

ACERCAMIENTO A LA ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

MAURICIO ALBERTO SIERRA GONZÁLEZ



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2008

**ACERCAMIENTO A LA ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS EN
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

MAURICIO ALBERTO SIERRA GONZÁLEZ

TRABAJO DE GRADO

DIRECTOR

M.Sc. ALEXANDER MOLINA CABRERA

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA**

2008

Nota de aceptación

Firma del Presidente del Jurado

Firma de Jurado

Firma del Jurado

Pereira, mayo 19 de 2008

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	3
ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	3
1.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS EN ESPAÑA Y SUR AMÉRICA	3
1.2 SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO	15
CAPÍTULO 2	27
ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS A AGENTES DEL MERCADO	27
2.1 INTRODUCCIÓN	27
2.2 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS CONSIDERANDO FACTORES DE SENSITIVIDAD Y FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO	29
2.3 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS USANDO INFORMACIÓN DE Z-BUS.....	35
2.4 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS USANDO MW-kM	41
CAPÍTULO 3	47
ALTERNATIVA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE PÉRDIDAS	47
3.1 INTRODUCCIÓN	47
3.2 CASOS DE PRUEBA.....	48
3.3 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS USANDO INFORMACIÓN DE Z-BUS.....	51
3.4 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS USANDO MW-kM.	54
3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	56
3.6 ANÁLISIS DE VARIACIÓN DE PARÁMETROS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	59
CONCLUSIONES	62
BIBLIOGRAFÍA	65

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de transmisión de energía tienen su origen en la necesidad apremiante de llevar la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los centros de consumo, esta necesidad es prioritaria por lo que ha sido imposible para el hombre el poder almacenar grandes cantidades de ella para consumos posteriores, esto lleva a que tanto la generación de la energía como el consumo de la misma se realice de forma simultánea e instantánea.

Desde sus inicios los sistemas de transmisión han tenido sustanciales modificaciones, esto se ha logrado gracias a la gran ampliación de las ciudades y a los asentamientos urbanos nuevos que se han desarrollado en sitios alejados. La transmisión por tener que hacerse a través de cables de largas distancias, el hombre ha tenido que investigar que tipo de material es el más adecuado, teniendo en cuenta las pérdidas que genera cada uno de ellos debido a la resistencia interna de cada material.

La complejidad de los sistemas de transmisión ha hecho que su estudio sea algo dispendioso y sus investigaciones lentas, sin embargo se han desarrollado hasta el alto grado que lo encontramos hoy y seguirá subiendo aún más por el auge de las investigaciones en el momento actual del desarrollo moderno. Dentro del gran espectro que se observa en los sistemas de transmisión, el tratamiento de sus pérdidas y la búsqueda de responsables no es ajeno a estas investigaciones. En las investigaciones al respecto hay una línea transversal que es el gran logro a alcanzar, la asignación de las pérdidas lo más justo posible. Esto ha desencadenado la discusión de quienes deben participar de esta asignación y en que proporción.

En el presente trabajo se tratará de demostrar la participación que poseen los agentes transmisores o los propietarios del sistema en el cuidado de las líneas que transportan la energía y por consiguiente en la variación de los parámetros de las líneas.

Igualmente en este trabajo, se mostrarán algunas metodologías propuestas en la literatura acerca de la asignación de las pérdidas de los sistemas de transmisión como son la metodología de Coeficiente Incremental de Pérdidas (ITL siglas en inglés), el método de asignación de pérdidas usando la información de Z-bus y la metodología de asignación MW-km, se propondrán dos sistemas para hacer pruebas a estas metodologías, uno de los sistemas es el sistema de seis nodos sacado del libro de Wood y el sistema IEEE de 14 nodos, finalmente se mostrará la injerencia de la variación de los parámetros de línea en las pérdidas del sistema de transmisión y se desarrollarán conclusiones al respecto.

CAPÍTULO 1

ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

1.1 SISTEMAS ELÉCTRICOS EN ESPAÑA Y SUR AMÉRICA

La estructura de los mercados de energía en diferentes países presenta cierto nivel de similitud no obstante las diferencias en cuanto a las fuentes primarias de energía utilizadas y en relación con el propio contexto legislativo de cada nación. Por tal razón, se desarrolla a continuación un análisis comparativo que toma en consideración las características del sistema, la composición del mercado en cuanto a sus órganos regulatorios y de control y, por último, los agentes que intervienen en el mercado de energía, entre los países considerados.

1.1.1 Sistema Eléctrico Español

El sector eléctrico español ha sufrido múltiples transformaciones desde la fundación de la primera empresa eléctrica española, en 1881 en Barcelona. El 1 de enero de 1998 se puso en vigencia la Ley Eléctrica 54/1997, la cual entregó al sector eléctrico español un nuevo marco regulador para su sistema eléctrico, basado en criterios de liberalización y competencia, resguardando la conservación del medio ambiente y la seguridad y eficiencia en el suministro. España cuenta con un sistema eléctrico con fuentes de energía bastante diversificadas (Tabla 1) y con una demanda de 224.208 GWh para el año 2002.

<i>Tipo</i>	<i>Capacidad [MW]</i>	<i>% del total</i>
<i>Hidráulica</i>	16.658	25.6
<i>Nuclear</i>	7.876	12.1
<i>Carbón</i>	12.075	18.6
<i>Fuel / Gas</i>	9.926	15.3
<i>Ciclo combinado</i>	4.394	6.8
<i>Mini – hidráulica</i>	1.496	2.3
<i>Eólica</i>	5.491	8.5
<i>Otras renovables</i>	7.11	1.1
<i>Otras no renovables</i>	6.344	9.8

Tabla 1 Fuentes de energía

1.1.1.1 Mercado de energía

El mercado español mayorista de electricidad es entendido como el conjunto de transacciones entre los agentes participantes en los mercados diarios e intradiarios unido a la aplicación de los procedimientos de la operación técnica del sistema, permitiendo la existencia de contratos bilaterales físicos. El operador económico del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica, por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que incorporen condiciones complejas.

Mercado diario. En este mercado se realizan transacciones para el día siguiente. Es un mercado equilibrado de energía (es decir, la energía vendida es igual a la energía comprada). Es manejado por el operador económico del sistema, el cual comunica a los agentes a las 8:30 a.m. su previsión de demanda, las indisponibilidades de generación y la situación de la red de transporte. Los agentes ofertan libremente, presentando hasta las 10:00 a.m. sus ofertas de compra o venta de energía. Con dicha información, el Operador del Sistema realiza un proceso de casación, determinando el precio marginal y el volumen de energía que se acepta para cada unidad de compra y venta en cada periodo horario (cada hora). Con ello, se construye un *Programa Base de Casación* para realizar un análisis de seguridad y poder resolver las restricciones técnicas en el suministro mediante la reasignación

de demandas. Finalmente se conforma el denominado *Programa Diario Viable Definitivo*.

