33].

Bus	Método Propuesto (MW)			Método en [33] (MW)		
	P	Q	Total	Ir	Ii	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

Tabla VIII. Asignación de pérdidas activas mediante el Método Propuesto y el Método en [33] en el de sistema de 30 barras

Analizando los otros compensadores síncronos (mostrados en las tablas tabla VIII y IX), podemos observar que los generadores 5, 8, 11 y 13, asignan participación nula a la componente activa, en las pérdidas complejas. Sin embargo, para los mismos generadores, el método reportado en [33], asigna una pequeña participación a la componente real de la corriente inyectada por estos generados. Esto está relacionado con las corrientes inyectadas por los shunt de barras y los shunt de líneas, que se distribuye en todo el circuito y la “corriente circulante” entre generadores debido a la divergencia angular de las tensiones y corrientes de las barras en las que estos están conectados.

Bus		Método Propuesto (MVA _r)			Método en [33] MVA _r		
		P	Q	Total	Ir	Ii	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

Tabla IX. Asignación de pérdidas reactivas mediante el Método Propuesto y el Método en [33] en el sistema de 30 barras

De acuerdo con la tabla VII, la potencia activa y reactiva consumida por la carga conectada en la barra 8, es de 30MW y 30MVar, respectivamente. Por lo tanto, se podría pensar que la participación asignada en las pérdidas activas (reactivas) debido a la potencia activa y reactiva, deberían tener el mismo valor. Sin embargo, de acuerdo con los resultados mostrados en las tablas VIII y IX, el método propuesto asigna menor participación a la potencia reactiva, tanto en las pérdidas activas como reactivas. Mientras que el Método reportado en [33], ocurre lo contrario, es decir, asigna mayor responsabilidad a la componente imaginaria de la corriente consumida por la carga conectada en la barra 8. La disminución en la participación de la potencia reactiva en las pérdidas activas y reactivas calculadas mediante el Método Propuesto, se debe a dos razones: la primera, al efecto de la diferencia angular entre tensión y corriente en la barra, y la segunda, al efecto del generador conectado en la barra 8, debido a que este está suministrando parte de la potencia reactiva demandada por dicha carga (27.01MVar de los 30MVar), por ende, reduce los requerimientos de potencia reactiva que debe ser transportado a través de la red desde algún generador disponible para cubrir dicha demanda.

		Línea 1 - 2			Línea 2 - 5			Línea 1 - 3			Línea 2 - 6		
		Real	Imag	Total	Real	Imag	Total	Real	Imag	Total	Real	Imag	Total
G_1	[33]	2.7973	0.0225	2.8197	1.2787	-0.0120	1.2666	1.3271	0.0013	1.3284	0.8745	-0.0049	0.8695
	MP	2.7973	0.0225	2.8197	1.2787	-0.0120	1.2666	1.3271	0.0013	1.3284	0.8745	-0.0049	0.8695
G_2	[33]	-0.0741	0.0078	-0.0663	0.1939	0.0314	0.2253	0.0861	-0.0045	0.0816	0.1545	0.0137	0.1682
	MP	-0.0822	0.0159	-0.0663	0.2193	0.0060	0.2253	0.0958	-0.0142	0.0816	0.1738	-0.0056	0.1682
G_5	[33]	0.0065	0.0033	0.0098	0.0446	0.0000	0.0446	-0.0080	-0.0086	-0.0166	-0.0114	-0.0101	-0.0215
	MP	0.0000	0.0098	0.0098	0.0000	0.0446	0.0446	0.0000	-0.0166	-0.0166	0.0000	-0.0215	-0.0215
G_8	[33]	-0.0033	-0.0072	-0.0105	-0.0137	0.0049	-0.0088	0.0033	-0.0022	0.0011	0.0103	-0.0084	0.0019
	MP	0.0000	-0.0105	-0.0105	0.0000	-0.0088	-0.0088	0.0000	0.0011	0.0011	0.0000	0.0019	0.0019
G_{11}	[33]	-0.0039	-0.0067	-0.0107	-0.0143	0.0017	-0.0126	0.0042	-0.0014	0.0028	0.0088	-0.0040	0.0047
	MP	0.0000	-0.0107	-0.0107	0.0000	-0.0126	-0.0126	0.0000	0.0028	0.0028	0.0000	0.0047	0.0047
G_{13}	[33]	-0.0076	-0.0117	-0.0194	-0.0207	-0.0005	-0.0213	0.0083	0.0008	0.0092	0.0057	-0.0056	0.0001
	MP	0.0000	-0.0194	-0.0194	0.0000	-0.0213	-0.0213	0.0000	0.0092	0.0092	0.0000	0.0001	0.0001
Total		[33]	2.7227		1.4939			1.4065			1.0230		
		MP	2.7227		1.4939			1.4065			1.0230		

Tabla X. Asignación de pérdidas activas por línea mediante el Método Propuesto y el Método en [33] en el sistema de 30 barras

El método propuesto se diferencia de los otros métodos porque separa adecuadamente la participación de la potencia activa, reactiva y el acoplamiento entre ellas, en el proceso de asignación de pérdidas complejas. Esto puede ser utilizado para la obtención de una solución más justa en la asignación de costos por dichas pérdidas eléctricas, que deben ser facturados entre todos y cada uno de los agentes (mercado mayorista). Es decir: a los generadores que actúan como compensadores síncronos, los costos por pérdidas eléctricas serían facturados en función de potencia reactiva, mientras que, a los demás generadores, serían facturas en función de potencia activa y reactiva.

		Línea 1 - 2			Línea 2 - 5			Línea 1 - 3			Línea 4 - 12		
		Real	Imag	Total	Real	Imag	Total	Real	Imag	Total	Real	Imag	Total
G_1	[33]	5.9336	0.1579	6.0915	3.6373	0.0169	3.6542	3.5882	0.0747	3.6629	1.9505	0.0067	1.9572
	MP	5.9336	0.1579	6.0915	3.6373	0.0169	3.6542	3.5882	0.0747	3.6629	1.9505	0.0067	1.9572
G_2	[33]	-0.5551	-0.1742	-0.7293	0.5734	-0.0358	0.5376	0.1022	-0.1604	-0.0582	0.2589	-0.0174	0.2416
	MP	-0.6345	-0.0948	-0.7293	0.6380	-0.1004	0.5376	0.1013	-0.1595	-0.0582	0.2880	-0.0465	0.2416
G_5	[33]	0.1007	-0.0818	0.0189	0.2480	-0.1213	0.1266	0.0286	-0.1063	-0.0777	-0.0558	-0.0292	-0.0849
	MP	0.0000	0.0189	0.0189	0.0000	0.1266	0.1266	0.0000	-0.0777	-0.0777	0.0000	-0.0849	-0.0849
G_8	[33]	0.0424	-0.1013	-0.0589	-0.0196	-0.0558	-0.0754	0.0533	-0.0765	-0.0231	-0.0334	-0.0044	-0.0378
	MP	0.0000	-0.0589	-0.0589	0.0000	-0.0754	-0.0754	0.0000	-0.0231	-0.0231	0.0000	-0.0378	-0.0378
G_{11}	[33]	0.0406	-0.0755	-0.0348	-0.0217	-0.0474	-0.0691	0.0571	-0.0537	0.0034	0.0113	-0.0283	-0.0171
	MP	0.0000	-0.0348	-0.0348	0.0000	-0.0691	-0.0691	0.0000	0.0034	0.0034	0.0000	-0.0171	-0.0171
G_{13}	[33]	0.0442	-0.0966	-0.0524	-0.0379	-0.0628	-0.1007	0.0856	-0.0520	0.0336	0.1753	0.0443	0.2196
	MP	0.0000	-0.0524	-0.0524	0.0000	-0.1007	-0.1007	0.0000	0.0336	0.0336	0.0000	0.2196	0.2196
	Total	[33]		5.2349			4.0733			3.5409			2.2786
		MP		5.2349			4.0733			3.5409			2.2786

Tabla XI. Asignación de pérdidas reactivas por línea mediante el Método Propuesto y el Método en [33] del sistema de 30 barras

En las tablas X y XI, se muestran las componentes reales e imaginarias (de potencia/corriente inyectada mediante el método propuesto/método en [33], de las pérdidas asignados a cada generador en las 4 líneas que representan el 75.5% (6.6461MW) y el 84.2% (15.1278MVAr) de las pérdidas activas y reactivas totales, respectivamente.

En la tabla X, podemos observar que:

- A pesar de que los generadores G_5 , G_8 , G_{11} y G_{13} , son considerados compensadores síncronos, se les asigna participación en las pérdidas activas (esto se debe a que la potencia reactiva afecta los flujos de potencia activa).
- En la línea 2 – 5, el generador G_5 , disminuye la eficiencia en la operación del sistema (asignación positiva de pérdidas activas), mientras que los generadores G_8 , G_{11} y G_{13} ,

ayudan a reducir las pérdidas de la línea (asignación negativa de pérdidas), por ende, deberían ser recompensados económicamente.

- En la línea 1 – 3, las pérdidas asignadas al generador G_{13} , mediante el método propuesto depende íntegramente de la componente activa, mientras que, en el método reportado en [33], en 90.2% depende de la componente real de la corriente inyectada por este generador, y solo el 9.8% de la componente imaginaria. En un mercado en el que los costos por pérdidas estén basados en los precios de potencia activa y reactiva, afectaría directamente sus beneficios económicos.
- La participación asignada por el método en [33], [51], al generador G_5 , en las pérdidas activas en la línea 2 – 5, solo depende de la componente real de la corriente, lo cual representa una incongruencia, dado que dicho generador es un compensador síncrono.

En la table XI, podemos observar que:

- De acuerdo con las tablas X y XI, la participación de la componente activa en las pérdidas activas y reactivas asignadas mediante el método propuesto es nulo, para los generadores G_5 , G_8 , G_{11} y G_{13} , mientras que en el método en [33], es una combinación de la componente real e imaginaria de la corriente inyectada por dichos generadores. El método en [33], muestra una clara inconsistencia dado que los generadores G_5 , G_8 , G_{11} y G_{13} , son condensadores síncronos.
- De acuerdo con la tabla VII, el generador G_5 tiene una fuerte inyección de potencia reactiva, que debería ser íntegramente consumidos por las demandas conectadas directamente con dicha barra (barras “5”, “2” y “7”). Esto nos llevaría a pensar que el generador G_5 , no debería tener participación en el proceso de asignación de pérdidas en las demás líneas, sin embargo, en la tabla XI, podemos observar se le asignación una pequeña participación en las pérdidas reactivas en las líneas “1 – 2” y “2 – 5”, e incluso ayuda a reducir las pérdidas en las líneas “1 – 3” y “4 – 12” (asignación negativa). Esto se debe al efecto de los llamados loop flows (es decir, no es posible controlar el camino de los flujos de potencia).
- El generador G_2 , participa con el 31.8% de la potencia reactiva total inyectada al sistema. A pesar de ello, se le asigna baja participación en las pérdidas reactivas, mostrándose claramente una localización privilegiada de dicho generador en términos eléctricos.

3.5. 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 podemos asociar directamente las pérdidas a las fuentes de potencia activa y reactiva, esto permitirá identificar la participación de las inyecciones de potencia activa y reactiva en las pérdidas de cada línea, identificando las líneas críticas, e asociando este problema a inyección de potencia activa e reactiva de un determinado generador.

Como todos los otros métodos basados en función de potencia activa y reactiva, la pérdida de transmisión está totalmente asignada a los generadores y cargas. Sin embargo, el método propuesto permite separar adecuadamente la participación de la potencia activa, reactiva y el acoplamiento entre ellas tornando la solución más justa en la asignación de pérdidas eléctricas.

CAPÍTULO IV: ASIGNACIÓN DE COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CONSIDERANDO POTENCIA APARENTE Y EL MÉTODO AUMANN-SHAPLEY

4.1. Resumen

En este artículo proponemos una nueva metodología para asignar los costos del sistema de transmisión entre todos y cada uno de los agentes de un mercado eléctrico desregulado. El método está basado en la teoría de circuitos en combinación con el método Aumann-Shapley de la teoría de juegos, garantizando la equidad económica de un proceso justo y transparente. En el método propuesto, los agentes responsables por los costos de red son modelados como fuentes o sumideros de potencia compleja, dependiendo si son generadores o cargas, mientras que los demás agentes modelados como admitancias constantes, obteniéndose la matriz Z_{bus} modificada, que al ser acoplada al método de Aumann-Shapley, permite cuantificar la participación de cada uno de los agentes en los flujos de potencia compleja a través de una determinada línea del sistema de transmisión. Los costos de la red son asignados en base a uso que cada agente hace de la red. La aplicabilidad del método propuesto fue demostrada en dos casos base: el sistema de prueba 4 barras y el sistema IEEE 30 barras. Los resultados numéricos obtenidos fueron comparados con otros métodos reportados en la literatura técnica, mostrando la efectividad del método propuesto

4.2. Introducción General

En los últimos años, el sistema eléctrico ha experimentado una serie de reformas. Los viejos monopolios verticalmente integrados fueron remplazados por mercados desregulados abiertos a la competencia. Los objetivos generales de la reestructuración son: reducir los costos, aumentar la eficiencia, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico. En este contexto, el sistema de transmisión se ha convertido en el eje del

mercado eléctrico, facilitando la competencia entre generadores y permitiendo que los grandes usuarios y distribuidos, accedan a potencia y energía.

Actualmente, la red tiene fuerte impacto en las decisiones de operación e inversión de los mercados eléctricos [52]. Este impacto se puede ser analizado desde dos perspectivas: la primera, debido a la transferencia de energía y la capacidad limitada de la red, surgen problemas de pérdidas eléctricas y congestión, facilitando comportamientos no competitivos (ejercicio de poder de mercado por los generadores), causando volatilidad en los precios y dificultando el acceso a la red para algunos agentes [53]. Segundo, que los costos de inversión, operación y mantenimiento, deben ser cubiertos por los usuarios, mediante algún criterio de asignación justo [54].

En un mercado desregulado, todos los agentes, tienen acceso abierto y no discriminatorio al sistema de transmisión [55]. Incrementándose la magnitud y el número de transacciones energéticas. Esto incrementa los desafíos técnicos del operador de la red, dado que todas y cada una de las transacciones energéticas, ocurren simultáneamente. Otro de los grandes desafíos que enfrenta el sistema de transmisión en este contexto, es que los problemas de asignación se hacen cada vez más complejos, en especial, los problemas de asignación de costos.

El sistema de transmisión por sus características de economía de escala es considerado un monopolio natural sujeto a regulación. Por lo tanto, es esencial el desarrollo de metodologías que permitan asignar los costos de la red entre los usuarios, de una forma equitativa y transparente [56].

Las tarifas que los usuarios deben pagar por el uso de la red desempeñan un papel esencial en los mercados de energía desregulados. De acuerdo al grupo de trabajo del *Energy Modeling Forum* de la universidad de Stanford, los principios que deben seguirse en el diseño de las tarifas de transmisión son: que los precios deberían: 1) promover la operación eficiente del mercado eléctrico; 2) enviar las señales para la localización eficiente en generación y demanda; 3) brindar las señales adecuadas para la futura inversión en transmisión, 4) compensar los activos de transmisión existentes; 5) simples y transparentes y 6) políticamente aceptables [57].

En la literatura técnica se han reportado diferentes métodos que son utilizados para asignar parte o el total de los costos del sistema de transmisión por las transacciones *Wheeling*. A continuación, se dará una descripción general de algunos de estos métodos, discutiéndose sus principales ventajas y desventajas.

La microeconomía establece que: la eficiencia económica y la equidad, se alcanzan cuando los precios del mercado están basados en el equilibrio de la oferta y demanda. Esto llevó a Fred Schweppe y su equipo del MIT, proponer la Teoría Marginalista como una herramienta para abordar los problemas de asignación de costos en la red de transmisión [58]. En los métodos marginalistas, se calculan los precios a corto plazo, en las barras de generación y demanda, cuya diferencia es utilizada para cubrir los costos de transmisión. Estos métodos son considerados por muchos como económicamente eficientes, dado que, siempre buscan maximizar el bienestar social. Sin embargo, los ingresos marginales no cubren los gastos totales de transmisión, por lo que es necesario establecer cargos adicionales, llamados “cargos complementarios”. Típicamente con el precio marginalista, solo se recupera el 25% de los costos totales [59].

Entre los métodos utilizados para la asignación de cargos complementarios podemos encontrar: Los métodos basados en el uso de la red (Factor de Participaciones Marginales y Factor de Participaciones Medias) y los métodos basados en los beneficios que los agentes reciben de la red (Factor de beneficio). Los principales problemas de estos métodos es que no tienen justificación técnica ni económica, no son económicamente sólidos (dependen de la elección de la barra slack) y además requieren fuertes recursos computacionales[59].