Mercado intradiario. Es un mercado de ajustes, que incluye a los agentes del sector que hayan participado en la sesión del Mercado Diario o que hayan realizado un contrato bilateral físico, con el fin de realizar desvíos en la generación o en la demanda, con posterioridad a la fijación del Programa Diario Viable Definitivo. Este mercado se desarrolla en varias sesiones, donde los agentes acreditados pueden presentar ofertas de compra o venta de energía. Los resultados son analizados por el Operador Físico del Mercado, de modo que se pueda garantizar la seguridad en el sistema (en caso de que hayan infactibilidades físicas, el operador puede realizar procedimientos de gestión de desvíos). Luego, se obtiene un nuevo plan denominado Programa Horario Final. Al igual que en que el Mercado Diario, se obtiene un precio único para las transacciones de energía, correspondiente al precio marginal de cada sesión.

Mercado de operación. Es el mercado gestionado por el operador físico del sistema y en él se transan todos los procesos que permiten llevar a cabo el control y la operación del sistema eléctrico en tiempo real, de tal modo que se pueda asegurar la continuidad y seguridad del suministro. Dichos procesos, denominados Servicios Complementarios, deben ser puestos a disposición de la operación del sistema por los agentes del mercado.

Mercado de contratos bilaterales físicos. Mercado constituido por los agentes que concurren libremente al mercado a celebrar contratos bilaterales físicos, a través de los cuales los compradores pueden adquirir la energía que estimen convenientes para los días futuros.

1.1.1.2 Agentes del Mercado de Energía Español

Productores de Energía Eléctrica o Generadoras: empresas con centrales propias de producción de electricidad. Existen, fundamentalmente, tres tipos de agentes:

- Productores en Régimen Ordinario: empresas que tienen la obligación de ofertar en el mercado mayorista, sometidos al proceso de mercado descrito.

- **Productores en Régimen Especial:** empresas que tienen un tratamiento económico diferenciado debido a la utilización de fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Para ellos es opcional ofertar en el mercado mayorista, pudiendo realizar sólo contratos físicos bilaterales. La remuneración de la energía depende de la tecnología de generación, mediante un mecanismo de “primas” o subsidio del Gobierno, que consiste en establecer la remuneración en función de un porcentaje de la tarifa media o de referencia, que se determina como el cociente entre los costos esperados y la demanda final esperada, estableciéndose un límite de variación anual de un 1.4% con posibilidad de incrementar un 0.6% por desviaciones.
- **Productores Externos:** empresas que producen la energía fuera del territorio español y la inyectan a las redes españolas a través de interconexiones internacionales.

En generación, la legislación establece la distinción entre la producción de energía convencional y la producción con energías renovables. Estas últimas cuentan con un sistema de primas reguladas (subsidijs gubernamentales) establecido para el régimen especial que pretende fomentar el desarrollo de nuevas tecnologías. Sin embargo, el crecimiento del sector de energías limpijs, se ve afectado por las fluctuaciones horarias del mercado mayorista y por la inexistencia de un mercado a largo plazo o financiero en el sector eléctrico español, ya que un mercado a largo plazo ayudaría a reducir el riesgo por las fluctuaciones del mercado mayorista.

Distribuidoras: empresas encargadas, dentro de una zona geográfica determinada, de construir, mantener y operar la red de distribución, transportando la energía eléctrica hasta los usuarios finales. Además pueden ejercer funciones de comercialización, comprando electricidad en el mercado mayorista y suministrándola a los clientes finales, bajo la aplicación de una tarifa regulada.

Comercializadoras: son entidades que compran la energía en el mercado mayorista español y la suministran a sus clientes en el mercado libre, a través del uso de las redes de transmisión y distribución.

Legalmente, los comercializadores poseen obligaciones en relación con el suministro, tales como:

- Adquirir la energía necesaria para cumplir con las obligaciones contraídas.
- Realizar los pagos a los agentes involucrados en el proceso de suministro.
- Llevar a cabo la medición de los suministros directamente o a través de la empresa de distribución correspondiente, preservando la exactitud de ella y la accesibilidad a los aparatos correspondientes, de acuerdo con la reglamentación existente.
- Utilizar políticas de uso racional de la energía.

1.1.2 Sistema Eléctrico Brasileño

El sector eléctrico de Brasil tiene su génesis en el año 1883 con la construcción de la primera central eléctrica en la localidad de Diamantina. El sistema eléctrico brasileño se denomina Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual posee una potencia instalada de 77.321 MW (para el año 2001), constituida por generación hidroeléctrica (85%), generación térmica (12%) y nuclear (3%). El SIN abastece al 97% de toda la población de Brasil y el resto es abastecido por sistemas aislados ubicados en las zonas amazónicas.

Hasta mediados de los años noventa, el sector eléctrico era un monopolio verticalmente integrado bajo el poder del Estado. Para asegurar la oferta de electricidad (necesaria ante el creciente desarrollo económico del país) se requería de inversiones urgentes en capacidad de generación y ampliación del sistema de transporte, inversiones que el Gobierno no podía solventar por sí sólo. En 1993, el Decreto 915/93 permitió que capitales privados formasen consorcios para la construcción de centrales hidroeléctricas, lo que fue la antesala de una profunda reforma al sistema eléctrico brasileño.

Actualmente, el sector eléctrico brasileño está bajo el marco regulador de la Ley 10.848. Dicha Ley otorga transparencia al mercado de consumo energético actual y futuro, pues las adjudicaciones de proyectos se realizan

mediante licitaciones públicas para transar la energía existente y la llamada “energía nueva” (futura). Además, se establece la obligatoriedad de separación de las actividades de transmisión y generación, mientras permite que las distribuidoras comercialicen energía sólo en ambiente de contratos regulados, dejando la libre competencia para agentes comercializadores.

1.1.2.1 Mercado de Energía

La principal institución a cargo del funcionamiento del mercado eléctrico es la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) que es una persona jurídica de derecho privado cuyo objetivo es viabilizar la comercialización de la energía eléctrica dentro de Brasil.

El mercado de electricidad se desarrolla a través de tres formas básicas: Contratos por Licitaciones, el Mercado de Corto Plazo y el Mercado Financiero, los cuales son descritos a continuación:

Contratos por Licitaciones. De acuerdo con los últimos cambios realizados en el mercado brasileño, todo consumo esperado (futuro) debe estar respaldado en el 100% por contratos de capacidad. Debido a que las tarifas no consideran cargos por potencia, los consumos esperados deben estar respaldados mediante contratos entre quienes venden energía a usuarios finales (comercializadores y grandes clientes) y quienes la producen (generadores) para asegurar la inversión futura. Para aprovechar economías de escala, las licitaciones deben ser realizadas por los compradores de manera conjunta, pero mediante contratos individuales. Se reconocen dos tipos de licitaciones por abastecimiento:

- Licitaciones por Energía Existente: licitaciones de la energía que será consumida en el futuro y que puede ser producida con la capacidad existente al momento de realizar la licitación.
- Licitaciones por Energía Nueva: licitaciones que se realizan después de realizadas las licitaciones por energía existente y que pretenden cubrir la demanda futura que no se cubre con la capacidad existente. Estos contratos permiten la inversión en el sector generación.