Entre los métodos que permiten recuperar la totalidad de los costos del sistema de transmisión (*fixed costs*) podemos encontrar: Método Sello de Postal. Simple y fácil de implementar. Los costos totales de la red son prorrateados entre los usuarios en base al uso que cada agente hace del sistema. La principal desventaja de este método, es que no considera la topología, depende del momento o periodo en que se cuantifica el uso, y no brinda las señales económicas adecuadas para futuras inversiones [60]. En el Método Camino de Contrato. Los costos por repartir son calculados, suponiendo el camino que debe recorrer la energía desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo. La principal desventaja de este método es que no es consistente con las leyes de Kirchhoff, porque la ruta real de la energía puede ser muy diferente a la ruta contratada, lo que implica el uso de instalaciones fuera del camino de contratado [61]. El Método MW-Milla basado en la distancia que utiliza los resultados de flujo de potencia para calcular la responsabilidad individual de cada agente a través de cada circuito. Los costos son asignados en base a la magnitud, la capacidad del circuito y la distancia recorrido por la transacción energética [61], la principal desventaja de este método es que, cuando se analiza sistema operando por debajo de su capacidad técnica, no permite la recuperación

total de los costos [62], además, requiere de modelos adicionales para estimar los flujos individuales [61].

Los métodos basados en el seguimiento del flujo de potencia utilizan los resultados de flujo de potencia y el principio de repartición proporcional para rastrear el origen de los flujos. El principio de repartición proporcional, afirma que los flujos nodales entrantes se repartirán proporcionalmente entre los flujos nodales salientes [44], [34]. Las principales desventajas de estos métodos son: requieren métodos adicionales para la asignación de costos; dependen de la elección de la barra slack y son ineficientes cuando las líneas operan en condiciones de máxima carga [63]. El método Equivalent Bilateral Exchanges exhibe una serie de ventajas sobre los métodos anteriores, dado que cumple con las leyes de Kirchhoff, considera contraflujos y no depende de la elección de la barra slack, éste establece que, cada carga es suministrada por una fracción de cada generador. Análogamente, cada generador suministra una fracción a cada carga [64]. Las principales desventajas de este método es que utiliza las soluciones de flujo de carga DC y no considera las pérdidas de energía en su formulación.

Entre los Métodos basados en la teoría de circuitos tenemos: el método basado en la Matriz Z_{bus} [65], así como sus formas modificadas [66], [67] y el Método basado en la Matriz Y_{bus} [27]. Estos métodos tienen importante ventaja sobre los métodos mencionados en el párrafo anterior, porque consideran las características de la red en su proceso de asignación, sin embargo, debido a la naturaleza no lineal de las ecuaciones utilizados en el flujo de potencia, todavía no acepta una solución matemática única para la contribución de cada agente en los flujos de potencia a través de la red. Además, requieren métodos adicionales en el proceso de asignación [68].

La asignación de costos en un ambiente competitivo, resulta muchas veces controversial, por lo que los métodos basados en la teoría de juegos, en especial la teoría de juegos cooperativos proporciona herramienta apropiadas, para resolver los problemas de asignación de costos y en la solución de conflictos que surgen en la interacción entre agentes [69]. En los métodos basados en teoría de juegos, los agentes toman decisiones racionales en un ambiente competitivo, buscando alcanzar el mayor beneficio individual posible [70]. Entre los métodos basados en teoría de juegos cooperativos tenemos: Núcleo, Valor de Shapley [71], Aumann-Shapley [66], etc. El método Valor de Shapley produce solución única al problema de asignación de costos. El valor asignado mediante este método es considerado imparcial, justo y equitativo [30]. La principal desventaja de este método es la falta de isonomía y el esfuerzo computacional que se incrementa

exponencialmente con el aumento de agentes en el mercado eléctrico. Una extensión del método Valor de Shapley se denomina Aumann-Shapley, quien reduce el esfuerzo computacional, dividiendo a cada agente en partes infinitesimales [72], garantizando las propiedades económicas deseables de un proceso de asignación justo y transparente [73]. Como se ha discutido anteriormente [50-72], en mercados eléctricos liberalizados, un desafío constante es establecer tarifas de transmisión que permitan recuperar los costos de inversión, operación y mantenimiento, y que brinden a los usuarios señales económicas adecuadas, que incentiven el uso eficiente de la red existente, y que garanticen decisiones de expansión eficientes. En este contexto, en este artículo se propone una nueva metodología para la asignación de costos del sistema de transmisión entre todos los agentes de un mercado eléctrico desregulado. En el método propuesto los costos son asignados en base al uso que cada agente hace de la red de transmisión. El uso de la red es calculado combinando la teoría de circuitos con el Método Aumann-Shapley de la teoría de juegos.

Las principales contribuciones del método propuesto pueden ser resumidas en:

1. Satisface los axiomas fundamentales de una asignación justa y transparente, porque está basado en la teoría de circuitos en combinación con el Método de Aumann-Shapley.
2. Modela a los agentes como inyecciones y eyecciones de potencia compleja (potencia activa y reactiva), magnitudes físicas fácilmente calculadas, que son utilizadas por el regulador del mercado para establecer las tarifas de la red.
3. Los costos son asignados en base a las características técnicas de las líneas y al uso físico que los agentes hacen de la red.
4. Los generadores y cargas son modelados como agentes independientes e incluso si están conectados en la misma barra.
5. El uso de una línea por un agente es asociado a su potencia aparente, debido a que tanto la potencia activa como la reactiva son responsables por el uso.
6. Fácil de entender e implementar y no requiere fuertes recursos computacionales.

El artículo se inicia con una discusión de la formulación matemática del modelo propuesto, sección 4.2. En la sección 4.3, se discutirán y analizarán los principales resultados obtenidos de la aplicación del modelo propuesto en dos casos base: Sistema 4

barras y el sistema IEE 30 barras. En la sección 4.4, se presenta las principales conclusiones del modelo propuesto.

4.3. Método Propuesto

La asignación de costos del sistema de transmisión mediante el método propuesto se realiza en tres pasos: Primero, los agentes responsables por los costos son modelados como inyecciones o eyecciones de potencia compleja, dependiendo si son generadores o cargas, mientras que los demás agentes son modelados como admitancias constantes. Obteniéndose la matriz Z_{bus} modificada. Segundo, la matriz Z_{bus} modificada es acoplada al método Aumann-Shapley de la teoría de juegos, para calcular la participación individual de cada agente en los flujos de potencia aparente que fluye a través de una determinada línea del sistema de transmisión, con la finalidad de determinando el uso físico del agente en dicha línea. Tercero, los costos de una determinada línea asignados a un agente en particular están en base al uso físico que el agente hace de dicha línea. A continuación, se dará una descripción detallada de cada uno de los procesos mencionados anteriormente.

4.3.1. Background

Para un punto de operación conocida, consideramos que el sistema de potencia está formado por n barras (n_G : barras de generación y n_L : barras de carga). Las ecuaciones nodales para las inyecciones de corriente pueden ser expresado en forma parcial por:

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_G & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_G \\ E_L \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Donde, I_G , I_L , E_G y E_L , son los vectores de corriente y voltaje de las barras de generación y carga, respectivamente y Y_{GG} , Y_{GL} , Y_{LG} y Y_{LL} , son submatrices formados por las admitancias entre las barras de generación-generación, generación-carga, carga-generación y carga-carga, respectivamente.

Con finalidad de asignar los costos del sistema de transmisión entre los generadores, las cargas son modeladas como impedancia equivalente, como se muestra en la ecuación (4.2).

$$Y_j^L = \frac{1}{E_j} \left(\frac{S_j^L}{E_j} \right)^* \quad (4.2)$$

Donde S_j^L y E_j , son: la potencia demandada y la tensión de la barra “j”, respectivamente.

Las impedancias equivalentes obtenidas mediante la ecuación (4.2), puede ser agregado en los elementos de la diagonal de la matriz admitancia nodal, para obtener la matriz Y-bus modificada.

$$Y'_{ij} = \begin{cases} Y_{ij} + Y_j^L & \text{para } i = j \\ Y_{ij} & \text{para } i \neq j \end{cases} \quad (4.3)$$

Con estas consideraciones, la ecuación (4.1) resulta

$$\begin{bmatrix} E_G \\ E_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_G & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y'_{LL} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_G \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

A partir de la ecuación (4.4) podemos obtener

$$E = Z' I \quad (4.5)$$

En donde Z' es la matriz Z_{bus} modificada, I , es el vector de corrientes inyectadas por los generadores.

A partir de la ecuación (4.5), la tensión de la barra “k” puede ser expresada como combinación línea de las corrientes inyectadas por los generadores en operación

$$E_k = \sum_{j=1}^{n_G} Z'_{kj} I_j \quad (4.6)$$

Donde, Z'_{kj} , es elemento (k,j) de la matriz Z_{bus} modificada, 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.

$$I_j = \frac{S_j^*}{E_j^*} = \frac{P_j - i * Q_j}{E_j^*} \quad (4.7)$$

La ecuación (4.6), resulta

$$E_k = \sum_{j=1}^{n_G} \alpha_{kj} (P_j - i * Q_j) \quad (4.8)$$

Donde

$$\alpha_{kj} = \frac{Z'_{kj}}{E_j^*}$$

Las ecuaciones de (4.1) a (4.8), son obtenidas para un sistema en estado estacionario, es decir a condiciones normales de operación. Bajo estas condiciones, un generador renovable se comporta como un generador convencional, por ende, para un punto de

operación conocido, podemos utilizar la ecuación (4.7) para expresar la corriente inyectada por dicho generador en función de su potencia aparente.

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

Con la finalidad de calcular la dirección de flujos dominantes a través de las diferentes líneas de transmisión, utilizamos el modelo equivalente π de una línea de transmisión (ver figura 1).

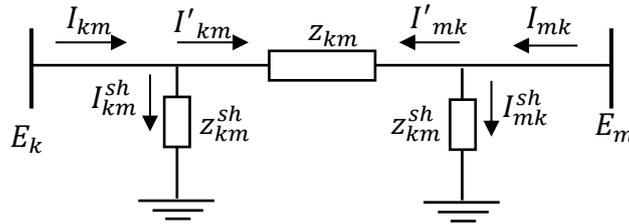


Figura 1. Modelo equivalente π de una línea de transmisión

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

$$I_{km} = I'_{km} + I_{km}^{sh} = \frac{E_k - E_m}{z_{km}} + \frac{E_k}{z_{km}^{sh}} \quad (4.9)$$

Siendo, E_k , tensión en la barra “k”, E_m , tensión en la barra “m”, z_{km} y z_{km}^{sh} , las impedancias serie de la línea y el shunt de la línea “k-m”, respectivamente. Reemplazando la ecuación (4.8) en (4.9), obtenemos.

$$I_{km} = \sum_{j=1}^n \beta_{km}^j (P_j - i * Q_j) \quad (4.10)$$

Donde:

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

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

$$S_{km} = E_k I_{km}^* \quad (4.11)$$

Reemplazando la ecuación (4.8) y (4.10) en (4.11), obtenemos.

$$S_{km} = \sum_{i=1}^{n_G} \sum_{j=1}^{n_G} \gamma_{km}^{ij} (P_i - i * Q_i) (P_j + i * Q_j) \quad (4.12)$$

Donde:

$$\gamma_{km}^{ij} = \alpha_{ki} (\beta_{km}^j)^*$$

De acuerdo con la ecuación (4.12), el flujo de potencia compleja entre la barra k y la barra m , puede ser expresado como una combinación lineal de las potencias activas y reactivas inyectadas por todos los generadores en operación. Ordenando la ecuación (4.12), obtenemos:

$$S_{km} = \sum_{i,j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{ijr} * P'_{ij} - Q'_{ij} * \gamma_{km}^{iji}) + i * (\gamma_{km}^{iji} * P'_{ij} + \gamma_{km}^{ijr} * Q'_{ij}) \quad (4.13)$$

Donde

$$\gamma_{km}^{ijr} = \Re(\gamma_{km}^{ij}), \gamma_{km}^{iji} = \Im(\gamma_{km}^{ij}), P'_{ij} = P_i P_j + Q_i Q_j \text{ y } Q'_{ij} = P_i Q_j - P_j Q_i$$

La potencia aparente resulta:

$$S'_{km} = \sqrt{\Re(S_{km})^2 + \Im(S_{km})^2} \quad (4.14)$$

Siendo:

$$\Re(S_{km}) = \sum_{i,j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{ijr} * P'_{ij} - Q'_{ij} * \gamma_{km}^{iji})$$

$$\Im(S_{km}) = \sum_{i,j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{iji} * P'_{ij} + \gamma_{km}^{ijr} * Q'_{ij})$$

La ecuación (4.14), representa la potencia aparente que fluye a través de la línea “ k - m ”. Con un procedimiento similar, podemos obtener los flujos de potencia a través de la línea “ m - k ”.

4.3.3. Asignación de uso de la línea mediante el Método Aumann-Shapley

Diferentes agentes utilizan las mismas instalaciones de transmisión para sus transacciones energéticas. El regulador de mercado debe desarrollar metodologías adecuadas para el cálculo de las tarifas, que permitan a los dueños de las líneas recuperar sus inversiones, y que garanticen la eficiencia económica del sistema de transmisión. La teoría de juegos cooperativos proporciona herramientas adecuadas para resolver el problema de

asignación de costos de un servicio entre muchos usuarios, en un ambiente en que cada agente busca optimizar su beneficio económico. Entre los métodos basados en teoría de juegos, tenemos al Método Aumann-Shapley, quien cumple con los axiomas económicos fundamentales de un proceso de asignación justo y transparente [66], [31], [74] y [75].

En el método propuesto, los costos de trasmisión son calculados en base al uso físico que cada agente hace de la red. Para calcular el uso utilizamos la teoría de circuitos en combinación con el Método Aumann-Shapley, modelando a los agentes responsables como fuentes o sumideros de potencia compleja, dependiendo si son generadores o cargas, manteniendo a los demás agentes como impedancias constantes.

La solución Aumann-Shapley para la participación unitaria de un agente en los flujos de potencia compleja a través de la línea “ $k-m$ ”, puede ser calculados mediante la siguiente ecuación:

$$\pi_{x_i}^{S_{km}} = \int_0^1 \frac{\partial S_{km}(\lambda S_i)}{\partial x_i} d\lambda \quad (4.15)$$

Donde, S_{km} , es el flujo de potencia aparente a través de la línea “ $k-m$ ”, x_i , es la potencia activa o reactiva inyectada o consumida en la barra “ i ” y λ , factor de integración cuyo rango esta entre $0-1$. La participación total asignada al agente “ i ” puede ser definido por:

$$S_{i \rightarrow km} = \pi_{x_i}^{S_{km}} x_i \quad (4.16)$$

Donde, $S_{i \rightarrow km}$, es la potencia activa o reactiva del agente “ i ” que fluye a través de la línea “ $k-m$ ”.

De acuerdo con la ecuación (4.7), la potencia nodal inyectada por el generador en la barra “ i ”, puede ser descompuesta en su componente activa y reactiva. Esto permite cuantificar el efecto de la componente activa y reactiva, en los flujos de potencia compleja a través de la línea en mención.

Usando la ecuación (4.14) en la ecuación (4.15), podemos obtener la participación unitaria de la potencia activa inyectada por un generador en la barra “ i ” en los flujos de potencia aparente a través de la línea “ $k-m$ ”

$$\pi_{P_i}^{S_{km}} = \int_0^1 \left[\frac{1}{S'_{km}} \left(\Re(S_{km}) \frac{\partial \Re(S_{km}(\lambda P))}{\partial P_i} + \Im(S_{km}) \frac{\partial \Im(S_{km}(\lambda P))}{\partial P_i} \right) \right] d\lambda \quad (4.17)$$

Siendo:

$$\frac{\partial \Re(S_{km}(\lambda P))}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{ijr} * P_j - \gamma_{km}^{iji} * Q_j) * (\lambda)$$

$$\frac{\partial \Im(S_{km}(\lambda P))}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{iji} * P_j + \gamma_{km}^{ijr} * Q_j) * (\lambda)$$

La ecuación (4.17) resulta.

$$\pi_{P_i}^{S_{km}} = \frac{1}{S'_{km}} \left(\Re(S_{km}) \sum_{j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{ijr} * P_j - \gamma_{km}^{iji} * Q_j) + \Im(S_{km}) \sum_{j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{iji} * P_j + \gamma_{km}^{ijr} * Q_j) \right) \quad (4.18)$$

Reemplazando (4.18) en (4.16), obtenemos, la participación total de P_i en S_{km}

$$S_{P_i \rightarrow km} = \pi_{P_i}^{S_{km}} P_i \quad (4.19)$$

La participación unitaria de la componente reactiva inyectada por un generador en la barra “ i ” en los flujos de potencia aparente de la línea “ $k-m$ ”

$$\pi_{Q_i}^{S_{km}} = \int_0^1 \left[\frac{1}{S'_{km}} \left(\Re(S_{km}) \frac{\partial \Re(S_{km}(\lambda P))}{\partial Q_i} + \Im(S_{km}) \frac{\partial \Im(S_{km}(\lambda P))}{\partial Q_i} \right) \right] d\lambda \quad (4.20)$$

Siendo:

$$\frac{\partial \Re(S_{km}(\lambda P))}{\partial Q_i} = 2 \sum_{j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{ijr} * Q_j + \gamma_{km}^{iji} * P_j) * (\lambda)$$

$$\frac{\partial \Im(S_{km}(\lambda P))}{\partial Q_i} = 2 \sum_{j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{iji} * Q_j - \gamma_{km}^{ijr} * P_j) * (\lambda)$$

La ecuación (4.20) resulta.

$$\pi_{Q_i}^{S_{km}} = \frac{1}{S'_{km}} \left(\Re(S_{km}) \sum_{j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{ijr} * Q_j + \gamma_{km}^{iji} * P_j) + \Im(S_{km}) \sum_{j=1}^{n_G} (\gamma_{km}^{iji} * Q_j - \gamma_{km}^{ijr} * P_j) \right) \quad (4.21)$$

Reemplazando la ecuación (4.21) en (4.16), obtenemos.

$$S_{Q_i \rightarrow km} = \pi_{Q_i}^{S_{km}} Q_i \quad (4.22)$$

La participación total de la componente activa y reactiva de la potencia compleja inyectada por del generador conectado en la barra “ i ”, en los flujos de potencia a través de la línea “ $k-m$ ”, puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$S_{G_i \rightarrow km} = \pi_{Q_i}^{S_{km}} Q_i + \pi_{P_i}^{S_{km}} P_i \quad (4.23)$$

De acuerdo con la ecuación (4.23), la participación asignada al generador G_i en los flujos de potencia compleja a través de la línea “ $k-m$ ”, depende de las características de la red y la potencia compleja inyectada por cada agente al sistema.

Para calcular la participación de las cargas en los flujos de potencia a través de línea “ $k-m$ ”. Las cargas son modeladas como sumideros de potencia compleja y los generadores como admitancias constantes. Utilizando la ecuación (4.2), podemos modificar la

submatriz Y_{GG} y obtener la matriz Z_{bus} modificada. Utilizando el mismo procedimiento desde la ecuación (4.3) hasta la ecuación (4.22), podemos obtener la participación total de las cargas en los flujos de potencia a través de la línea “ k - m ”

$$\tilde{S}_{L_i \rightarrow km} = \tilde{\pi}_{\tilde{Q}_i}^{\tilde{S}_{km}} \tilde{Q}_i + \tilde{\pi}_{\tilde{P}_i}^{\tilde{S}_{km}} \tilde{P}_i \quad (4.24)$$

Donde, $\tilde{\pi}_{\tilde{Q}_i}^{\tilde{S}_{km}}$ y $\tilde{\pi}_{\tilde{P}_i}^{\tilde{S}_{km}}$, son las participaciones unitarias de las componentes activa y reactivas, respectivamente y \tilde{P}_i y \tilde{Q}_i , son las componentes activas y reactivas de la potencia consumida por la carga conectada en la barra “ i ”.

El uso físico que hace el agente “ i ” de la línea “ k - m ”, se define como el valor absoluto de la potencia aparente asignada a dicho agente en los flujos de potencia a través de dicha línea. Es decir:

$$\tilde{U}_{km}^{G_i} = \frac{1}{2} |S_{G_i \rightarrow km}| \quad (4.25)$$

$$\tilde{U}_{km}^{L_i} = \frac{1}{2} |\tilde{S}_{L_i \rightarrow km}| \quad (4.26)$$

Donde (1/2) representa que el 50% de uso de la línea “ k - m ”, corresponde a los generadores y el otro 50%, a las cargas.

Las ecuaciones (4.25) y (4.26), son muy sensibles a la dirección de los flujos de potencia, para superar este inconveniente, el uso de la línea “ k - m ” por una agente (generador/carga) conectado en la barra i se define mediante la siguiente ecuación.

$$U_{km}^{G_i} = \frac{\tilde{U}_{km}^{G_i} + \tilde{U}_{mk}^{G_i}}{2} \quad (4.27)$$

$$U_{km}^{L_i} = \frac{\tilde{U}_{km}^{L_i} + \tilde{U}_{mk}^{L_i}}{2} \quad (4.28)$$

La ecuación (4.27) y (4.28), muestran estabilidad con respecto a la distribución de flujos de potencia. El uso total de la línea “ k - m ” puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$U_{km} = \sum_{i=1}^{n_G} U_{km}^{G_i} = \sum_{i=1}^{n_L} U_{km}^{L_i} \quad (4.29)$$

4.3.4. Asignación de costos basados en el uso

Por simplicidad, podemos consideramos los costos anualizados por línea en $\$/h$, C_{km} , quien incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento, y pueden ser calculados mediante la siguiente ecuación

$$C_{km} = 1000 * x_{km} \frac{\$}{h} \quad (4.30)$$

Donde x_{km} , representa la reactancia de la línea “ $k-m$ ”. El costo asignado al generador “ i ” por el uso de la línea “ $k-m$ ”, puede ser calculado por:

$$C_{km}^{G_i} = \frac{U_{km}^{G_i}}{\sum_{i=1}^{n_G} U_{km}^{G_i}} C_{km} \quad (4.31)$$

El costo asignado a la carga “ i ”, por el uso de la línea “ $k-m$ ”, puede ser calculado por:

$$C_{km}^{L_i} = \frac{U_{km}^{L_i}}{\sum_{i=1}^{n_G} U_{km}^{L_i}} C_{km} \quad (4.32)$$

Si consideramos que dos o más agentes están conectados en el nodo “ i ”, la potencia aparente en dicha barra puede ser expresado de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$S_i = \sum_{j=1}^l S_i^{\rho_j} \quad (4.33)$$

Donde: $S_i^{\rho_j}$, es la potencia aparente inyectada o consumida por el agente en dicha barra y ρ_j , parámetro que indica si el agente es una carga ($\rho_j = L_j$) o un generador ($\rho_j = G_j$), l , es el número de agentes conectados a la barra “ i ”.

El costo asignado al agente “ j ” conectado en la barra “ i ”, puede ser prorrateado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$C_{km}^{A_j} = \frac{S_i^{\rho_j}}{S_i} C_{km}^i$$

Donde $S_i^{\rho_j}$, es la potencia aparente del agente ρ_j , S_i , es la potencia aparente total en la barra “ i ” y C_{km}^i , es el costo total asignado a la barra “ i ” por el uso de la línea “ $k-m$ ”.

4.4. Análisis y discusión de resultados

El método propuesto fue implementado en dos sistemas de prueba: un caso base de 4 barras y un sistema IEEE 30 barras. Los resultados numéricos fueron comparados con los resultados obtenidos con los métodos: Postage stamp method (PSM), método Z_{bus}^{avg} , Proportional Sharing (PS) Method [76] y en método reportado en [74], demostrando la viabilidad y efectividad de la metodología.

4.4.1. Sistema 4 barras

El sistema de prueba de 4 barras mostrado en la figura 1, consta de 2 generadores (G_1 y G_2), dos cargas (L_3 y L_4) y 5 líneas de transmisión [74].

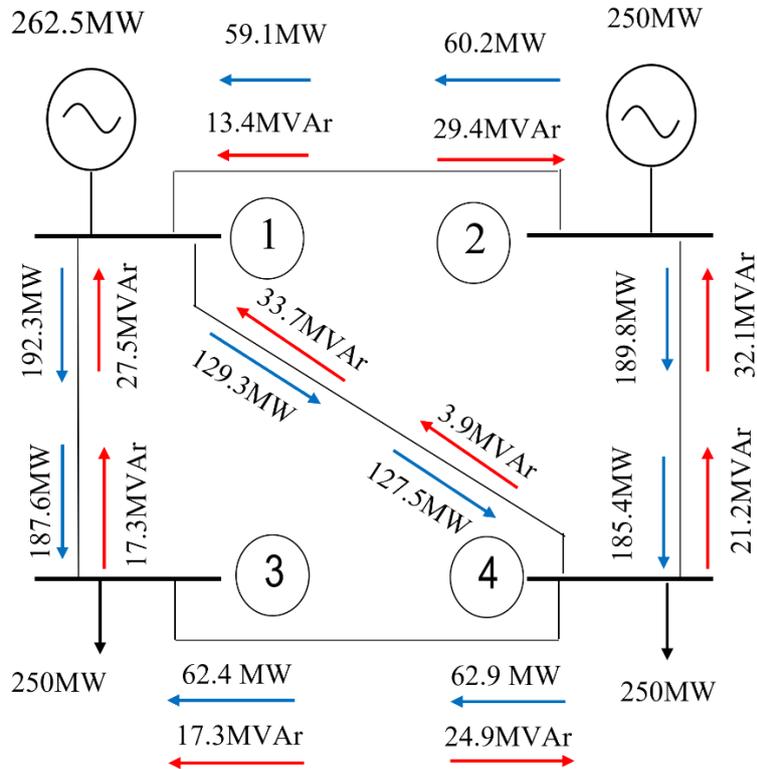


Figura 1: Sistema de prueba 4 barras

En la figura 1, se muestra la dirección de los flujos dominantes de la potencia activa a través de todas y cada una de las líneas de transmisión del sistema 4 barras utilizado para demostrar la aplicabilidad del método propuesto.

En la tabla 1, se compara los resultados numéricos de la asignación de costos en el sistema de transmisión obtenidos mediante el método propuesto con otros métodos reportados en la literatura técnica. En la tabla 1, el Postage stamp method (PSM), asigna el mismo costo a cada agente en las diferentes líneas. A pesar de que este método se está utilizando en diferentes mercados reales, no garantiza la eficiencia económica, dado que no considera la distribución de los flujos de potencia a través de la red, en su proceso de asignación. El Proportional Sharing (PS) Method, solo considera a los agentes que estén directamente conectados en el proceso de asignación de costos de una determinada línea. Con este método no es posible considerar el efecto de los loop flows en los costos asignados. Esto se puede ver claramente, por ejemplo, en las líneas 1—2 y 1—3, en las que no se

consideran al generador conectado en la barra 1 y ni a la carga conectado en la barra 4, respectivamente.

El método Z_{bus}^{avg} asigna mayor participación en los costos a los agentes que están directamente conectados con la línea, mientras que a los demás agentes les asigna participaciones muy semejantes. Esto no podría ser implementado en mercados reales en los que el regulador fija el porcentaje de costos de las líneas que deben ser cubiertos por los generadores y por las cargas. Por ejemplo, si analizamos la línea “1—2”, los generadores son responsables del 76% y las cargas del 24%, de los costos totales de dicha línea. Estas proporciones varían de línea a línea.

Line	Método	Generators (\$/h)		Load (\$/h)		Total
		Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	
1--2	Z_{bus}^{avg}	27.51	46.29	11.65	11.55	97
	PS	----	48.50	30.43	18.07	97
	PSM	25.15	23.95	23.95	23.95	97
	[74]	6.13	42.37	30.83	17.67	97
	PM	9.39	39.11	29.80	18.70	97
1--3	Z_{bus}^{avg}	26.99	11.73	46.56	11.72	97
	PS	41.24	7.26	48.50	----	97
	PSM	25.15	23.95	23.95	23.95	97
	[74]	26.76	21.74	30.21	18.28	97
	PM	26.78	21.72	30.11	18.39	97
1--4	Z_{bus}^{avg}	35.63	13.33	13.77	34.27	97
	PS	41.24	7.26	8.12	40.38	97
	PSM	25.15	23.95	23.95	23.95	97
	[74]	30.83	17.67	18.50	30.00	97
	PM	30.77	17.73	18.84	29.66	97
2--4	Z_{bus}^{avg}	12.43	46.19	12.04	26.34	97
	PS	----	48.50	8.12	40.38	97
	PSM	25.15	23.95	23.95	23.95	97
	[74]	18.73	29.77	22.52	25.98	97
	PM	18.74	29.76	22.57	25.93	97
3--4	Z_{bus}^{avg}	11.77	11.33	47.41	26.49	97
	PS	18.94	29.56	48.50	----	97
	PSM	25.15	23.95	23.95	23.95	97
	[74]	18.76	29.74	43.35	5.15	97
	PM	19.47	29.03	39.90	8.60	97

Tabla 1. Asignación de costos de transmisión entre generadores y cargas.

El método propuesto y el método reportado en [74], son consistentes con la topología de la red y con la dirección de flujos dominantes. La principal diferencia es que, el método reportado en [74], solo considera los flujos de potencia activa en la asignación de los costos de todas y cada una de las líneas de transmisión, modelando a los generadores

como fuentes de corriente compleja, mientras que a las cargas como sumideros de corriente compleja. En cambio, en el método propuesto los costos son asignados en base a los flujos de potencia aparente modelando a los generadores como fuentes de potencia compleja, y a las cargas como sumideros de potencia compleja.

El método propuesto no solo considera el efecto de la potencia reactiva/activa en los flujos de potencia activa/reactiva, sino también, considera el efecto de los loop flows en el proceso de asignación de costos. Esto se puede ver claramente en la línea 1—2, en la que el método propuesto asigna una importante participación al generador conectado en la barra 1, a pesar de que los resultados de flujo de potencia demuestran claramente que el flujo aparente dominante está establecido de la barra 2 a la barra 1.

Línea	Generador (%)		Carga (%)		U_{km} (%)	S_{km} (MVA)
	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4		
1--2	9.69	40.31	30.72	19.28	100	60.99
1--3	27.61	22.39	31.04	18.96	100	194.21
1--4	31.72	18.28	19.43	30.57	100	133.99
2--4	19.32	30.68	23.26	26.74	100	193.19
3--4	20.07	29.93	41.13	8.87	100	67.71

Tabla 2. Uso físico de las líneas asignados a cada agente.

En la tabla 2, se muestra el uso físico por línea asignado a los diferentes agentes del sistema en estudio, además, el flujo aparente dominante para cada línea.

A pesar de que la carga en la barra 3 y la carga en la barra 4, tienen la misma demanda de potencia activa, esto hace suponer que tendrían la misma responsabilidad en los costos de la línea 3—4, como lo muestra claramente el Método PSM (ver tabla 1), sin embargo, en los resultados reportados por el Método Propuesto, la carga conectada en la barra 4, solo es responsable del 8.9% de los costos totales de dicha línea. A pesar de la fuerte demanda de energía de la carga en la barra 4, se le asigna una baja participación en el uso de la red (ver tabla 2), mostrándose claramente que dicha carga está en una ubicación eléctrica estratégica. Esto demuestra que el Método Propuesto es más coherente eléctricamente que el método PSM. Por otro lado, el método reportado en [74], asigna menor responsabilidad en los costos a la carga en la barra 4, que el Método Propuesto (ver tabla 1), esto se debe a que el método en [74], el cálculo del uso de la red está basado en los flujos de potencia activa, ignorando los flujos de potencia reactiva, mientras que en el Método Propuesto el uso de la red se calcula en base a los flujos de potencia aparente, siendo el método propuesto una extensión y mejora del método en [74].

4.4.2. Sistema 30 barras

Para una mejor ilustración, el método propuesto fue implementado en el sistema IEEE 30 barras. El sistema está formado por 6 generadores y 41 líneas de transmisión. Los datos técnicos de los generadores y cargas, para un punto de operación conocido, son obtenidos a partir de los resultados de flujo de potencia, los cuales se muestran en la tabla 3. Los datos técnicos de las líneas de transmisión se muestran en la tabla 4.