Mercado de corto plazo. En el Mercado de Corto Plazo o Mercado Spot se realizan transacciones de compra y venta de energía eléctrica, que sirven para ajustar la falta o exceso de la energía estipulada en los contratos bilaterales (licitados) revisados por CCEE. Todas las transacciones en este mercado se realizan a precio Spot (costo marginal de la fuente de energía más cara utilizada para atender la demanda prevista a un determinado nivel de carga) determinado por un organismo central a través de modelos matemáticos que consideran la utilización de las fuentes de energía más económicas disponibles y el resguardo del almacenamiento global energético, de tal modo que se puedan aprovechar al máximo los recursos hídricos.

Mercado financiero. El Mercado Financiero es un mercado a futuro, donde la energía eléctrica es transada mediante papeles y no de manera física, permitiendo reducir los riesgos producidos por la volatilidad del precio en el Mercado Spot. El sistema brasileño es un sistema fundamentalmente hídrico, lo que hace que los precios Spot tengan una alta correlación con la hidrología, la que se transforma en una variable estocástica de corto plazo, influyendo sobre variaciones en el precio y aumentando significativamente la volatilidad del mismo.

1.1.2.2 Agentes del Mercado

Generación. Segmento referido a todas las actividades de producción de energía (tanto hidroeléctricas, térmicas u otras fuentes alternativas), incluidas las importaciones. Este segmento se divide en Operación (instalaciones relacionadas con el abastecimiento de demanda en cada instante con los recursos disponibles) y Expansión (inversión en capacidad para abastecer demanda futura). Esta actividad se considera de servicio público, por lo que está sujeta a la obtención de autorizaciones y licencias para operar (en el caso de las generadoras hidráulicas requieren concesiones por el uso de las aguas).

Transmisión. Segmento que abarca todas las actividades de transporte en alta tensión de energía desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo. Actividad completamente regulada, que debe cumplir con procedimientos establecidos para la operación, programación, despacho, interconexión y uso del sistema. La actividad se remunera a través de los costos de transmisión, cuyo límite máximo está definido por la regulación vigente.

Distribución. Segmento que reúne las actividades de transporte de la energía desde las redes de alta tensión hasta los consumidores finales. Quienes realizan esta actividad, pueden vender energía sólo a los consumidores regulados.

Comercialización. Segmento creado con la reforma introducida en el sector, se encarga de todas las actividades de compra y reventa de energía a los consumidores finales y pueden suministrar energía a consumidores regulados (a tarifa regulada).

El sector eléctrico brasileño se encuentra en una etapa de transición hacia la completa libre competencia. Dicha transición comenzó con la reforma que cambió el completo control estatal por desintegración vertical? y que permitió la entrada de nuevos agentes al sector, introduciendo la competencia en las actividades de generación y comercialización, manteniendo regulado sólo el transporte de energía (transmisión y distribución). Al momento de realizar la reforma se especificó la existencia del sector de comercialización encargado de suministrar la energía a clientes tanto libres como regulados.

La competencia favoreció la reducción de los costos y el aumento de la eficiencia, lo cual se traspassa, en parte, al consumidor final. Todas las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía deben operar en forma separada y desintegradas verticalmente. En caso de existir algún tipo de verticalización en segmentos no adyacentes de la cadena de suministro eléctrico, existe obligación de separar los estados financieros, de tal forma que se mantenga un ambiente competitivo y transparente.

Para favorecer la libre competencia en generación y evitar prácticas indebidas en el uso de las actividades reguladas de transporte, se permite el libre acceso a las líneas de transporte, es decir, que cualquier agente puede transportar su energía, pagando una tarifa por el uso de la línea de transporte.

1.1.3 Sistema Eléctrico Chileno

El sector eléctrico chileno fue creado a fines del siglo XIX por iniciativa del sector privado. Con el paso del tiempo, el Estado tomó paulatinamente parte activa en el desarrollo del sector, creando la Empresa Nacional de Energía S.A. en 1943. Ya en 1970, el Estado tiene bajo su poder la gran mayoría de las empresas eléctricas del país. Sin embargo, desde 1974 y debido a la crisis política que enfrentó Chile, comienzan a cambiar los lineamientos del sector eléctrico y empieza una reestructuración del sector hacia la libre competencia y la privatización. En la actualidad el sector eléctrico chileno es desarrollado exclusivamente por empresas de capitales privados y el Estado sólo ejerce funciones de regulación, de fiscalización y de recomendación de inversiones.

El sistema eléctrico chileno está formado por cuatro sistemas eléctricos independientes entre sí (datos a diciembre de 2003):

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) cuenta con una capacidad instalada de 3.596 MW, lo que representa el 31,1% de la potencia total instalada en el país. Su parque generador está constituido por un 99,6% de centrales termoeléctricas y un 0,4% de centrales hidroeléctricas. Abastece al 5,7% del total de la población, pero su importancia radica en que permite el desarrollo de la industria de la Gran Minería presente en la zona norte del país.
- Sistema Interconectado Central (SIC), es el sistema interconectado más grande del país con una capacidad instalada de 7867,4 MW, lo que representa el 68,04% del total de la potencia instalada del país. El parque generador está constituido por aproximadamente un 40,3% de unidades térmicas y un 59,7% de unidades de generación hidráulica. Este sistema es de vital importancia porque abastece al 92,7% de la población chilena.
- Sistema de Aysén, es un pequeño sistema de la zona sur del país, cuenta con una capacidad instalada de 33,3 MW, lo que representa el 0,3% del total de la potencia instalada en el país. Cuenta con un parque generador constituido por un 52,9% de unidades de generación hidráulica, un 41,1% de unidades térmicas y un 6% de unidades de generación eólica. Abastece al 0,6% de la población.

- Sistema de Magallanes, es el sistema más austral del país, cuenta con una capacidad instalada de 65,2 MW, lo que representa el 0,6% del total de la potencia instalada en el país. Su parque generador es netamente térmico y abastece al 1% de la población.

1.1.3.1 Mercado de Energía

En Chile, la organización y funcionamiento del sistema eléctrico sigue las bases de un modelo centralizado tipo Pool modificado. El modelo Pool clásico es un modelo que permite organizar la programación de despacho de electricidad de las estaciones de generación en cada día y sus respectivos pagos. Este modelo fue diseñado para ordenar el mercado, asegurando el abastecimiento de la demanda y permitiendo la competencia entre los generadores conectados a la misma red eléctrica. El modelo Pool consiste en que cada generador debe enviar ofertas múltiples (precios e información técnica) para que un coordinador central o Pool encuentre el despacho por orden de mérito que minimice el costo total de generación. Es decir, el Pool hace un ranking ordenando de los generadores por precio, usando la información que los generadores ofertan y con ello, selecciona las plantas más económicas, considerando las restricciones técnicas de operación.