Bus	V(pu)	Âng (g)	Pg MW	Qg Mvar	Pc MW	Qc MVar	bsh
1	1.060	0.00	261	-20.2	0	0	0
2	1.043	-5.49	40	43.8	21.7	12.7	0
3	1.027	-8.06	0	0	2.4	1.2	0
4	1.012	-9.73	0	0	7.6	1.6	0
5	1.01	-14.36	0	35	94.2	19	0
6	1.014	-11.41	0	0	0	0	0
7	1.002	-13.15	0	0	22.8	10.9	0
8	1.01	-12.10	0	27	30	30	0
9	1.036	-14.68	0	0	0	0	0
10	1.026	-16.39	0	0	5.8	2	20
11	1.082	-14.68	0	23.8	0	0	0
12	1.034	-15.70	0	0	11.2	7.5	0
13	1.071	-15.70	0	28.2	0	0	0
14	1.019	-16.62	0	0	6.2	1.6	0
15	1.015	-16.70	0	0	8.2	2.5	0
16	1.023	-16.28	0	0	3.5	1.8	0
17	1.019	-16.57	0	0	9	5.8	0
18	1.006	-17.31	0	0	3.2	0.9	0
19	1.004	-17.48	0	0	9.5	3.4	0
20	1.009	-17.27	0	0	2.2	0.7	0
21	1.012	-16.85	0	0	17.5	11.2	0
22	1.013	-16.83	0	0	0	0	0
23	1.004	-17.07	0	0	3.2	1.6	0
24	0.999	-17.20	0	0	8.7	6.7	4.3
25	0.991	-16.68	0	0	0	0	0
26	0.973	-17.12	0	0	3.5	2.3	0
27	0.996	-16.08	0	0	0	0	0
28	1.01	-12.02	0	0	0	0	0
29	0.975	-17.38	0	0	2.4	0.9	0
30	0.963	-18.32	0	0	10.6	1.9	0
Total			301.0	137.7	283.4	126.2	24.3

Tabla 3: Resultados de flujo de potencia

De	Para	r(pu)	x(pu)	bsh(pu)
1	2	0.0192	0.0575	0.0528
1	3	0.0452	0.1852	0.0408
2	4	0.0570	0.1737	0.0368
3	4	0.0132	0.0379	0.0084
2	5	0.0472	0.1983	0.0418
2	6	0.0581	0.1763	0.0374
4	6	0.0119	0.0414	0.0090
5	7	0.0460	0.1160	0.0204
6	7	0.0267	0.0820	0.0170
6	8	0.0120	0.0420	0.0090
6	9	0.0000	0.2080	0.0000
6	10	0.0000	0.5560	0.0000
9	11	0.0000	0.2080	0.0000
9	10	0.0000	0.1100	0.0000
4	12	0.0000	0.2560	0.0000
12	13	0.0000	0.1400	0.0000
12	14	0.1231	0.2559	0.0000
12	15	0.0662	0.1304	0.0000
12	16	0.0945	0.1987	0.0000
14	15	0.2210	0.1997	0.0000
16	17	0.0824	0.1923	0.0000
15	18	0.1073	0.2185	0.0000
18	19	0.0639	0.1292	0.0000
19	20	0.0340	0.0680	0.0000
10	20	0.0936	0.2090	0.0000
10	17	0.0324	0.0845	0.0000
10	21	0.0348	0.0749	0.0000
10	22	0.0727	0.1499	0.0000
21	22	0.0116	0.0236	0.0000
15	23	0.1000	0.2020	0.0000
22	24	0.1150	0.1790	0.0000
23	24	0.1320	0.2700	0.0000
24	25	0.1885	0.3292	0.0000
25	26	0.2544	0.3800	0.0000
25	27	0.1093	0.2087	0.0000
28	27	0.0000	0.3960	0.0000
27	29	0.2198	0.4153	0.0000
27	30	0.3202	0.6027	0.0000
29	30	0.2399	0.4533	0.0000
8	28	0.0636	0.2000	0.0428
6	28	0.0169	0.0599	0.0130

Tabla 4: Datos técnicos de línea

En la metodología propuesta asumimos 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 la participación de cada agente en los flujos de potencia compleja a través de la línea en cuestión, el cual está reflejado en el uso físico que hace cada agente de la línea. El uso que hace un agente de una determinada línea puede ser cuantificado mediante la ecuación (27) o (28), dependiendo si el agente es un generador o una carga, y están reportados en la tabla 5.

De acuerdo con la tabla 3 podemos observar que los generadores 1 y 2 son fuentes de potencia compleja, mientras que los generadores 5, 8, 11 y 13 solo inyectan potencia reactiva (compensador síncrono). Los compensadores síncronos para el punto de operación conocido, pueden ayudar a reducir las pérdidas eléctricas, manteniendo la tensión dentro de los límites técnicos permitidos, si es que estos actúan como compensadores reactivos, por el contrario, si actúan como generadores de potencia reactiva destinados a cubrir la demanda de potencia reactiva, pueden afectar la eficiencia del sistema, porque técnicamente no es conveniente transportar potencia reactiva a grandes distancias (incrementan las pérdidas eléctricas).

Bus	Generador (%)	Bus	Carga (%)
1	29.59	2	1.81
2	6.45	3	0.20
5	1.80	4	0.56
8	2.39	5	9.12
11	3.94	7	2.56
13	5.84	8	5.12
		10	1.12
		12	2.49
		14	1.88
		15	2.13
		16	0.79
		17	2.21
		18	0.92
		19	2.76
		20	0.57
		21	5.04
		23	1.02
		24	2.89
		25	0.00
		26	1.73
		29	0.94
		30	4.11
U_T	50.00		50.00

Tabla 5. Uso físico de las líneas asignados entre generadores y cargas

En la tabla 6, se muestran los resultados numéricos de los costos asignados entre los generadores del sistema IEEE 30 barras, obtenidos mediante el método propuesto y

comparados con los resultados obtenidos con otros métodos reportados en la literatura técnica. En los resultados, podemos notar claramente que, sin importar el método de asignación, el generador conectado en la barra 1, asume la mayor responsabilidad en los costos asignados entre los generadores. Esto está de acuerdo con los resultados de flujo de potencia, en las que se puede ver que este generador aporta con el 87% de la potencia activa total demandada.

Generator	Z_{bus}^{avg}	PS	PSM	[74]	PM
1	1312.94	2475.07	1764.30	1420.26	2490.02
2	284.61	1092.93	888.33	679.99	560.89
5	144.89	----	379.03	399.79	121.77
8	51.87	230.36	540.16	799.68	166.01
11	452.25	165.66	276.71	353.33	305.59
13	471.56	145.48	260.97	456.45	465.22
Total	2718.12	4109.50	4109.50	4109.50	4109.50

Tabla 6. Costos asignados entre generadores

El segundo generador con mayor participación en los costos asignados de acuerdo al método reportado en [74], es el compensador reactivo conectado en la barra 8, con un costo de 799.68\$/h, lo cual es discordante por dos razones: la primera, de acuerdo a los resultados del flujo de potencia, dicho generador solo aporta con el 16.6% de la potencia reactiva inyectado al sistema, y la segunda, de acuerdo a los resultados mostrados en la tabla 5, este generador sola hace uso del 2.39% de la capacidad total de la red del sistema IEEE 30 barras. Estas dos razones, están mejor reflejadas en el Método Propuesto, quien asigna un costo de 166.01\$/h a dicho generador. A pesar de la fuerte participación en la potencia reactiva inyectada por el generador en la barra 8, el Método Propuesto, asigna una baja participación en el uso y en los costos, esto implica que dicho generador se encuentra en una ubicación estratégica, siendo toda su potencia consumida entre las demandas ubicados en las barras eléctricamente más cercanas. A pesar que estos dos métodos se basan en los mismos principios, el Método Propuesto es más coherente en términos eléctrico que el método reportado en [74].

En la tabla 7, se muestra los costos asignados entre las cargas del sistema IEEE 30 barras. En esta tabla, podemos observar que, el método PS excluye a algunos agentes en el proceso de asignación de costos. En esta tabla podemos ver que, de acuerdo con el Método Propuesto, la carga conectada en la barra 5, es la principal responsable de los costos de la red, asignándole una participación de 16.5% de los costos totales (680.03\$/h). Esto está de acuerdo con los valores de uso asignadas entre las cargas reportados en la tabla 5.

Además, de acuerdo con la tabla 3, esta carga concentra el 31% de la potencia compleja total demanda (96.1MW/h de 310.23MW/h). Por otro lado, a pesar de que la carga conectado en la barra 30, tan solo requiere el 10.7% de potencia total demanda, el método propuesto en [74], asigna un costo de 747.53\$/h, e incluso mayor que el costo asignado mediante el método propuesto a la carga conectada en la barra 5, esto se debe a que el método en [74], no considera los flujos de potencia reactiva en el proceso de asignación de costos.

Load	Z_{bus}^{avg}	PS	PSM	[74]	PM
2	107.30	----	344.52	96.32	147.17
3	26.53	8.58	38.10	20.11	16.55
4	79.39	59.17	120.66	70.42	45.25
5	410.84	202.17	1105.65	317.43	680.03
7	258.61	123.83	361.99	232.15	189.40
8	44.46	----	476.30	340.09	369.22
10	91.11	209.47	92.08	97.45	92.01
12	220.28	151.73	177.82	197.62	197.99
14	254.12	99.35	98.42	151.06	156.83
15	230.40	183.47	130.19	168.00	169.25
16	68.53	49.71	55.57	62.95	62.48
17	154.33	242.21	142.89	177.30	165.73
18	101.12	66.61	50.81	86.26	71.64
19	285.04	322.52	150.83	236.72	208.72
20	60.63	40.13	34.93	47.16	45.16
21	377.65	297.83	277.84	415.76	356.67
23	104.11	63.08	50.81	87.50	82.02
24	219.32	411.93	138.13	226.78	225.26
26	487.64	505.75	55.57	196.40	187.56
29	303.01	93.54	38.10	134.49	112.60
30	1616.45	978.42	168.29	747.53	527.94
Total	5500.87	4109.50	4109.50	4109.50	4109.50

Tabla 7: Asignación de costos de sistema de transmisión entre cargas

La importante participación en los costos asignados a la carga conectada en la barra 30, por el método reportado en [74], el método Z_{bus}^{avg} y el Método Propuesto, se debe principalmente a la gran distancia eléctrica que existe entre los generadores y dicha carga, haciendo que los flujos de potencia recorran mayores distancias antes de llegar al punto de consumo, además, de acuerdo a la tabla 4, podemos observar que las líneas que conectan con la barra 30, se caracterizan por sus elevadas reactancias y en consecuencia altos costos.

Generator	Z_{bus}^{avg}	PS	PSM	[74]	PM
1	20.83	37.31	24.90	5.76	28.16
2	6.25	20.46	12.54	0.72	5.36
5	14.26	----	5.35	24.32	15.17

8	0.51	0.23	7.62	15.27	3.52
11	2.53	----	3.91	6.65	2.85
13	1.67	----	3.68	5.28	2.93
Total	46.05	58.00	58.00	58.00	58.00

Tabla 8. Costos de la línea “5—7” asignados entre los generadores

En las tablas 8 y 9, se hace una comparación en la asignación de costos de la línea “5—7” entre generadores y cargas mediante los métodos Z_{bus}^{avg} , PS, PSM, el método reportado en [74], y el Método Propuesto. A partir de los resultados del flujo de potencia, se pudo establecer la dirección de los flujos dominantes. Basados en ello, los agentes con mayor participación en los costos de la línea “5—7”, serán aquellos agentes que hacen mayor uso de esta línea (siendo los generadores conectados en las barras 1, 2, 5 y las cargas conectadas en las barras 5, 7 y 8). Esto está de acuerdo con los resultados obtenidos mediante el Método Propuesto, sin embargo, en la tabla 9, podemos observar que el método reportado en [74], asigna una importante participación al generador conectado en la barra 8. Si analizamos, la barra 8, podemos observar que toda la potencia reactiva inyectada por el generador 8 (27MVA_r), es directamente consumida por la carga conectada en dicha barra (30MVA_r), por lo tanto, el generador 8, debería tener baja participación en la asignación de costos por el uso de la línea “5—7”. Mostrándose la principal ventaja del Método Propuesto con respecto al método reportado en [74], Por otro lado, podemos observar que, a pesar de que en la barra 5, se encuentra conectado un compensador síncrono con inyección de potencia neta de 16MVA_r, el método PS asigna participación nula, haciendo que los costos de dicha línea, sean asumidos íntegramente por la carga conectada en esta barra. Mientras que, los métodos Z_{bus}^{avg} , el método reportado en [74] y el Método Propuesto asignan importante participación al generador y carga de la barra 5, en los costos de la línea “5—7”, esto está más acorde, dado que estos agentes están directamente conectados a esta línea de transmisión

Load	Z_{bus}^{avg}	PS	PSM	[74]	PM
2	2.36	----	4.86	0.76	1.28
3	0.10	----	0.54	0.21	0.13
4	0.40	----	1.70	0.84	0.35
5	40.46	58.00	15.60	29.65	33.56
7	13.08	----	5.11	6.93	5.58
8	0.44	----	6.72	4.73	5.35
10	0.77	----	1.30	0.69	0.56
12	1.11	----	2.51	1.35	1.34
14	0.64	----	1.39	0.64	0.47
15	0.89	----	1.84	0.88	0.69
16	0.39	----	0.78	0.43	0.38

17	1.13	----	2.02	1.19	1.18
18	0.37	----	0.72	0.46	0.28
19	1.16	----	2.13	1.28	0.92
20	0.28	----	0.49	0.26	0.20
21	2.25	----	3.92	2.61	2.36
23	0.38	----	0.72	0.45	0.36
24	1.14	----	1.95	1.25	1.33
26	0.52	----	0.78	0.51	0.50
29	0.38	----	0.54	0.45	0.26
30	1.70	----	2.38	2.43	0.94
Total	69.95	58.00	58.00	58.00	58.00

Tabla 9. Costos de la línea “5—7” asignados entre las cargas.

De acuerdo a los resultados mostrados en la tabla 5, el uso asignado a las cargas conectadas en la barra 2 y barra 14, son muy similares, por lo tanto, se debería tener similar participación en los costos asignados, tal como lo muestra el método en [74], sin embargo, el Método Propuesto, asigna mayor participación a la carga en la barra 2 que a la carga en la barra 14, esto se debe a principalmente al factor de potencia (ver tabla 3)

De acuerdo con los resultados mostrados en este artículo, modelar a los agentes como fuentes o eyecciones de potencia compleja permite estudiar el efecto del factor de potencia, el acoplamiento y efecto cruzado que existe entre potencia activa y reactiva en el proceso de asignación de costos. Dado que, los flujos de potencia reactiva tienen un efecto en los flujos de potencia activa y los flujos de potencia activa afectan los flujos de potencia reactiva. Para que un método sea equitativo, justo y transparente debe considerar estos factores, y demás, las características técnicas del sistema, en su proceso de asignación de costos.

La principal ventaja del Método Propuesto es que está basado en magnitudes físicas (potencia activa y reactiva) que el regulador del mercado utiliza para establecer las tarifas eléctricas a ser pagadas o cobradas, dependiendo si el agente es un generador o un consumidor. Además, es consistente con las leyes de Kirchhoff y satisface los axiomas fundamentales de un proceso de asignación justa y transparente: coherencia económica e isonomía.

4.5. Conclusiones

En este artículo se proponen dos principales innovaciones que mejoran el performance en la asignación de costos del sistema de transmisión del método reportado en [74]. Primero, los agentes son modelados como inyecciones o eyecciones de potencia complejas, es decir

en base a su potencia activa y reactiva inyectada o consumida, dependiendo si son generadores o cargas, respectivamente. Estas magnitudes físicas son usadas por el regulador de mercado para establecer las tarifas eléctricas por el uso físico de la red.

Segundo, el uso de la red es calculado en función a la potencia aparente del agente.

El método propuesto, proporciona una solución más justa al problema de asignación de costos del sistema de transmisión, porque refleja adecuadamente el uso físico de la red por parte de cada uno de los agentes, y además son consistentes con los resultados del flujo de potencia, pérdidas eléctricas y las características técnicas de la red.

El método propuesto es fácil de entender e implementar, y no requiere fuertes recursos de procesamiento computacional convirtiéndolo en un fuerte candidato para aplicaciones en mercados reales.

CAPITULO V: CONCLUSIONES GENERALES

En esta tesis abordamos tres de los principales paradigmas que enfrenta el sistema de transmisión dentro de un ambiente desregulado:

En el capítulo II, se discuten las ventajas y desventajas de los principales métodos reportados en la literatura técnica, aplicados a los problemas de asignación de potencia reactiva, como parte del servicio auxiliar llamado “soporte reactivo”. En este capítulo, proponemos una nueva metodología para la asignación de potencia reactiva. La metodología propuesta está basada en el Método Aumann-Shapley de la teoría de juegos en combinación con la teoría de circuitos. El método fue aplicado en dos casos base: el sistema 5 barras y el sistema IEEE 30 barras. La principal ventaja del método propuesto frente a los métodos utilizados para validar los resultados numéricos obtenidos es que, modela a las líneas como fuentes de potencia reactiva, permitiendo cuantificar el efecto capacitivo de la línea como parte del soporte reactiva. Los resultados obtenidos para el sistema IEEE 30 barras, muestran que las líneas inyectan el 15.9% de la potencia reactiva total demandada, por lo tanto, las líneas pueden ser considerados como fuentes de soporte reactivo.

En el capítulo III, se discutieron las principales ventajas y desventajas de algunos de métodos utilizados en la asignación de perdidas en el sistema de transmisión dentro de un ambiente desregulado. En este capítulo, proponemos una nueva metodología para la asignación de perdidas. La metodología está basada en el Método Aumann-Shapley de la teoría de juegos en combinación con la teoría de circuitos. El método propuesto modela a los agentes como fuentes o sumideros de potencia compleja, dependiendo si son generadores o cargas, respectivamente. La metodología propuesta, muestra claramente que la potencia activa y reactiva son dos manifestaciones del mismo fenómeno y, por lo tanto, no se deben desagregar en el proceso de asignación, dado que los flujos de potencia activa afectan en las perdidas reactivas y que los flujos de potencia reactiva tienen un efecto en las perdidas activas. Entonces, la principal ventaja del método propuesto es que permite estudiar el efecto de la diferencia de fase de las tensiones entre las barras que forman la línea, el acoplamiento y el efecto cruzado de la potencia activa y reactiva en las perdidas complejas. Además, el modelo matemático propuesto permitió discretizar de una

forma simple, el efecto de la potencia activa en las pérdidas reactivas y el efecto de la potencia reactiva en las pérdidas activas.

En el capítulo IV, proponemos un nuevo método para la asignación de costos del sistema de transmisión en un ambiente desregulado. Las principales ventajas del método propuesto con relación a los otros métodos discutidos en este capítulo es que: modela a los agentes como inyecciones o eyecciones de potencia compleja, dependiendo si son generadores o cargas, para obtener la matriz Z_{bus} modificada. La cual es acoplada al método de Aumann-Shapley de la teoría de juegos cooperativo, para calcular el uso que hace cada agente del sistema de transmisión. El uso de la red por parte de un determinado agente está definido en base a su potencia aparente. Los resultados numéricos obtenidos por el método propuesto muestran claras ventajas en términos de coherencia económica, estabilidad, consistencia con los flujos de potencia y reflejan las características de la red, convirtiéndolo en un fuerte candidato para implementado en mercados reales.

CAPÍTULO VI: TRABAJOS FUTUROS

El trabajo presentado en esta tesis proporciona una base sólida para utilizar la teoría de juegos en la asignación de pérdidas, costos y potencia reactiva del sistema de transmisión dentro de un ambiente desregulado. Sin embargo, hay varias oportunidades para futuras investigaciones.

En el capítulo II proponemos el uso del método de Aumann – Shapley para la asignación de potencia reactiva, el cual muestra un proceso isonómico y estable para un punto de operación del sistema, sin embargo, el método propuesto no contempla las fluctuaciones en los flujos de potencia, por ende, no puede ser aplicado en tiempo real en sistemas que predominen fuentes de generación con energías renovables no convencionales. Abriéndose oportunidades de investigación en esta área.

En los capítulos III y IV, el método propuesto asigna en forma eficiente las pérdidas y costos entre todos y cada uno de los agentes que utilizan las líneas de transmisión, sin embargo, el modelo propuesto es aplicado en un punto de operación del sistema y no considera variaciones de voltaje ni violaciones de los límites de operación. Para tal efecto se recomienda incorporar estrategias de gestión de la demanda, sistemas de generación distribuida, congestión en las líneas de transmisión y fuentes de energía renovable, al modelo propuesto [77].

BIBLIOGRAFÍA

- [1] I. J. Pérez-Arriaga, Ed., *Regulation of the Power Sector*. London: Springer-Verlag, 2013. Accessed: Jan. 16, 2019. [Online]. Available: [//www.springer.com/us/book/9781447150336](http://www.springer.com/us/book/9781447150336)
- [2] K. Bhattacharya, M. H. J. Bollen, and J. E. Daalder, *Operation of Restructured Power Systems*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [3] Francisco Javier Rubio Odériz, ‘Metodología de asignación de costes de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia’, Universidad Pontificia Comillas, 1999. Accessed: Jan. 19, 2019. [Online]. Available: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_tesis_doctorado.php.es?id=54
- [4] Alberto Nuñez Fernández, ‘Regulación vs liberalización: evaluación de la transición a la competencia en el sector eléctrico. Aplicación práctica al caso español’, Universidad Pontificia Comillas, 2010. Accessed: Jan. 19, 2019. [Online]. Available: https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_tesis_doctorado.php.es?id=10030
- [5] J. E. Luyo, *El Mercado Eléctrico Real y sus Fallas. Fundamentos y experiencias en Perú y Latinoamérica*. Germany: Editorial VDM Verlag, 2016.
- [6] A. Kazemi and H. Andami, ‘FACTS devices in deregulated electric power systems: a review’, in *2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings*, Apr. 2004, vol. 1, pp. 337–342. doi: 10.1109/DRPT.2004.1338518.
- [7] Fereidoon Sioshansi and Wolfgang Pfaffenberger, *Electricity Market Reform: An International Perspective*. Great Britain: Elsevier Ltd, 2006. Accessed: Jan. 20, 2019. [Online]. Available: <https://www.elsevier.com/books/electricity-market-reform/sioshansi/978-0-08-045030-8>
- [8] P. L. Joskow, ‘Lessons Learned from Electricity Market Liberalization’, *Energy J.*, vol. Volume 29, no. Special Issue #2, pp. 9–42, 2008.
- [9] Mohammad Shahidehpour, M. Alomoush, *Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading, and Volatility*. CRC Press, 2001. Accessed: Jan. 23, 2019. [Online]. Available: <https://www.crcpress.com/Restructured-Electrical-Power-Systems-Operation-Trading-and-Volatility/Shahidehpour-Alomoush/p/book/9780824706203>
- [10] J. W. M. Lima, M. V. F. Pereira, and J. L. R. Pereira, ‘An integrated framework for cost allocation in a multi-owned transmission system’, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 2, pp. 971–977, May 1995, doi: 10.1109/59.387941.
- [11] Rohit Bhakar; V. S. Sriram; Narayana Prasad Padhy; Hari Om Gupta, ‘Probabilistic Game Approaches for Network Cost Allocation.’, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 51–58, 2010.
- [12] Shrestha, G. B., and P. A. J. Fonseka, ‘Congestion-driven transmission expansion in competitive power markets’, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1658–1665, 2004.
- [13] Jin Zhong, ‘On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets’, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003. Accessed: Feb. 04, 2019. [Online]. Available: <https://research.chalmers.se/publication/394>
- [14] K. Bhattacharya and J. Zhong, ‘Reactive power as an ancillary service’, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 2, pp. 294–300, May 2001, doi: 10.1109/59.918301.

- [15] Teng, Jen-Hao, 'Power flow and loss allocation for deregulated transmission systems', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 327–333, 2005.
- [16] M. A. B. Zammit, D. J. Hill, and R. J. Kaye, 'Designing ancillary services markets for power system security', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 675–680, May 2000, doi: 10.1109/59.867158.
- [17] Khan, Baseem, Ganga Agnihotri, and Anuprita S. Mishra, 'An Approach for Transmission Loss and Cost Allocation by Loss Allocation Index and Co-operative Game Theory', *Journal Inst. Eng. India Ser. B*, vol. 97, no. 1, pp. 41–46, 2016.
- [18] J. M. Z. Cid, 'Asignación de costos de transmisión vía juegos cooperativos y formación de coaliciones', Tesis Doctoral, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2002.
- [19] M. Ilic, F. Galiana, and L. Fink, *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [20] Hernandez, J. Horacio Tovar, Miguel Jimenez-Guzman, and Guillermo Gutierrez-Alcaraz., 'Ancillary reactive power service allocation cost in deregulated markets: a methodology', *International J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 27, no. 5–6, pp. 371–378, Jul. 2005.
- [21] J. W. Lamont and J. Fu, 'Cost analysis of reactive power support', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 890–898, Aug. 1999, doi: 10.1109/59.780900.
- [22] Huang, Garng M., and H. Zhang, 'Pricing of generators reactive power delivery and voltage control in the unbundled environment', 2000, vol. 4, pp. 2121–2126. Accessed: Mar. 04, 2019. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/866974/>
- [23] Dai, Y., Ni, Y. X., Shen, C. M., Wen, F. S., Han, Z. X., & Wu, F. F, 'A study of reactive power marginal price in electricity market', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 1, pp. 41–48, 2001.
- [24] Y. Dai *et al.*, 'A cost allocation method for reactive power service based on power flow tracing', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 64, no. 1, pp. 59–65, Jan. 2003, doi: 10.1016/S0378-7796(02)00147-5.
- [25] De, Mala, and Swapan K. Goswami., 'Reactive power cost allocation by power tracing based method', *Energy Convers. Manag.*, vol. 64, pp. 43–51, 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.06.013>.
- [26] A. J. Conejo, F. D. Galiana, and I. Kockar, 'Z-bus loss allocation', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 1, pp. 105–110, Feb. 2001, doi: 10.1109/59.910787.
- [27] Chu, Wen-Chen, Bin-Kwie Chen, and Chung-Hsien Liao, 'Allocating the costs of reactive power purchased in an ancillary service market by modified Y-bus matrix method', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 174–179, Feb. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2003.821425.
- [28] M. De and S. K. Goswami, 'Reactive support allocation using improved Y-bus matrix method', *IET Gener. Transm. Amp Distrib.*, vol. 5, no. 4, pp. 448–460, Apr. 2011, doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0209.
- [29] A. M. Marcelo de and R. B. P. Osvaldo R. Saavedra, 'Allocation of reactive power support based on a voltage source model', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 439–444.
- [30] X. Tan and T. T. Lie, 'Application of the Shapley Value on transmission cost allocation in the competitive power market environment', *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 1, pp. 15–20, Jan. 2002, doi: 10.1049/ip-gtd:20020005.

- [31] X. J. Lin, C. W. Yu, N. Xu, C. Y. Chung, and H. Wu, 'Reactive power service cost allocation using Aumann-Shapley method', *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 153, no. 5, pp. 540–546, Sep. 2006, doi: 10.1049/ip-gtd:20050527.
- [32] Y. P. M. Rodriguez, *Alocação das Cargas e das Perdas Complexas via Teoria dos Jogos*. Novas Edições Acadêmicas, 2018.
- [33] Y. P. Molina, R. B. Prada, and O. R. Saavedra, 'Complex Losses Allocation to Generators and Loads Based on Circuit Theory and Aumann-Shapley Method', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1928–1936, Nov. 2010, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2044425.
- [34] D. Kirschen and G. Strbac, 'Tracing active and reactive power between generators and loads using real and imaginary currents', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 4, pp. 1312–1319, Nov. 1999, doi: 10.1109/59.801890.
- [35] S. M. Abdelkader, 'Transmission Loss Allocation Through Complex Power Flow Tracing', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2240–2248, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907586.
- [36] E. D. Tuglie and F. Torelli, 'Nondiscriminatory system losses dispatching policy in a bilateral transaction-based market', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 992–1000, Nov. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.804993.
- [37] Qifeng Ding, 'Optimal meter placement and transaction-based loss allocation in deregulated power system operation', Texas A&M University, 2004. Accessed: Jan. 19, 2019. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/26898110_Optimal_meter_placement_and_transaction-based_loss_allocation_in_deregulated_power_system_operation
- [38] 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*, Jun. 2006, p. 10 pp.-. doi: 10.1109/PES.2006.1708900.
- [39] H. Wang, R. Liu, and W. Li, 'Transmission Loss Allocation Based on Circuit Theories and Orthogonal Projection', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 868–877, May 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2012189.
- [40] C. Unsihuay and O. R. Saavedra, 'Comparative studies on transmission loss allocation methods for competitive electricity markets', in *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, Jun. 2003, vol. 3, p. 7 pp. Vol.3-. doi: 10.1109/PTC.2003.1304457.
- [41] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, N. Alguacil, and A. L. Guijarro, 'Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, pp. 571–576, Aug. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.800894.
- [42] A. Enshaee and P. Enshaee, 'Approach to evaluate active loss contributions for transmission systems', *IET Sci. Meas. Amp Technol.*, vol. 10, no. 5, pp. 456–466, Aug. 2016, doi: 10.1049/iet-smt.2015.0205.
- [43] A. Enshaee and P. Enshaee, 'New reactive power flow tracing and loss allocation algorithms for power grids using matrix calculation', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 87, pp. 89–98, May 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.11.010.
- [44] J. Bialek, 'Tracing the flow of electricity', *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 143, no. 4, pp. 313–320, Jul. 1996, doi: 10.1049/ip-gtd:19960461.
- [45] J. S. Daniel, R. S. Salgado, and M. R. Irving, 'Transmission loss allocation through a modified Ybus', *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 152, no. 2, pp. 208–214, Mar. 2005, doi: 10.1049/ip-gtd:20041192.

- [46] Hsieh, Shih-Chieh, 'Fair transmission loss allocation based on equivalent current injection and Shapley value', in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Jun. 2006, p. 6. doi: 10.1109/PES.2006.1709309.
- [47] N. B. Dev Choudhury and S. K. Goswami, 'Artificial intelligence solution to transmission loss allocation problem', *Expert Syst. Appl.*, vol. 38, no. 4, pp. 3757–3764, Apr. 2011, doi: 10.1016/j.eswa.2010.09.035.
- [48] Kargarian, A., Raoofat, M., Mohammadi, M., & Rezazadeh, Z., 'Artificial intelligence-based loss allocation algorithm in open access environments', *Journal Energy Eng.*, vol. 140, no. 2, p. 04013021, 2013.
- [49] C. G. C. Correa, Y. P. M. Rodriguez, and J. L. Kuong, 'Asignación de Pérdidas y Costos del Sistema de Transmisión dentro de un Ambiente Desregulado', *TECNIA*, vol. 30, no. 2, Art. no. 2, Nov. 2020.
- [50] X. J. Lin, C. W. Yu, and C. Y. Chung, 'Pricing of reactive support ancillary services', *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 152, no. 5, pp. 616–622, Sep. 2005, doi: 10.1049/ip-gtd:20045268.
- [51] 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.
- [52] Ignacio J. Pérez-Arriaga, Luis Olmos, and Michel Rivier, 'Transmission Pricing', in *Financial Transmission Rights: Analysis, Experiences and Prospects*, London: Springer Science & Business Media, 2014, pp. 49–75.
- [53] M. Bachtiar Nappu, A. Arief, and R. C. Bansal, 'Transmission management for congested power system: A review of concepts, technical challenges and development of a new methodology', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 572–580, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.089.
- [54] D. A. Lima, A. Padilha-Feltrin, and J. Contreras, 'An overview on network cost allocation methods', *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 5, pp. 750–758, May 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.10.005.
- [55] Stamtzis, Georgios, 'Power transmission cost calculation in deregulated electricity market', Ph.D Thesis, Universität Duisburg-Essen, Duisburg and Essen, 2003.
- [56] Yang, Z., Zhong, H., Xia, Q., Kang, C., Chen, T., & Li, Y., 'A Structural Transmission Cost Allocation Scheme Based on Capacity Usage Identification', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 2876–2884, 2015.
- [57] R. Green, 'Electricity transmission pricing: an international comparison', *Util. Policy*, vol. 6, no. 3, pp. 177–184, Sep. 1997, doi: 10.1016/S0957-1787(97)00022-2.
- [58] F. C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [59] F. J. Rubio-Oderiz and I. J. Perez-Arriaga, 'Marginal pricing of transmission services: a comparative analysis of network cost allocation methods', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 448–454, Feb. 2000, doi: 10.1109/59.852158.
- [60] D. Shirmohammadi, X. V. Filho, B. Gorenstin, and M. V. P. Pereira, 'Some fundamental, technical concepts about cost based transmission pricing', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 1002–1008, May 1996, doi: 10.1109/59.496187.
- [61] Jiuping Pan, Y. Teklu, S. Rahman, and K. Jun, 'Review of usage-based transmission cost allocation methods under open access', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 4, pp. 1218–1224, Nov. 2000, doi: 10.1109/59.898093.
- [62] J. W. Marangon Lima, 'Allocation of transmission fixed charges: an overview', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 1409–1418, Aug. 1996, doi: 10.1109/59.535682.