El modelo Pool chileno tiene un organismo central de despacho denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). El CDEC coordina los despachos de energía realizando una programación por orden de mérito de las centrales que están conectadas a cada sistema interconectado, de modo tal que pueda abastecer la demanda tanto de los consumidores con precios regulados como de los consumidores libres con precios pactados vía contratos con los generadores. Existen varios tipos de precios a los que puede ser transada la energía eléctrica, dependiendo de quiénes sean los agentes involucrados en la transacción.

Se reconocen tres mercados donde se transa la producción de electricidad: el mercado Spot, el mercado de los clientes libres y el mercado de distribución.

Mercado Spot. Al mercado Spot pertenecen todas las empresas generadoras que operan en sincronismo con el sistema. Cuentan con un CDEC como organismo coordinador del despacho físico de energía. En este mercado todas las transacciones son efectuadas a un precio, cuya forma de calcularlo es

definido por la ley. Las empresas generadoras tienen derecho a vender la energía que evacúan al sistema con un costo marginal instantáneo (precio Spot), así como sus excedentes de potencia a precio de nudo de la potencia.

Mercado de clientes libres. En este mercado, los clientes libres efectúan una valorización de la electricidad por medio de negociación directa con los productores de electricidad, es decir, sin regulación. Los acuerdos quedan estipulados en contratos comerciales. Cabe señalar que en este mercado las empresas generadoras y distribuidoras operan como comercializadoras (ejercen funciones de servicios de venta), ya que pueden realizar la negociación de la energía con los clientes libres a un precio libre, acordado por ambas partes.

Mercado de distribución. El mercado de distribución lo constituyen los clientes regulados y las respectivas empresas concesionadas de distribución. Su operación está regulada y restringida a las áreas de concesión con tarifas fijadas por la autoridad cada cuatro años, de acuerdo con los costos medios de una empresa ideal o modelo. El precio de venta de electricidad a clientes regulados está estipulado como el precio de nudo de la barra de retiro respectiva más el Valor Agregado de Distribución (VAD). Los precios de nudo corresponden a los precios a nivel de generación-transporte y son definidos para todas las subestaciones desde las cuales se efectúe el suministro.

1.1.3.2 Agentes del Mercado

En el sector eléctrico chileno se distinguen tres actividades bien definidas: generación, transmisión y distribución del suministro eléctrico.

Generación. El segmento de generación está formado por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad. Este segmento es un mercado abierto y competitivo sin economías de escala, donde los precios (que no son regulados) tienden a reflejar el costo marginal de producción. Además, cada compañía puede decidir la oferta que incorpora al sistema y el nivel de contratación de sus ventas con distintos clientes.

Transmisión. El sistema de transmisión o transporte de electricidad corresponde al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte

de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior a 230 kV?. Tiene como función el transporte de electricidad desde los puntos de producción (generación) hasta los centros de consumo o distribución. Cada sistema de transmisión se subdivide en:

- Transmisión Troncal: conjunto de instalaciones necesarias para abastecer la totalidad de la demanda eléctrica bajo diferentes escenarios de operación.
- Subtransmisión: conjunto de instalaciones necesarias para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- Transmisión Adicional: conjunto de instalaciones necesarias para el abastecimiento de clientes libres y las líneas de inyección de centrales.

Las instalaciones de transmisión son de libre acceso, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre los usuarios. La transmisión es una actividad de servicio público. La empresa transmisora tiene el derecho a cobrar peajes por el uso de la capacidad disponible de sus líneas.

Distribución. Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, lo que significa que:

- Tienen obligación de servicio.
- Tienen sus tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados (cálculo basado en la comparación con una empresa ideal de distribución que opera eficientemente).
- Operan en su zona de concesión sin que exista posibilidad de competencia, dado que son reconocidos como monopolios naturales debido a la existencia de economías de ámbito.

1.2 SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sistema eléctrico colombiano es fundamentalmente hidráulico (67% de la generación total) y posee un gran sistema interconectado que enlaza las plantas de generación de los centros de carga de la región Andina, Litorales Atlántico y Pacífico y parte de los Llanos Orientales, con una capacidad efectiva neta de 13.351 MW y una demanda por potencia máxima anual de 8,3 GW (año 2003). La demanda del resto del país es abastecida por generación local, pero no es superior al 2% de la demanda total.

Para el abastecimiento de energía eléctrica a la población, el sector eléctrico colombiano posee un Mercado Mayorista de Electricidad donde se realizan transacciones comerciales de energía entre los agentes mediante ofertas de precios en una bolsa de energía, mientras que el despacho físico de la red se encuentra manejado por un organismo independiente. Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista de Electricidad, pueden realizarse:

- Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía. Estos contratos, según las cantidades pactadas, pueden presentar una o más de las modalidades: Pague lo Contratado, Pague lo Demandado o Pague lo Consumido.
- Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda.

1.2.2 Organización del Mercado Eléctrico Colombiano

La reforma eléctrica implantada con las Leyes 142 y 143 de 1994 creó un mercado mayorista competitivo, con el fin de lograr la eficiencia en la prestación del servicio de electricidad y la libre entrada a los agentes interesados en prestarlo. Este mercado se denomina Mercado de Energía Mayorista (MEM) y en él participan los agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los grandes consumidores de electricidad.

Las actividades que se desarrollan en el mercado son las siguientes:

Generación. Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, diferente a transmisión o distribución.

Transmisión. Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.

Distribución. Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

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

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el MEM, se efectúan bajo dos modalidades:

- Mediante la suscripción de contratos financieros bilaterales de compra y venta de energía, cuyos precios y magnitud son establecidos libremente entre compradores y vendedores.
- Por medio de transacciones directas en la Bolsa de Energía, en la cual los precios se determinan mediante una subasta de precios de generadores, tal que los intercambios comerciales son definidos en el contexto de un mercado '*spot*' con resolución horaria.

1.2.3 Composición del Mercado Eléctrico Colombiano

A continuación se presenta la conformación del Mercado Eléctrico Colombiano, para ello se describen los órganos regulatorio, de control y de planeación y la organización del mercado, se identifican sus órganos de operación y administración, así como los órganos de consulta y asesores.

1.2.3.1 Órganos regulatorio, de control y de planeación

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas)

Creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, es la autoridad regulatoria del sector energético, electricidad y gas, cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, con beneficio para el usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo está dotada de facultades para expedir reglas orientadas a promover, crear y preservar la competencia en la generación, a regular el uso de las redes de transporte, para garantizar el libre acceso de los agentes, y la operación del SIN y el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible. Establece la regulación tarifaria para usuarios regulados y para las actividades que son monopolio natural.

Está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, e integrada por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación, por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años y por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios quien asiste a sus reuniones con voz pero sin voto.

SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios)

Creada por el artículo 370 de la Constitución Política como un organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación (DNP) de acuerdo con el decreto ley 1363 de 2000, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia, con independencia de las Comisiones de Regulación y con la

inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción por parte del Presidente de la República.

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética)

Regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 255 de 2004, está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones elaborar y actualizar el Plan de Expansión de Referencia del sector eléctrico, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos; elaborar las proyecciones de demanda y elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional, todo en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

1.2.3.2 Órganos de operación y administración

En la estructura del mercado existen los órganos que se encargan de la supervisión de la operación del SIN y de la administración del MEM, a saber:

CND (Centro Nacional de Despacho)

Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A., encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. Está igualmente encargada de preparar el despacho de generación y dar las instrucciones de coordinación a los distintos agentes que participan en la operación del SIN, con el fin de tener una operación económica, segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO).

ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales)

Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A., encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía transados en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de cartera y del manejo de garantías y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC). Para realizar estas operaciones el ASIC celebra un contrato de mandato con cada agente inscrito en el mercado.

LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional (STN))

Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P - ISA, que participa en la administración del MEM, encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del SIN que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista.

1.2.3.3 Órganos Consultor y Asesores

También forman parte de la estructura del Mercado Eléctrico Colombiano los siguientes órganos consultor y de asesoría:

CNO (Consejo Nacional de Operaciones)

Organismo creado por la Ley 143 de 1994 que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. El CNO está conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al SIN, que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de

la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, por el Director del CND, con voz pero sin voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución. La CREG establece la periodicidad de sus reuniones. El CNO es órgano de consulta de esta Comisión en temas técnicos.

CAC (Comité Asesor de Comercialización)

Creado mediante Resolución CREG-068 de 2000 y modificado por las resoluciones CREG-030 de 2001 y CREG-123 de 2003, para asistir a la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía. Está conformado por cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización, cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización y cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan única y exclusivamente la actividad de comercialización. Adicionalmente, por un (1) representante del ASIC con voz pero sin voto.

CAPT (Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión)

Creado mediante resolución CREG-051 de 1998, modificado por la resolución 085 de 2002, con el fin de asesorar a la UPME en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN. Participan tres (3) usuarios catalogados como grandes consumidores seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de su demanda; tres (3) representantes de las empresas de comercialización, seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de la demanda; tres (3) representantes de las empresas de transmisión, seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de su porcentaje de participación en la propiedad de activos del STN; un (1) representante de las empresas de generación seleccionado con el voto mayoritario de los generadores de entre los cinco (5) mayores del país, en relación con su capacidad instalada; y un (1) representante de las empresas de distribución seleccionado con el voto mayoritario de los operadores de red (OR) de entre los cinco (5) mayores del país, en relación con su distribución

de energía (medida en GWh). El CND no hace parte del CAPT, pero asiste a sus reuniones, y coordina con dicho comité aquellos aspectos asociados con las restricciones que inciden en la planeación de la expansión del STN. Las empresas integradas verticalmente, así como las empresas que tengan vinculación económica entre las distintas actividades no pueden tener más de un (1) representante en el comité.

1.2.4 Agentes del Mercado de Energía Mayorista

Los agentes activos que participan en el Mercado de Energía Mayorista son los generadores y los comercializadores, los agentes que participan en forma pasiva son los transportadores que se clasifican en transmisores y distribuidores.

1.2.4.1 Generadores

Los agentes generadores son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados).

Los generadores con capacidad mayor de 20 MW y generación diferente a filo de agua, presentan todos los días sus ofertas de precio a la Bolsa y la declaración de disponibilidad, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente. Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del Cargo por Capacidad, cuyo pago depende del aporte que cada generador realiza a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

En la reglamentación del mercado se distinguen los siguientes tipos de generadores:

- Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al SIN, con capacidad mayor o igual a 20 MW. Están obligados a ofertar para el Despacho Central. (Resolución CREG-054 de 1994).

- Los generadores que posean plantas menores o unidades de generación conectadas al SIN, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en la oferta para el Despacho Central (Resoluciones CREG-086 de 1996 y 039 de 2001).
- Los autogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usan la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN. (Resolución CREG-084 de 1996)
- Los cogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso de cogeneración; entendiendo como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el MEM, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en las Resoluciones CREG-085 de 1996 y CREG-039 de 2001.

Las plantas y cogeneradores no sometidos al Despacho Central pueden comercializar su energía generada, así: a) venderla a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, al Precio de Bolsa menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado. b) ofrecerla a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. c) venderla a precios pactados libremente, a los generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados. (Resolución CREG-039 de 2001).

1.2.4.2 Transmisores

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el STN, los cuales son remunerados según una metodología de costos índices, independientemente de su uso. Existe competencia entre los transmisores

existentes y potenciales por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN.

Los transmisores de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, la UPME elaboró un procedimiento para solicitar conexiones al STN, que se origina mediante una solicitud que debe hacerse al transportador propietario del punto de conexión, para lo cual se deben enviar al transportador los estudios respectivos y un formato debidamente diligenciado. Una vez el transportador haya analizado los estudios y establecido un concepto, éste remitirá el estudio, el formato tramitado y su opinión para que la UPME emita un concepto.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red. De las once (11) empresas que desarrollan la actividad de Transmisión Nacional, tres (3) de ellas son privadas o mayoritariamente privadas.

1.2.4.3 Distribuidores

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en los sistemas de distribución (Resolución CREG 082 de 2002), correspondientes con:

- Sistema de Transmisión Regional (STR): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.
- Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras pero no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

Los distribuidores de energía eléctrica deben permitir libre acceso indiscriminado a los STR y a los SDL, por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias.

Los Ingresos que perciben los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de dos formas: Cargos por Conexión y Cargos por Uso de la red diferenciados por nivel de tensión.

1.2.4.4 Comercializadores

Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados. Los usuarios se definen como:

- Usuarios no regulados o grandes usuarios, son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 kW o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes. La Ley otorgó a la CREG la facultad de reducirlo gradualmente, hasta donde se encontrara adecuado. Inicialmente se fijó como límite 2 MW, el cual se fue reduciendo hasta el valor vigente antes mencionado. Los usuarios no regulados pueden establecer con el comercializador de energía un contrato bilateral y los precios de venta y cantidades de energía son libres y acordados entre las partes. Los demás cargos se ajustan a la regulación respectiva.

- Usuarios regulados, son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones para ser catalogados como usuarios no regulados, están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general. Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-020 de 1996.

Independientemente del mercado atendido, regulado o no regulado, en forma general la cadena de costos implícita en la prestación del servicio de energía eléctrica a un usuario final contiene las siguientes componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización, otros costos; sin embargo, el manejo que puede aplicar el comercializador a cada uno de los componentes, dependerá del mercado en el cual actúe.

Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al SIN, están obligados a registrar las transacciones de la energía en el MEM (Resolución CREG 053 de 1994).

1.2.5 Normatividad Para la Asignación de Pérdidas en el Sistema Eléctrico Colombiano

En el proceso para determinar las demandas, generaciones y pérdidas en el STN a nivel horario se requiere de contadores en los puntos de suministro de los generadores, en las fronteras de los usuarios no regulados, en las fronteras de comercializadores que atienden consumidores localizados dentro del mercado de otro comercializador y en las fronteras comerciales entre comercializadores y el STN. Cada contador perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador y a un agente importador. El STN es el agente exportador cuando se trata de contadores que miden flujo entre ésta y otra red de menor voltaje y es agente importador cuando el contador mide flujo en sentido contrario. Cada contador representa una medida de energía (MWh con dos cifras decimales) en el punto de medición. También, cada contador tiene asociado un factor, con base en el cual se podrá reflejar esta medida al nodo del STN más cercano. Si el contador está localizado sobre el STN, este factor será igual a 1.0.

Con la evaluación de estos contadores se pueden obtener los valores independientes de demanda de energía de cada comercializador, los consumos de los agentes productores (generadores que toman energía de fuentes diferentes a la propia), producciones de los generadores y demandas de las áreas operativas. En estos valores de demandas y generaciones están incluidas las pérdidas en las redes con niveles de tensión inferiores a 220 kV. Las pérdidas en el STN se calculan de acuerdo con todos los contadores ubicados en fronteras comerciales, con los cuales el STN está involucrado como agente exportador o agente importador.

Las pérdidas presentes en el sistema se calculan con base a la información de todos los contadores ubicados en dichas fronteras, en los cuales el STN está involucrado como agente exportador o agente importador, dependiendo si el flujo de potencia medido va desde STN hacia una red de menor voltaje o viceversa, respectivamente. Las pérdidas horarias reales en el STN se calculan como la diferencia entre la sumatoria de las importaciones y exportaciones de energía a nivel horario en los puntos de frontera comercial del STN.

La evaluación de la información de los contadores sirve para cuantificar los valores independientes de demanda correspondientes a cada comercializador, con el fin de asignar, en proporción a este valor, una parte del valor de las pérdidas.

Muchas metodologías propias de la Ingeniería Eléctrica incluyen estudios basados en información de las pérdidas en las redes eléctricas, mas no se cuestiona la forma como estas se distribuyen de acuerdo a la conformación de los agentes del mercado de energía. Dado lo anterior, surge la necesidad de considerar una nueva técnica que asigne de forma proporcional al número de agentes del mercado el cobro de las pérdidas dentro de un sistema de potencia de manera que sea equitativa la responsabilidad de las actividades dentro de un sistema eléctrico.

CAPÍTULO 2

ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS A AGENTES DEL MERCADO

2.1 INTRODUCCIÓN

La conformación de un mercado de energía eléctrica es variada pero generalmente cuenta con generadores, comercializadores, transmisores y distribuidores. Para el caso específico del Sistema Eléctrico Colombiano tales agentes se definieron de acuerdo a la Ley 143 de julio 11 de 1994 [4]. En esta misma ley se establecen como responsabilidades del gobierno, entre otras, la defensa de los usuarios así como la promoción de la libre competencia en el sector. De igual manera se establecen principios de funcionamiento, dentro de los cuales está; la eficiencia, la calidad y la equidad. Aunque las responsabilidades y los principios de funcionamiento son muchos más, se mencionan los anteriores dada su relevancia para el presente proyecto.

En la gran mayoría de los sistemas eléctricos del mundo, a pesar de la tendencia a instalación de plantas de generación distribuida, los centros de generación siguen situándose en zonas geográficas bien definidas alejadas generalmente de los centros urbanos que es donde se da el consumo [1]. La energía eléctrica, a diferencia de los demás energéticos, no se puede almacenar en grandes paquetes, lo que obliga a que la generación y el consumo se presenten simultáneamente [2] [3]. Lo anterior obliga la existencia de redes que conecten permanentemente los centros de generación y los centros de consumo, dando origen de esta manera al Sistema de Transmisión Nacional. La representación se presenta en el esquema de la figura 2.1.

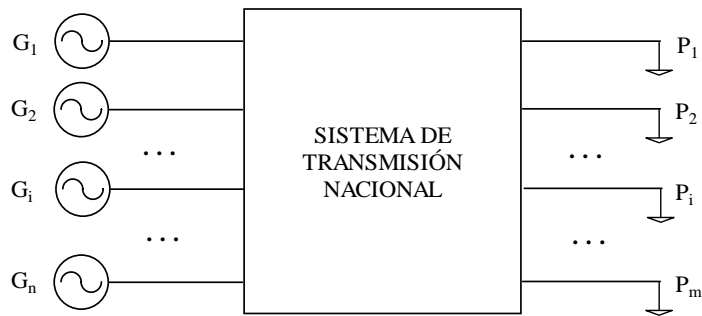


Figura 2.1: Sistema Eléctrico de Potencia simplificado.

En el STN se presentan pérdidas debidas a la circulación de flujos a través de las líneas (pérdidas por calentamiento básicamente), modeladas mediante resistencias. Tales pérdidas son inherentes al sistema.

Para efecto de disminuir tales valores de pérdidas, se plantearon metodologías denominadas de Flujo de Potencia Óptimo, que buscaban disminuir las pérdidas totales del sistema mediante la variación de las variables de estado del sistema, los voltajes nodales en los generadores [17]. Aunque los Flujos de Potencia Óptimo son una alternativa para resolver el problema de los valores de pérdidas, se acercan asintóticamente a ciertos límites que no pueden ser superados debido a las características propias de los conductores de las líneas de transmisión.

En algunos países latinoamericanos los valores de pérdidas alcanzan cifras altas comparadas con las presentadas en países desarrollados, cuyos valores están por debajo del 10%. Tal es el caso de Perú con 22.6%, Panamá con 18.6%, Paraguay con 22.6% [13]. En el caso Colombiano el comportamiento es similar, 19.2%, con una leve tendencia a la disminución del indicador según datos del ministerio de minas [28]. Lo anterior es reflejo de la imposibilidad de tener pérdidas de valor nulo.

Teniendo claro lo anterior, se hace evidente la necesidad de asumir el costo económico del desperdicio energético. Ahora, el costo de los valores de tales pérdidas deberá recaer sobre alguno o algunos agentes del Mercado de Energía, sujeto de manera obvia a las regulaciones de cada país, ello considerando el siguiente cuestionamiento; ¿De qué manera se deben asignar los costos de las pérdidas generadas en los sistemas eléctricos?

Para resolver el cuestionamiento surgen metodologías básicas que plantean la asignación de pérdidas de acuerdo a la proporción de la demanda, tal fue el caso colombiano donde en la participación de pérdidas no se incluían a los generadores. Esta metodología es una de las primeras planteadas y recibe el nombre de asignación de pérdidas prorrateada que se explicará adelante [33]. Por otro lado en tal participación, los generadores eran quienes asumían los costos totales de las pérdidas, ocasionando insatisfacción en tales agentes y conllevando a un replanteamiento de la metodología de manera que las cargas asumieran también las pérdidas.