- [63] Y. Meng, 'Transmission cost calculation for restructured electric power systems', masters, Memorial University of Newfoundland, 2007. Accessed: Nov. 04, 2019. [Online]. Available: <https://research.library.mun.ca/11032/>
- [64] F. D. Galiana, A. J. Conejo, and H. A. Gil, 'Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1425–1431, Nov. 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.818689.
- [65] A. J. Conejo, J. Contreras, D. A. Lima, and A. Padilha-Feltrin, 'Zbus Transmission Network Cost Allocation', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 342–349, Feb. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2006.889138.
- [66] Y. P. Molina, O. R. Saavedra, and C. Portugal, 'Allocation of transmission network cost using modified Zbus matrix', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 323–330, Dec. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.007.
- [67] J. Nikoukar, M. R. Haghifam, and A. Parastar, 'Transmission cost allocation based on the modified Z-bus', *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 31–37, Nov. 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.03.002.
- [68] S. POUYAFAR, M. TARAFDAR HAGH, and K. ZARE, 'Circuit-theory-based method for transmission fixed cost allocation based on game-theory rationalized sharing of mutual-terms', *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, Jan. 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0489-y.
- [69] Y. Tsukamoto and I. Iyoda, 'Allocation of fixed transmission cost to wheeling transactions by cooperative game theory', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 620–629, May 1996, doi: 10.1109/59.496131.
- [70] R. Bhakar, V. S. Sriram, N. P. Padhy, and H. O. Gupta, 'Transmission Embedded Cost Allocation in Restructured Environment: A Game-theoretic Approach', *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 37, no. 9, pp. 970–981, Aug. 2009, doi: 10.1080/15325000902918842.
- [71] J. M. Zolezzi and H. Rudnick, 'Transmission cost allocation by cooperative games and coalition formation', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1008–1015, Nov. 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.804941.
- [72] M. Junqueira, L. C. da Costa, L. A. Barroso, G. C. Oliveira, L. M. Thome, and M. V. Pereira, 'An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1532–1546, Nov. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.907133.
- [73] H. P. Young, 'Chapter 34 Cost allocation', in *Handbook of Game Theory with Economic Applications*, vol. 2, Elsevier, 1994, pp. 1193–1235. doi: 10.1016/S1574-0005(05)80066-9.
- [74] Y. P. Molina, O. R. Saavedra, and H. Amarís, 'Transmission Network Cost Allocation Based on Circuit Theory and the Aumann-Shapley Method', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4568–4577, Nov. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278296.
- [75] H. Amarís, Y. P. Molina, M. Alonso, and J. E. Luyo, 'Loss Allocation in Distribution Networks Based on Aumann–Shapley', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 6, pp. 6655–6666, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2844740.
- [76] J. Bialek, 'Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access', *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1185–1193, Aug. 1997, doi: 10.1109/59.630460.
- [77] D. Bhowmik and A. K. Sinha, 'Cost-based allocation model for hybrid power system considering solar, wind and thermal generations separately', *IET Gener. Transm. Amp Distrib.*, vol. 11, no. 18, pp. 4576–4587, Jun. 2017, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0305.

- [78] R. J. Aumann and L. S. Shapley, *Values of Non-Atomic Games*. Princeton University Press, 2015.
- [79] Larson, H. J., & Larson, H. J., *Introduction to probability theory and statistical inference*, 3rd ed. New York: Wiley, 1982.

ANEXOS

ANEXO 1: TEORÍA DE JUEGOS

En la figura 1 mostramos que: en la concepción actual del mercado eléctrico, el sistema de transmisión se ha convertido en el soporte físico. Permitiendo el transporte de energía desde los centros de producción hasta los puntos de consumo.

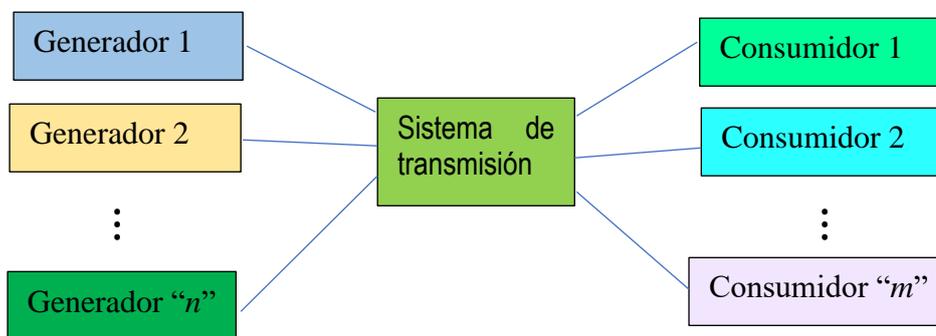


Figura 1. Esquema del mercado eléctrico

Dentro de un ambiente desregulado, interaccionan diferentes empresas de generación eléctrica con diferentes empresas consumidoras, a través del recurso con capacidad limitada de un tercer agente, el sistema de transmisión. Las transacciones energéticas usualmente son una mezcla entre “cooperación” y “competición”. La negociación de la compra de energía es “cooperativa”, ya que ambas partes quieren consumir la transacción, pero también “competitiva”, ya que cada parte quiere términos que sean más favorables para sí mismos y, por lo tanto, menos favorables para la otra parte. Dentro de la “teoría de juegos” las estrategias de interacción entre agentes del mercado eléctrico son considerados como “juegos”, y los participantes son llamados “jugadores”, y las ganancias de los jugadores son llamados “beneficios o pagos” [78].

Analizando el esquema mostrado en la figura 1, podemos observar que sin el respaldo del sistema de transmisión no sería posible la compra y venta de energía, ergo, no sería posible el desarrollo del mercado eléctrico.

En un mercado eléctrico formado por N jugadores (agentes). Estos agentes pueden agruparse de diferentes maneras, de acuerdo con sus propios intereses, formando *coaliciones*. Matemáticamente una coalición es un subconjunto, s , de un conjunto N , formado por todos los participantes en el juego. Las coaliciones son mutuamente excluyentes, es decir, no están permitidos los acuerdos entre un agente que pertenece a la coalición, s , con otro agente que pertenece al subconjunto $(N-s)$ [18]. La finalidad de formar coaliciones es que de esta manera se garantiza que el recurso asignado entre los agentes de la coalición es más eficiente que el valor asignado entre los agentes que actúan de manera independiente.

En un conjunto formado por N agentes existen 2^N diferentes coaliciones posibles. Destacándose la gran coalición, un conjunto formado por los N agentes, la coalición individual, formado por cada uno de los agentes y la coalición vacía, un subconjunto vacío. En general un conjunto formado por N elementos, pueden formar m coaliciones, de tal manera que $\delta = \{s_1, s_2, s_3, \dots, s_m\}$, representa la estructura de la coalición. Cada coalición está representado por una *función característica* (mínimo costo asociado a la coalición, $c(s)$), es decir a la coalición s_i le corresponde la función característica $c(s_i)$. El conjunto de pagos de los jugadores que forman una coalición está definido por la función pagos, $x = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_n\}$. Para que el proceso de asignación sea justo debe cumplir que

$$x(s_i) = \sum_{j \in s_i} x_j = c(s_i)$$

$$x_j < c(j)$$

Shapley plantea una expresión matemática que permite asignar los costos entre los agentes del mercado. Para la formulación matemática del método Valor de Shapley, supongamos que, el sistema está formado por una coalición de n jugadores, cuya función característica es conocida. Posteriormente se adiciona, un jugador a la vez, hasta formar la coalición (N) . El costo asignado a cada agente de la red puede ser calculado mediante:

$$c_i = \sum_{\Omega \subseteq N} P(\Omega) [c(\Omega \cup \{i\}) - c(\Omega)]$$

Donde:

$P(\Omega)$: Probabilidad de que ocurra la coalición Ω .

N : Conjunto de agentes que usan el servicio

$c(\Omega \cup \{i\})$: Costos debido a la incorporación del agente $\{i\}$

$c(\Omega)$: Costos debido a la coalición Ω

c_i : Costo asignado al agente $\{i\}$.

La probabilidad puede ser escrita como:

$$P(\Omega) = \frac{n_{\Omega}! (N - n_{\Omega} - 1)!}{N!}$$

Donde: n_{Ω} , número de agentes que forman la coalición, N , número de agentes del mercado eléctrico.

El principal problema del Método de valor de Shapley es que el esfuerzo computacional de incrementa exponencialmente con el aumento del número de agente del mercado

El problema del esfuerzo computacional fue resuelto en el Método Aumann-Shapley. En este método cada agente es dividido en partes infinitesimales del mismo tamaño, aplicando el Método Valor de Shapley a cada una de ellas. A primera vista, esto incrementaría el esfuerzo computacional, sin embargo, esto permite encontrar una solución analítica del problema de asignación de costos.

Consideramos dos agentes A y B , cuyas cantidades demandadas de un determinado producto son b_A y b_B . Como se mencionó en el párrafo anterior, los agentes son divididos en partes infinitesimales, como se muestra en el esquema representado en la figura 1 [32].

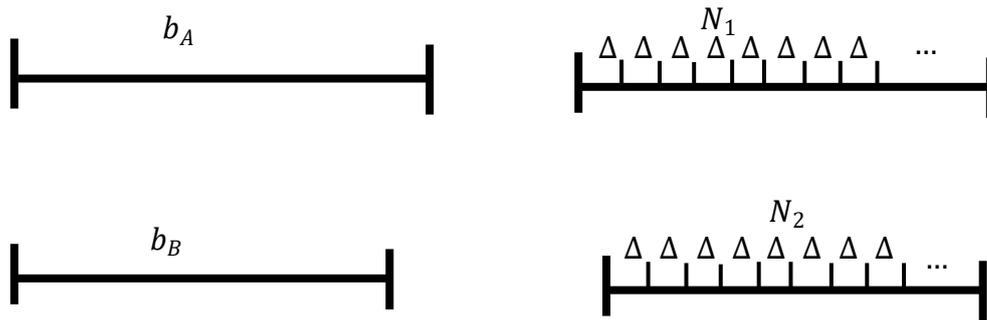


Figura 1: Esquema de la división infinitesimal de los agentes

Definimos $N = N_1 + N_2$ como el número total de subagentes obtenidos, estos podrían combinarse en diferentes maneras. cada una de estas combinaciones puede ser interpretadas como un camino en el espacio bidimensional, desde un punto anterior a la entrada de los agentes hasta el punto donde los dos agentes A y B ya entraron. En la figura 2, se ilustra el camino ABA, considerando los subagentes $N_1 = 2$ y $N_2 = 1$

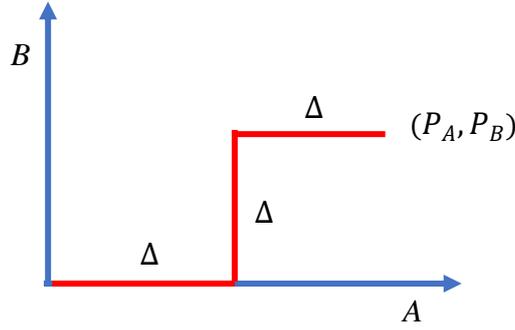


Figura 2: Camino ABA

Para cada camino α obtenido a partir de las combinaciones de los subagentes, un costo medio es obtenido. Por ejemplo, el costo marginal medio para el camino mostrado en la figura 2 seria:

$$\pi_A^\alpha = \frac{\left(\frac{\partial}{\partial x} c(\Delta, 0) \cdot \Delta + \frac{\partial}{\partial x} c(2\Delta, \Delta) \cdot \Delta \right)}{P_A}$$

$$\pi_B^\alpha = \frac{\left(\frac{\partial}{\partial y} c(\Delta, \Delta) \cdot \Delta \right)}{P_B}$$

Los coeficientes finales son obtenidos como una medida de los costos marginales del camino

$$\pi_A = \frac{\sum_\alpha \pi_A^\alpha}{N_\alpha} \quad (\text{A.1})$$

$$\pi_B = \frac{\sum_\alpha \pi_B^\alpha}{N_B} \quad (\text{A.2})$$

Observe que (A.1) y (A.2) pueden ser vistos como el valor esperado de una variable aleatoria en función de una distribución discreta. Además, cuando una cantidad de servicio de los subagentes tiende a cero ($\Delta \rightarrow 0$), el número de subagentes tiende al infinito ($N, N_1, N_2 \rightarrow \infty$).

para obtener el límite, debe calcularse π_A y π_B en forma no secuencial. Seleccionamos un punto del espacio bidimensional $(\tau_A$ y $\tau_B)$, tal que $0 < \tau_A < P_A$ y $0 < \tau_B < P_B$. Definimos $k_1 = \frac{\tau_A}{\Delta}$ y $k_2 = \frac{\tau_B}{\Delta}$, número de caminos que pasan por $(k_1\Delta, k_2\Delta)$ y $((k_1 + 1)\Delta, k_2\Delta)$ por:

$$\begin{bmatrix} k_1 + k_2 \\ k_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} N - (k_1 + k_2) - 1 \\ N_1 - k_1 - 1 \end{bmatrix} = N(k_1, k_2) \frac{N_1 + k_1}{N - (k_1 + k_2)}$$

Donde

$$N(k_1, k_2) = \begin{bmatrix} k_1 + k_2 \\ k_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} N - (k_1 + k_2) \\ N_1 - k_1 \end{bmatrix}$$

Ahora π_A puede ser reescrita como:

$$\pi_A = \frac{1}{P_A} \sum_{k_1, k_2} \frac{N_1 - k_1}{N_1 - (k_1 + k_2)} \cdot \frac{N(k_1, k_2)}{N_\alpha} \cdot \frac{\partial}{\partial x} c(k_1 \Delta, k_2 \Delta) \Delta$$

Haciendo: $k = k_1 + k_2$

$$\pi_A = \frac{1}{P_A} \sum_{k=1}^N \sum_{k_1=1}^k \frac{N_1 - k_1}{N - k} \cdot \frac{N(k_1, k - k_1)}{N_\alpha} \cdot \frac{\partial}{\partial x} c(k_1 \Delta, (k - k_1) \Delta) \Delta$$

usando:

$$\frac{N(k_1, k - k_1)}{N_\alpha} = \frac{\binom{k}{k_1} \binom{N - k}{N_1 - k_1}}{\binom{N}{N_1}} = \frac{\binom{N_1}{k_1} \binom{N - k_1}{k - k_1}}{\binom{N}{k}}$$

Es una distribución hipergeométrica con parámetros (N, N_1, K) . Haciendo $p = \frac{N_1}{N} = \frac{P_A}{P_A + P_B}$, sabemos que $(N, N_1, N_2 \rightarrow \infty)$, manteniendo p constante, la distribución hipergeométrica se aproxima a una distribución binomial con parámetros (k, p) [79].

como:

$$\frac{N_1 - k_1}{N - k} \rightarrow \frac{N_1}{N} \quad N, N_2 \rightarrow \infty$$

Entonces:

$$\pi_A = \frac{1}{P_A} \frac{N_1}{N} \sum_{k=1}^N \sum_{k_1=1}^k \binom{k}{k_1} \cdot p^{k_1} (1 - p)^{k - k_1} \cdot \frac{\partial}{\partial x} c(k_1 \Delta, (k - k_1) \Delta) \Delta$$

A partir de las definiciones de k, k_1, k_2

$$\begin{aligned} & \sum_{k_1=1}^k \binom{k}{k_1} p^{k_1} (1 - p)^{k - k_1} \cdot \frac{\partial}{\partial x} c(k_1 \Delta, (k - k_1) \Delta) \Delta \\ &= \sum_{k_1=1}^k \binom{k}{k_1} p^{k_1} (1 - p)^{k - k_1} \cdot \frac{\partial}{\partial x} c\left(\frac{k_1}{k} \tau, \frac{(k - k_1)}{k} \tau\right) \\ &= E_{S_k} \left[\frac{\partial}{\partial x} c\left(\frac{S_k}{k} \tau, \frac{(k - S_k)}{k} \tau\right) \right] \end{aligned}$$

Donde:

$$\tau = \tau_A + \tau_B$$

S_k : Suma de k variables independientes con función de distribución de Bernoulli, con probabilidad de suceso p .

$E_{S_k}[\cdot]$: Valor esperado en relación con la variable S_k

De la ley de números grandes [79].

$$\frac{S_k}{k} \rightarrow p \text{ con probabilidad 1}$$

Entonces, a partir de la continuidad de $\frac{\partial c}{\partial x}$ cuando $k \rightarrow \infty$

$$E_{S_k} \left[\frac{\partial}{\partial x} c \left(\frac{S_k}{k} \tau, \frac{(k - S_k)}{k} \tau \right) \right] \rightarrow \frac{\partial}{\partial x} c(p\tau, (1 - p)\tau) = \frac{\partial}{\partial x} c(kp\Delta, (1 - p)k\Delta)$$

Con esto:

$$\pi_A = \frac{1}{P_A} \frac{N_1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{\partial}{\partial x} c(kp\Delta, (1 - p)k\Delta) \Delta$$

Con esto:

$$\Delta = \frac{P_A}{N}$$

Entonces

$$\pi_A = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{\partial}{\partial x} c \left(k \frac{P_A}{N}, k \frac{P_A}{N} \right)$$

Finalmente, con $N \rightarrow \infty$

$$\pi_A = \int_0^1 \frac{\partial}{\partial x} c(tP_A, tP_B) dt$$

De la misma forma para el agente B:

$$\pi_B = \int_0^1 \frac{\partial}{\partial y} c(tP_A, tP_B) dt$$

Donde π_A y π_B , son llamados costos unitarios de Aumann-Shapley para los agentes A y B, respectivamente. Ellos corresponden a una media de los costos marginales, cuando las cantidades de utilización del servicio crece uniformemente desde cero hasta su valor final.

Axiomas de un preceso de asignacio justo y transparente

a) Simetría.

Dos jugadores son simétricos si para todas las coaliciones en que ambos participan, se cumple:

$$C(s \cup \{i\}) = C(s \cup \{j\}) \quad \forall s \subset N \text{ tal que } i, j \notin s$$

La simetría representa un sentido de igualdad o sustitución de jugadores

b) Monotonicidad

Los costos se mantienen o aumentan a medida que se agregan más jugadores a una coalición, es decir:

$$C(s) \leq C(s \cup \{i\})$$

c) Aditividad

Una característica importante en los problemas de juegos de asociación de costos de la adición de nuevos jugadores en la función característica, es decir.

$$C(s_1 \cup s_2) = C(s_1) + C(s_2) \quad \forall s_1, s_2 \subseteq N \text{ tal que } s_1 \cap s_2 = \emptyset$$

d) Eficiencia

Una solución es eficiente si la función característica de cada colisión cumple

$$\sum_{s_i \in N} c(s_i) = C(s = N)$$

ANEXO 2: CÓDIGO

Los datos de entrada de los Métodos Propuestos para la asignación de potencia reactiva, perdidas eléctricas y costos por el uso del sistema de transmisión son obtenidos a partir de los resultados del flujo de potencia. Los resultados de flujo de potencia fueron obtenidos mediante el método Newton-Raphson.

CÓDIGO FLUJO DE POTENCIA MEDIANTE EL "MÉTODO NEWTON RAPHSON"

```
=====
CÓDIGO FLUJO DE POTENCIA MEDIANTE EL "MÉTODO NEWTON
RAPHSON"
=====

% =====
% Iniciando el Método Newton-Raphson para el Flujo de Potencia
% =====
function Flujo_carga(filename)
[filename DIR]=uigetfile('*.txt','Escoger archivo');
% =====
%% Datos del sistema de prueba
% =====
fid=fopen(filename);
l_1=fgetl(fid);
Fecha    =l_1(2:9);
MVABase  =l_1(32:36);
Year     =l_1(39:42);
TestID   =l_1(46:end);
MVABASE=str2num(MVABase);
IdFlatStar=0; %Estado inicial de la red.
itrmax=20;    % Número máximo de iteraciones
% =====
%% Iniciando el proceso
% =====
fprintf('\n> -----\n')
fprintf('> Flujo de Carga - Método Newton- Raphson \n')
fprintf('> -----\n')
% =====
%% Iniciando el tiempo computacional
% =====
tic;
fprintf('\n> Ejecutando el flujo de potencia ...\n')
% =====
%% Lectura de datos de las Barras
% =====
l_2=fgetl(fid);
Bus_Data=[];
Nb=1;
while ischar(l_2);
    l_2=fgetl(fid);
    if (strcmp(l_2(1:4),'-999')==1);
        break;
    end;
    index=24;
    string_linea=l_2(index:end);
    Linea_Data=str2num(string_linea);
    Bus_Data=[Bus_Data; [Nb [Linea_Data]]];
end
```

```

        Nb=Nb+1;
end

% =====
%% Lectura de Datos de las lineas
% =====
l_3=fgetl(fid);
Linea_Data=[];
Nl=1;
while ischar(l_3);
    l_3=fgetl(fid);
    if (strcmp(l_3(1:4), '-999')==1);
        break;
    end;
    index=1;
    string_linea=l_3(index:end);
    l_data=str2num(string_linea);
    Linea_Data=[Linea_Data; [Nl [l_data]]];
    Nl=Nl+1;
end
fclose(fid)
Bus_Data;
Linea_Data;
Grado_rad=pi/180;
Rad_grado=180/pi;

% =====
% Determinar el número de barras y el número de líneas y la tolerancia
% =====
Nb=size(Bus_Data,1);
Nr=size(Linea_Data,1);
tol=0.000001;
% =====
% Lectura de los datos de Barra
% =====
for k = 1 : Nb,
    numext(k) = Bus_Data(k,1);
    tipo_barra(k) = Bus_Data(k,2);
    vk(k) = Bus_Data(k,3);
    tet(k) = Bus_Data(k,4)*Grado_rad;
    P_g(k) = Bus_Data(k,7)/MVABASE;
    Q_g(k) = Bus_Data(k,8)/MVABASE;
    P_c(k) = Bus_Data(k,5)/MVABASE;
    Q_c(k) = Bus_Data(k,6)/MVABASE;
    Bs_k(k) = Bus_Data(k,14)/MVABASE;
    P_k(k) = P_g(k) - P_c(k);
    Q_k(k) = Q_g(k) - Q_c(k);
    numint(Bus_Data(k,1)) = k;
end
% =====
% Léctura de los datos de línea
% =====
for l=1:Nr
    de(l) =numint(Linea_Data(l,2));
    para(l) =numint(Linea_Data(l,3));
    rkm(l) =Linea_Data(l,8);
    xkm(l) =Linea_Data(l,9);
    bs1_km(l) =Linea_Data(l,10)/2;
end
% =====
% Iniciando el cronometro del tiempo computacional

```

```

% =====
tic;
fprintf('\n> Ejecutando el flujo de potencia ... \n')
% =====
% Contrucción de la Matriz Admitancia.
% =====
Y = spalloc(Nb,Nb,Nb+2*Nr);
% =====
% Elementos de Shunt da Barra en la diagonal de la Matriz Admitancia
% =====
for k = 1 : Nb,
    Y(k,k) = i*Bs_k(k);
end
for l = 1 : Nr,
    k = de(l);
    m = para(l);
    ykm(l) = 1/(rkm(l) + i*xkm(l));
    Y(k,k) = Y(k,k) + ykm(l) + i*bsl_km(l);
    Y(m,m) = Y(m,m) + ykm(l) + i*bsl_km(l);
    Y(k,m) = Y(k,m) - ykm(l);
    Y(m,k) = Y(m,k) - ykm(l);
end
% =====
% Matriz Conductancia e Susceptancia
% =====
G = real(Y);
B = imag(Y);
% =====
% Definir el tipo de barra
% -> Tipo = 3 para el generador de referencia (PV)
% -> Tipo = 2 Para barras de gneradores (PV)
% -> Tipo = 0 Para barras de cargas (PQ)
% =====
if IdFlatStar == 1,
    for k = 1 : Nb,
        if tipo_barra(k) ~= 3,
            tet(k) = 0.0 ;
            if tipo_barra(k) < 2,
                vk(k)= 1.0;
            end
        end
    end
end
% =====
% Iniciar el contador del proceso iterativo
% =====
itr = 0;
while (1),
% =====
% Calculando las potencias nodales.
% =====
    for k = 1 : Nb,
        pc_k(k) = G(k,k)*vk(k)*vk(k);
        qc_k(k) = -B(k,k)*vk(k)*vk(k);
    end
    for l = 1 : Nr,
        k = de(l);
        m = para(l);
        T = tet(k) - tet(m);
        g_km = real(ykm(l));
        b_km = imag(ykm(l));

```

```

    pc_k(k) = pc_k(k) + vk(k)*vk(m)*(-g_km*cos(T)-b_km*sin(T));
    pc_k(m) = pc_k(m) + vk(k)*vk(m)*(-g_km*cos(T)+b_km*sin(T));
    qc_k(k) = qc_k(k) + vk(k)*vk(m)*(-g_km*sin(T)+b_km*cos(T));
    qc_k(m) = qc_k(m) - vk(k)*vk(m)*(-g_km*sin(T)-b_km*cos(T));
end
% =====
% Cálculo de las variaciones entre potencias claculadas y
% potencias Nodales
% =====
EP = zeros(Nb,1);
EQ = zeros(Nb,1);
maxEP = 0 ;
maxEQ = 0 ;
busEP = 0 ;
busEQ = 0 ;
for k = 1 : Nb,
    if tipo_barra(k) ~= 3,
        EP(k) = P_k(k) - pc_k(k);
        if abs(EP(k)) > abs(maxEP),
            maxEP = EP(k);
            busEP = numext(k);
        end
    end
    if tipo_barra(k) <= 1,
        EQ(k) = Q_k(k) - qc_k(k) ;
        if abs(EQ(k)) > abs(maxEQ),
            maxEQ = EQ(k) ;
            busEQ = numext(k) ;
        end
    end
end
end
% =====
% Mostrar el informe entre los delta de potencia por barra.
% =====
fprintf('\n> Número de interacción - %d\n',itr)
fprintf(' Delta de potencia activa: P = %06.4f (barra
%04d)\n',MVABASE*maxEP,busEP)
fprintf(' Delta de potencia reactiva: Q = %06.4f (barra
%04d)\n',MVABASE*maxEQ,busEQ)
if ( ( abs(maxEP) > tol ) | ( abs(maxEQ) > tol) ),
% =====
% Obtener los elementos de la Matriz Jacobiana
% =====
H = spalloc(Nb,Nb,Nb+2*Nr); M=H; N=H; L=H;
for k = 1 : Nb,
    H(k,k) = -qc_k(k) - vk(k)*vk(k)*B(k,k);
    N(k,k) = (pc_k(k) + vk(k)*vk(k)*G(k,k))/vk(k);
    M(k,k) = pc_k(k) - vk(k)*vk(k)*G(k,k);
    L(k,k) = (qc_k(k) - vk(k)*vk(k)*B(k,k))/vk(k);
    if tipo_barra(k) == 3,
        H(k,k) = 10^10;
    end
    if tipo_barra(k) >= 2,
        L(k,k) = 10^10;
    end
end
for l = 1 : Nr,
    k = de(l);
    m = para(l);
    T = tet(k) - tet(m);
    H(k,m) = vk(k)*vk(m)*( G(k,m)*sin(T)-B(k,m)*cos(T) );
end

```

```

H(m,k) = vk(k)*vk(m)*(-G(k,m)*sin(T)-B(k,m)*cos(T));
N(k,m) = vk(k)*(G(k,m)*cos(T)+B(k,m)*sin(T));
N(m,k) = vk(m)*(G(k,m)*cos(T)-B(k,m)*sin(T));
M(k,m) = -vk(k)*vk(m)*(G(k,m)*cos(T)+B(k,m)*sin(T));
M(m,k) = -vk(k)*vk(m)*(G(k,m)*cos(T)-B(k,m)*sin(T));
L(k,m) = vk(k)*(G(k,m)*sin(T)-B(k,m)*cos(T));
L(m,k) = -vk(m)*(G(k,m)*sin(T)+B(k,m)*cos(T));

end
=====
% Construir la Matriz Jacobiana
=====
J = [ H N ; M L ];
=====
% Construir el vector de los Delta de potencias Nodales
=====
DS = [ EP; EQ ];
=====
% Construir el vector de correccion de estados del sistema en estudio
=====
DV = J\DS;
=====
% Actualizando las variables de estado.
=====
for k = 1 : Nb,
    tet(k) = tet(k) + DV(k);
    vk(k) = vk(k) + DV(k+Nb);
end
=====
% Finaliza el primer proceso iterativo e inicia el siguiente.
=====
% Informe del número de iteraciones y estado del sistema.
=====
itr = itr + 1;
if itr > itrmax,
    fprintf('\n> El número máximo de iteraciones fue
excedido... \n')
    fprintf('> Se interumpio el flujo de potencia...\n\n')
    return
end
else
    break
end
end
=====
% Fin del proceso interactivo (fin de While)
=====
fprintf('\n> Calculando el estado del sistema ...\n')
=====
% Calculando el tiempo computacional
=====
tiempo = toc ;
fprintf('\n\n> Tiempo computacional = %7.4f segundos.', tiempo)
=====
% Cálculo de los flujos de potencia en las líneas
=====
for l = 1 : Nr,
    k = de(l);
    m = para(l);
    g_km = real(ykm(l));
    b_km = imag(ykm(l));
    T = tet(k) - tet(m);

```

```

    vkm = vk(k)*vk(m);
    p_km(l) = vk(k)*vk(k)*g_km - vkm*(g_km*cos(T)+b_km*sin(T));
    p_mk(l) = vk(m)*vk(m)*g_km - vkm*(g_km*cos(T)-b_km*sin(T));
    q_km(l) = -vk(k)*vk(k)*(b_km+bsl_km(l)) + vkm*(b_km*cos(T)-
g_km*sin(T));
    q_mk(l) = -vk(m)*vk(m)*(b_km+bsl_km(l)) +
vkm*(b_km*cos(T)+g_km*sin(T));
    p_perdidas(l) = p_km(l) + p_mk(l);
    q_perdidas(l) = q_km(l) + q_mk(l);
end
% =====
% Informe de la distribución de los flujos de potencia.
% =====
fprintf('\n\n> Informe final\n\n')
fprintf('> Sistema: %s\n',filename)
fprintf(' El método convergió en: %d iteracciones \n\n',itr)
fprintf('> Estado del sistema \n\n')
fprintf(' Barra Tipo Mag Fase P(MW) Q(MVar)
Qsh(B)\n')
for k = 1:Nb
    fprintf('%7d %4d %9.3f %7.2f %9.2f %7.2f
%9.2f\n',numext(k),tipo_barra(k),vk(k),...

(tet(k)*Rad_grado),MVABASE*(pc_k(k)+P_c(k)),MVABASE*(qc_k(k)+Q_c(k)),M
VABASE*Bs_k(k)*vk(k)^2)
end
fprintf('\n> Flujos de potencia en las líneas \n\n')
fprintf(' De Para Pkm Qkm Pmk Qmk Ploss
Qloss \n')
for l = 1:Nr
    fprintf('%7d %4d %9.2f %7.2f %9.2f %7.2f %9.2f
%7.2f\n',de(l),para(l),MVABASE*p_km(l),...

MVABASE*q_km(l),MVABASE*p_mk(l),MVABASE*q_mk(l),MVABASE*p_perdidas(l),
MVABASE*q_perdidas(l))
end

% =====
% Fin del Método Newton-Raphson para el flujo de potencia.
% =====

```

La información obtenida del flujo de potencia (Matriz impedancia nodal, potencia compleja inyectada por los generadores, potencia compleja consumida por las cargas y las variables de estado del sistema de transmisión), son utilizada como datos de entrada del método propuesto para hacer un seguimiento del origen de las potencias reactivas (generadores, dispositivos de soporte reactivo y los shunt de líneas) utilizadas para cubrir las demansdas de potencia reactiva de todas y cada una de las cargas del sistema.

```

% =====
ASIGNACIÓN DE POTENCIA REACTIVA MEDIANTE EL MÉTODO AUMANN-
SHAPLEY Y LA MTRIZ Z-BUS MODIFICAD.
% =====
% =====
% Asignación de potencia reactiva mediante Aumann-Shapley

```

```

% =====
% Matriz Y-Bus Modificado
% =====
% Calculo de las tensiones nodales
for k=1:Nb
    Eb(k)=vk(k)*(cos(tet(k))+i*sin(tet(k)));
end
% =====
% Calculando la Matriz Y-Bus de Carga
% =====
for l=1:Nb
    S(l)=P_c(l)+i*Q_c(l);
    Yc(l)=conj(S(l)/(vk(l)^2));
end
Bcarga=imag(Yc);
for k = 1 : Nb,
    Y1(k,k) = Yc(k);
end
Ymod=Y+Y1;
% =====
% Calculo de las corrientes nodales por barra
Ib=Ymod*(Eb. ');
% =====
% Calculo de la Matriz Impedancia nodal Modificada
Z=inv(Ymod);
Rkm=real(Z);
Xkm=imag(Z);
% =====
%% Calculo de corriente shunt de linea
for l = 1 : Nr,
    k = de(l);
    m = para(l);
    bsh(k)=Linea_Data(l,10)/2.00;
% Calculo de la matriz Ishl
    Ishl(k,m)=-i*bsh(k)*Eb(k);
    Ishl(m,k)=-i*bsh(k)*Eb(m);
end
IshLr=real(Ishl);
IshLi=imag(Ishl);
Ishl;
for k=1:Nb,
    Ik(k)=0;
    for m=1:Nb,
        Ik(k)=Ik(k)+Ishl(k,m);
    end
end
IshKMr=real(Ik);
IshKMi=imag(Ik);
%% Calculando la corriente shunt de barra
for k=1:Nb,
    Bsh(k)=Bus_Data(k,14)/MVABASE;
    IB(k)=-i*Bsh(k)*Eb(k);
end
IshKKr=real(IB);
IshKKi=imag(IB);
%% Calculando la corriente del generador
for l=1:Nb,
    Sg(l)=pc_k(l)+P_c(l)+i*(qc_k(l)+Q_c(l));
    Ig(l)=conj(Sg(l)/Eb(l));
end
Igr=real(Ig);