Las metodologías han ido evolucionando de manera que ahora se considera el problema de repartición de pérdidas como un problema en el que se requiere asumir los costos de manera justa y teniendo presente las señales que se dan a los diferentes agentes del mercado.

Teniendo en cuenta el anterior panorama se describe varias metodologías, una de las cuales, será empleada para simulaciones en capítulos posteriores.

2.2 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS CONSIDERANDO FACTORES DE SENSITIVIDAD Y FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO

2.2.1 Motivación y descripción

Uno de los retos de una metodología de asignación de pérdidas en sistemas de transmisión es la repartición justa de tales valores. Este principio es hasta ahora de difícil alcance dado que la generalidad de las técnicas incluye algún nivel de arbitrariedad. A pesar de esto existen metodologías mejoradas que consideran de manera amplia las restricciones de las redes. Una de ellas es la que asigna las pérdidas considerando factores de sensibilidad.

Es conocido que las pérdidas dependen de los valores de los flujos por las líneas que van desde los generadores, usando el sistema de transmisión, hasta llegar a las cargas. El problema de la asignación de pérdidas a los diferentes agentes consiste en el hecho que éstas son una función no lineal de los valores de carga, generación y parámetros del sistema, además de ser no separable, es decir; no es posible obtener una expresión donde las pérdidas totales sean

una suma de las componentes particulares debidas a la existencia de generadores y cargas.

Lo que proponen E. A. Belati *et all* en [26] se basa en el uso de los flujos de carga tradicionales y su conjunción con el uso del Flujo de Potencia Óptimo (FPO). La técnica propuesta funciona de manera que las pérdidas son asignadas a los agentes a través de denominados Coeficientes de Pérdidas Incrementales de Transmisión (ITL por sus siglas en inglés). Así, se consideran, además de los valores de consumo de cada una de las cargas, la influencia permanente de las variaciones de cada una de ellas junto con la inclusión de los parámetros eléctricos del sistema.

Inicialmente es necesario resolver los FPO, para cada problema estudiado donde se sabe que se busca la minimización de los valores de pérdidas de potencia activa. Esto es información básica usada en los sistemas reales para el despacho ideal. Tomando el anterior estado como condición inicial, se llega a un nuevo punto de operación que resulta de perturbar las cargas. Los coeficientes ITL de las barras son obtenidos usando el resultado del FPO en el nuevo punto de operación. El análisis de sensibilidad considera las restricciones del problema, la topología de la red y las inyecciones de potencia en las barras [26].

2.2.2 Formulación de la metodología

Flujo de Potencia Óptimo

El problema del Flujo de Potencia Óptimo se plantea como [17]

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad f(x) \\
 & \text{s.a.} \quad g_i(x)_i = 0; \quad i = 1, \dots, m < n, \\
 & \quad \quad h_j(x) \leq 0; \quad j = 1, \dots, r + n,
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Donde x pertenece al espacio n -dimensional de los valores de voltajes nodales. En esta misma variable se pueden incluir los valores del *tap* en transformadores. La función objetivo simplemente representa el valor total de las pérdidas de transmisión. Las restricciones de igualdad representan el flujo de carga mientras que las de desigualdad modelan las restricciones operativas de barras, generadores y cargas. Nótese como el problema

planteado tiene una función no lineal en su función objetivo así como ser no convexo [29]. Este problema puede ser resuelto por técnicas de programación no lineal que incluyen el Lagrangiano aumentado, es decir, la inclusión de las restricciones del problema en la función objetivo para luego resolverlo como un problema irrestricto [30].

Este problema ha sido ampliamente tratado en la literatura especializada, siendo uno de sus mejores exponentes el trabajo de Tinney [17].

Análisis de Sensitividad

El análisis de sensitividad se basa en un teorema propuesto por Fiacco A. V. [31]. La justificación de tal teorema está más allá del alcance de ésta tesis, para ello se sugiere consultar [32]. La perturbación que se efectúa sobre el sistema, tal como se describió en anteriores párrafos, es realizada mediante la modificación de las restricciones del flujo de carga a través de incrementos en los valores de potencia de las barras. Para lograr el efecto deseado, se añaden constantes adicionales al conjunto de restricciones de igualdad presentadas en la ecuación 2.1, tal como se ilustra en la ecuación 2.2.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f(x) \\ \text{s.a.} \quad & g_i(x)_i + \varepsilon_i = 0; \quad i = 1, \dots, m < n, \\ & h_j(x) \leq 0; \quad j = 1, \dots, r + n, \end{aligned} \tag{2.2}$$

Aquí, $\varepsilon = (\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_m)$ es el vector de perturbaciones para cada nodo. De esta manera se puede efectuar una nueva representación para el problema inicial con las consiguientes perturbaciones en la ecuación 2.3.

$$La(x, \mu, \omega) = f(x) + \mu[g(x) + \varepsilon] + \omega h(x) \tag{2.3}$$

Donde los valores de ω son mayores o iguales a cero y donde los valores de μ son los multiplicadores de Lagrange [32]. Ahora, a partir del análisis matemático del problema se desprende lo siguiente.

Partiendo de las condiciones necesarias de optimalidad para el problema irrestricto de la ecuación 2.3, es posible obtener un sistema de ecuaciones no lineales que se puede resolver con cualquier metodología de tipo matemático.

Para este caso específico los autores plantean el uso del método de Newton Raphson [26]. De esta manera se obtiene una matriz de valores como se muestran en la expresión 2.4.

$$\begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \omega \\ \Delta \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla_{xx}^2 La(x^*, \omega^*, \mu^*) & \nabla_x h(x^*) & \nabla_x g(x^*) \\ \omega^* \nabla_x h(x^*) & h(x^*) & 0 \\ \nabla_x g(x^*) & & \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -1 \end{bmatrix} \varepsilon \quad 2.4$$

Nótese en 2.4 que para el cálculo de los valores de Δx , $\Delta \omega$, $\Delta \mu$, es necesario tener la respuesta óptima del problema de Flujo de Potencia Óptimo, (x^*, ω^*, μ^*) . En el problema con el Lagrangiano aumentado las restricciones están asociadas a los multiplicadores de Lagrange μ y ω . Aquí el nuevo estado del sistema perturbado estará dado por los valores $x_0 = x + \Delta x$.

Al realizar el análisis de esta manera, se efectúan cálculos de OPF muy rápido sin tener que efectuar un OPF por cada variación efectuada en los nodos.

Integración de las etapas y descripción de la metodología

Una vez conocidas las etapas componentes, es preciso unificarlas en un procedimiento un tanto general que permita la solución del problema central planteado en la tesis, la asignación de pérdidas.