```

```

Igi=imag(Ig);
%% Calculo de pa participacion unitaria del generador G en la potencia
reactiva
% consumida por la carga conectada en la barra k
for l=1:Nb,
    Ir(l)=real(Ib(l));
    Ii(l)=imag(Ib(l));
end
%% Participacion Unitaria de la parte imaginaria de la corriente
inyectada por el generado G
%Calculo de sumatoria
for k=1:Nb,
    S1(k)=0;
    S2(k)=0;
    for l=1:Nb,
        S1(k)=S1(k)+Rkm(k,l)*Ir(l)-Xkm(k,l)*Ii(l);
        S2(k)=S2(k)+Rkm(k,l)*Ii(l)+Xkm(k,l)*Ir(l);
    end
end
%% Aplicacion del metodo de asignacion de potencia reactiva para la
parte Real e imaginaria del generador
for k=1:Nb,
    for l=1:Nb;
        PUGxr_Lxr(k,l)=-Bcarga(k)*(S1(k)*Rkm(k,l)+S2(k)*Xkm(k,l));
        PUGxi_Lxi(k,l)=-Bcarga(k)*(S1(k)*(-Xkm(k,l))+S2(k)*Rkm(k,l));
    end
end
PUGxr_Lxr;
PUGxi_Lxi;
% =====
% Calculando la participación de cada agente en la potencia reactiva
asignada.
% =====
fprintf('\n\n')
fprintf('Participación total de cada generador en la carga
consumida\n\n')
fprintf('Carga PTG_L    PTB_K    PTb_L    QT\n')
% Calculando la Participacion total del corriente shunt de linea
for k=1:Nb,
    for l=1:Nb,
        Qshl(k,l)=PUGxr_Lxr(k,l)*IshKMr(l)+PUGxi_Lxi(k,l)*IshKMi(l);
    end
end
Qshl(k)=Qshl(k)+PUGxr_Lxr(k,l)*IshKMr(l)+PUGxi_Lxi(k,l)*IshKMi(l);
end
% Calculando la participacion total del shunt de barra
for k=1:Nb,
    Qshk(k)=0;
    for l=1:Nb,
        Qshk(k)=Qshk(k)+PUGxr_Lxr(k,l)*IshKMr(l)+PUGxi_Lxi(k,l)*IshKMi(l);
    end
end
% Calculando la participacion total del generador
for k=1:Nb,

```

```

if Q_g(k)~=0;
    Qg(k,k)=Q_c(k);
else
    for l=1:Nb,
        if tipo_barra(l)~=0;
            Q1(k,l)=PUGxr_Lxr(k,l)*Igr(l);
            Q2(k,l)=PUGxi_Lxi(k,l)*Igi(l);
            Qg(k,l)=PUGxr_Lxr(k,l)*Igr(l)+PUGxi_Lxi(k,l)*Igi(l);
        end
    end
end
end
end
% =====
% Calculando la participación de las cargas usando el Método de
Araujo.
% =====
% Elemento carga/generador
Ylg=zeros(sum(abs(P_c)>10^-10 | tipo_barra==0),sum(abs(P_g)>10^-10));
xt=0;
for k=1:Nb
    yt=0;
    if P_c(k)~=0 | tipo_barra(k)==0,
        xt=xt+1;
        for m=1:Nb
            if P_g(m)~=0
                yt=yt+1;
                Ylg(xt,yt)=Ymod(k,m);
            end
        end
    end
end
end
% Elemento carga/carga
Yll=zeros(sum(abs(P_c)>10^-10 | tipo_barra==0),sum(abs(P_c)>10^-10 |
tipo_barra==0));
xm=0;
for k=1:Nb
    ym=0;
    if abs(P_c(k))>10^-10 | tipo_barra(k)==0;
        xm=xm+1;
        for m=1:Nb
            if abs(P_c(m))>10^-10 | tipo_barra(m);
                ym=ym+1;
                Yll(xm,ym)=Ymod(k,m);
            end
        end
    end
end
end
% Modificando Yll
YA=-inv(Yll)*Ylg;
% Calculo de la tension de las barras de generacion
Eg=zeros(sum(abs(pg)>10^-10),1);
eg=0;
for k=1:Nb
    if tipo_barra(k)~=0,
        eg=eg+1;
        Eg(eg)=vk(k)*(cos(tet(k))+i*sin(tet(k)));
    end
end
end
% Participacion de la tension de la generacion en la tension de la
carga
xm=sum(abs(P_c)>10^-10 | tipo_barra==0);

```

```

ym=sum(abs(P_g)>10^-10);
for k=1:xm
    for m=1:ym
        V(k,m)=YA(k,m)*Eg(m)
    end
end
% Calculo de la corriente de carga
Il=zeros(sum(abs(P_c)>10^-10 | tipo==0),1);
th=0;
for k=1:Nb
    if P_c(k)~=0
        th=th+1;
        S(k)=P_c(k)+i*Q_c(k);
        Il(th)=conj(S(k)/Eb(k));
    end
end
% Calculo de la participacion en la potencia reactiva
for k=1:xm
    for m=1:ym
        Ql(k,m)=imag(V(k,m)*conj(Il(k)));
    end
end

% =====
% Fin del código de asignación de potencia reactiva
% =====

```

El método propuesto para asignar las pérdidas eléctricas entre todos y cada uno de los agentes de mercado eléctrico, es desarrollado en dos pasos. La primera: el cálculo de las pérdidas complejas en cada línea de transmisión usando la Matriz Y-bus modificado. La segunda: la asignación compleja de pérdidas entre los agentes del sistema, mediante el Método Aumann-Shapley

```

% =====
% ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICOS ENTRE GENERADORES Y CARGAS
% CONSIDERANDO EL ACOPLAMIENTO, EL EFECTO CRUZADO ENTRE
% POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA USANDO TEORÍA DE JUEGOS.
% =====

% =====
% Asignación de pérdidas complejas entre generadores.
% =====

% =====
% Calculando la Matriz Y-bus Modificada
% =====

% Potencia demandada por las cargas
for k=1:nb
    Sc(k)=P_c(k)+i*Q_c(k);
end
% Admitancia equivalente de las cargas
for k=1:Nb
    Yc(k)=conj(Sc(k)/vk(k)^2);
end

```

```

% Calculando la matriz de admitancia de carga
for k=1:Nb;
    Yl(k,k)=Yc(k);
end
% Calculo de Y-Bus modificada
Ymod=Y+Yl;
% =====
% Calculando la potencia compleja inyectada por los generadores
% =====

% Potencia generada
for k=1:nb
    Pg(k)=pc_k(k)+Q_c(k);
    Qg(k)=qc_k(k)+Q_c(k);
end
% =====
% Calculando la tensión nodal
% =====
for k=1:Nb
    Eb(k)=vk(k)*(cos(tet(k))+i*sin(tet(k)));
end
% Calculo de la matriz impedancia nodal
Z=inv(Ymod);
% =====
% Calculando las impedancias de línea
% =====

for k=1:Nb
    Bshl(k,m)=0;
    Zn(k,k)=0;
end
for l=1:Nr
    k=de(l);
    m=para(l);
    Zn(k,m)=Zn(k,m)+r(l)+i*x(l);
    Zn(m,k)=Zn(k,m);
    Bshl(k,m)=i*ramos(l,5)/2.0;
    Bshl(m,k)=Bshl(k,m);
end
% =====
% Calculando elementos de líneas en base a potencias inyectadas
% =====
for l=1:Nr,
    k = de(l);
    m = para(l);
    for p=1:nb
        Zkm(l,p) = conj(((Z(k,p) -
Z(m,p))/Zn(k,m))+Bshl(k,m)*Z(k,p))/Eb(p);
        Zmk(l,p) = conj(((Z(m,p) -
Z(k,p))/Zn(k,m))+Bshl(k,m)*Z(m,p))/Eb(p);
        Zk(l,p) = Z(k,p)/conj(Eb(p));
        Zm(l,p) = Z(m,p)/conj(Eb(p));
    end
end
% =====
% Calculando tensiones nodales y corriente entre barras
% =====
for p=1:Nr,
    k = de(p);
    m = para(p);
    Ikm(p)=0;

```

```

    Imk(p)=0;
    Ek(p)=0;
    Em(p)=0;
    for l=1:nb
        Ikm(p) = Ikm(p)+Zkm(p,l)*(Pg(l)+i*Qg(l));
        Imk(p) = Imk(p)+Zmk(p,l)*(Pg(l)+i*Qg(l));
        Ek(p)=Ek(p)+Zk(p,l)*(Pg(l)-i*Qg(l));
        Em(p)=Em(p)+Zm(p,l)*(Pg(l)-i*Qg(l));
    end
end

% =====
% Calculando los flujos de potencia en cada una de las líneas
% =====
for p =1:Nr,
    Skm(p)=MVABASE*Ikm(p)*Ek(p);
    Smk(p)= MVABASE *Imk(p)*Em(p);
    Slos(p)=Skm(p)+Smk(p);
end
fprintf('>Informe Final de asignación de potencia reactiva \n\n')
for l =1:nr,
    fprintf('%3d %3d %8.2f %8.2f %8.2f
\n',de(l),para(l),Skm(l),Smk(l),(Skm(l))+Smk(l))
end

% =====
% Calculando las participaciones de los generadores en los flujos de
% potencia de todas y cada una de las líneas de transmisión.
% =====
for l =1:Nr,
    for p=1:Nb

PUPi_Lkm(l,p)=Zk(l,p)*Ikm(l)+Zkm(l,p)*Ek(l)+Zm(l,p)*Imk(l)+Zmk(l,p)*Em
(l);
    PUQi_Lkm(l,p)=i*(-Zk(l,p)*Ikm(l)+Zkm(l,p)*Ek(l)-
Zm(l,p)*Imk(l)+Zmk(l,p)*Em(l));
    PTgi_Lkm(l,p)=0.25*
MVABASE*(PUPi_Lkm(l,p)*Pg(p)+PUQi_Lkm(l,p)*Qg(p));
    PTpi_Lkm(l,p)=0.25*MVABASE*(PUPi_Lkm(l,p)*Pg(p));
    PTqi_Lkm(l,p)=0.25*MVABASE*(PUQi_Lkm(l,p)*Qg(p));
    end
end

% =====
% Exportar los datos a Excel para su análisis
% =====

TOTALP=sum(MVABASE*pperdas)
TOTALQ=sum(MVABASE*qperdas)
Plosr=real(PTpi_Lkm);
Plosi=real(PTqi_Lkm);
Qlosr=imag(PTpi_Lkm);
Qlosi=imag(PTqi_Lkm);

xlswrite('AllocationPR.xlsx',Plosr,'Hojal','A1');
xlswrite('AllocationPI.xlsx',Plosi,'Hojal','A1');
xlswrite('AllocationQR.xlsx',Qlosr,'Hojal','A1');
xlswrite('AllocationQI.xlsx',Qlosi,'Hojal','A1');

```

```

% =====
Fin de la asignación de pérdidas eléctricas entre generadores
% =====

% =====
% Asignación de pérdidas eléctricas entre cargas.
% =====
% =====
% Calculando la Matriz Y-bus Modificada
% =====
% Potencia inyectada por los generadores
for k=1:Nb
    Sg(k)=pc_k(k)+P_c(k)+i*(Q_c(k)+qc_k(k));
end
% Admitancia equivalente de los generadores
for k=1:Nb
    Yg(k)=conj(Sg(k)/v(k)^2);
end
% Calculando la matriz admitancia de generación
for k=1:Nb;
    Yl(k,k)=Yg(k);
end
% Calculo de Y-Bus modificada
Ymod=Y-Yl;

% =====
% Calculando la potencia compleja consumida por las cargas
% =====

for k=1:nb
    Pg(k)=P_c(k);
    Qg(k)=Q_c(k);
end
% =====
% Calculando la tensión nodal
% =====
for k=1:Nb
    Eb(k)=v(k)*(cos(tet(k))+i*sin(tet(k)));
end
% Calculo de la matriz impedancia nodal
Z=inv(Ymod);
Ig=Ymod*Eb.';
Ic=Ymod2*Eb.';

% =====
% Calculando las impedancias de línea
% =====
for l=1:Nr
    Zn(l)=rkm(l)+i*xkm(l);
    Bshl(l)=i*Linea_Data(l,10)/2.0;
end

% =====
% Calculando elementos de líneas en base a potencias inyectadas
% =====
for l =1:Nr,
    k = de(l);
    m = para(l);
    for p=1:Nb
        Zkm(l,p) = conj(((Z(k,p)-
Z(m,p))/Zn(l))+Bshl(l)*Z(k,p))/Eb(p);

```

```

        Zmk(l,p) = conj(((Z(m,p) -
Z(k,p))/Zn(l))+Bshl(l)*Z(m,p))/Eb(p);
        Zk(l,p) = Z(k,p)/conj(Eb(p));
        Zm(l,p) = Z(m,p)/conj(Eb(p));
    end
end
% Calculo de de Ek, Em, Ikm y Imk
for p =1:Nr,
    k = de(p);
    m = para(p);
    Ikm(p)=0;
    Imk(p)=0;
    Ek(p)=0;
    Em(p)=0;
    for l=1:nb
        Ikm(p) = Ikm(p)+Zkm(p,l)*(Pg(l)+i*Qg(l));
        Imk(p) = Imk(p)+Zmk(p,l)*(Pg(l)+i*Qg(l));
        Ek(p)=Ek(p)+Zk(p,l)*(Pg(l)-i*Qg(l));
        Em(p)=Em(p)+Zm(p,l)*(Pg(l)-i*Qg(l));
    end
end
% =====
% Calculando tensiones nodales y corriente entre barras
% =====
for p =1:Nr,
    Skm(p)=baseMVA*Ikm(p)*Ek(p);
    Smk(p)=baseMVA*Imk(p)*Em(p);
    Slos(p)=Skm(p)+Smk(p);
end
fprintf('>Informe Final de asignación de potencia reactiva \n\n')
for l =1:nr,
    fprintf('%3d %3d %8.2f %8.2f %8.2f
\n',de(l),para(l),Skm(l),Smk(l),(Skm(l))+Smk(l))
end
% =====
% Calculando las participaciones de los generadores en los flujos de
% potencia de todas y cada una de las líneas de transmisión.
% =====
for l =1:nr,
    for p=1:nb
        PUPi_Lkm(l,p)=Zk(l,p)*Ikm(l)+Zkm(l,p)*Ek(l)+Zm(l,p)*Imk(l)+Zmk(l,p)*Em
(l);
        PUQi_Lkm(l,p)=i*(-Zk(l,p)*Ikm(l)+Zkm(l,p)*Ek(l)-
Zm(l,p)*Imk(l)+Zmk(l,p)*Em(l));
        PTgi_Lkm(l,p)=0.25*MVABASE*(PUPi_Lkm(l,p)*Pg(p)+PUQi_Lkm(l,p)*Qg(p));
        PTpi_Lkm(l,p)=0.25*MVABASE*(PUPi_Lkm(l,p)*Pg(p));
        PTqi_Lkm(l,p)=0.25*MVABASE*(PUQi_Lkm(l,p)*Qg(p));
    end
end
% =====
% Exportar los datos a Excel para su análisis
% =====
Plosr=real(PTpi_Lkm);
Plosi=real(PTqi_Lkm);
Qlosr=imag(PTpi_Lkm);
Qlosi=imag(PTqi_Lkm);
Plosr1=real(PTgi_Lkm);

xlswrite('AllocationPR.xlsx',Plosr,'Hojal','A1');

```

```
xlswrite('AllocationPI.xlsx',Plosi,'Hojal','A1');  
xlswrite('AllocationQR.xlsx',Qlosr,'Hojal','A1');  
xlswrite('AllocationQI.xlsx',Qlosi,'Hojal','A1');
```

```
% =====  
Fin del método de asignación de pérdidas  
% =====
```