Inicialmente, considerando la información del problema, se implementa el OPF. Luego de esto el problema es perturbado en cada nodo a la vez, de manera que se obtengan nuevos estados. Ahora, usando el análisis de sensibilidad, ecuación 2.4, se llegan a las nuevas soluciones óptimas del problema de OPF y por tanto a nuevos valores de pérdidas. Una vez se cuenta con los nuevos valores, se obtienen los coeficientes incrementales de pérdidas para cada nodo i , llamados K_i . Estos coeficientes se pueden obtener de la siguiente manera.

$$K_i = L_i - L_b \quad 2.5$$

En la expresión 2.5 L_b es el valor de pérdidas del caso base para los valores (x^*, ω^*, μ^*) y L_i es el valor de las pérdidas luego de la perturbación en potencia efectuada en el nodo i . Es decir;

$$L_b = f(x^*)$$

$$L_i = f(x^* + \Delta x(\varepsilon_i))$$
2.6

Una vez se cuenta con los valores de K_i , se obtiene un valor de pérdidas totales que se asignarán. Este valor se obtiene como sigue

$$L_b' = \sum_{\forall i} P_i K_i$$
2.7

Ahora, los valores de pérdidas asignadas a cada nodo toman la forma mostrada en 2.8.

$$L_{pi} = P_i K_i'$$
2.8

donde K_i' toma la forma mostrada en 2.9

$$K_i' = K_i \frac{L_b}{L_b'}$$
2.9

Con todo lo anterior se tendrá cumplimiento entre los valores de pérdidas asignadas y los valores de pérdidas que se presentan en el sistema, esto se verifica en 2.10.

$$L_b = \sum_{\forall i} P_i K_i'$$
2.10

El algoritmo se muestra en el gráfico 2.1.

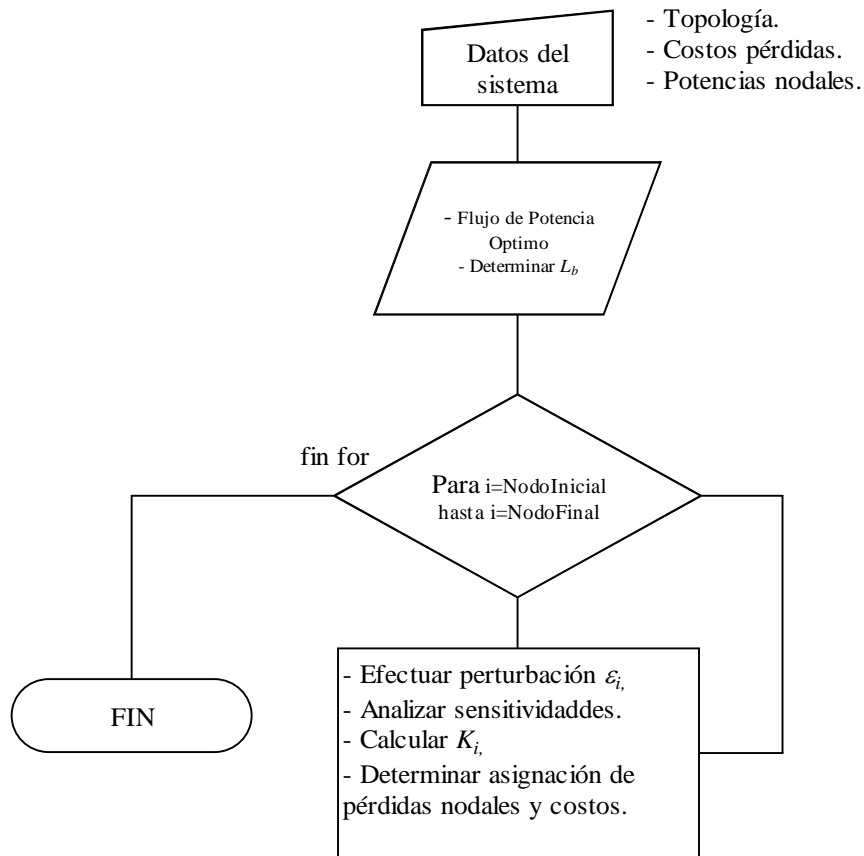


Gráfico 2.1. Diagrama de Flujo de la metodología.

2.2.3 Ventajas y comentarios de la metodología

Un elemento a destacar aquí es la velocidad en la que se pueden efectuar los cálculos dado que el OPF se soluciona una sola vez y el resto del análisis se efectúa mediante el uso de las sensitividades del sistema en cada uno de los nodos.

Por otro lado, se ha efectuado modificaciones en los valores de K_i de manera que en cada caso se estén asignando las pérdidas, a cada uno de los agentes, correspondientes a las pérdidas presentes en el sistema.

Al calcular usando 2.5, es posible que los valores de K_i den negativos. Lo anterior estaría dado por lo siguiente: en algún caso el valor de pérdidas en el estado inicial, L_b , sería mayor que el valor de pérdidas L_i que se presentaría en el caso que se diera un incremento de potencia en el nodo, ya sea de carga o

de generación. El valor negativo de asignación indicaría que ese nodo sería beneficiado a través de subsidios.

Hasta ahora, esta metodología considera valores topológicos y normalización de coeficientes de pérdidas. Adicionalmente se considera la variación con respecto a las condiciones óptimas obtenidas del OPF y se combina con los valores de potencia nodal.

Finalmente se puede anotar que dentro del mercado, dado que existen beneficiados en cada una de las transacciones energéticas, éstos deben asumir el costo de las pérdidas del sistema, es decir, tanto generador como carga deben asumir las responsabilidades económicas del ejercicio. Es claro que esta metodología no se considera las pérdidas presentes en el sistema debido al cambio en los parámetros del STN.

2.3 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS USANDO INFORMACIÓN DE Z-BUS

2.3.1 Motivación y descripción

Algunas metodologías, como la de asignación de pérdidas prorrata [33] es tan básica que sólo considera la participación en potencia activa de los agentes y no su conectividad con el resto del sistema. Lo anterior puede desestimular el uso de los activos de transmisión en cargas de gran tamaño que se encuentren cercanas a los centros de generación.

Por otro lado, para mejorar el anterior inconveniente, se presentan metodologías que consideran las relaciones intrínsecas que tienen los nodos con la topología del sistema. Aquí, se consideran las distancias y la conectividad eléctrica. Estas metodologías incluyen los coeficientes de asignación de pérdidas incremental, obtenido a partir de análisis de sensibilidad. Algunos mercados de energía no implementan esta metodología debido a que, según lo visto en la sección anterior, los coeficientes de asignación de pérdidas pueden dar negativos implicando subsidios en tales nodos. Aunque en realidad se estaría estimulando el consumo de energía en ciertos puntos de la red, no es bien recibido por parte de la generalidad de los agentes el hecho que sus iguales reciban subsidios económicos pagados por ellos mismos vía pago de pérdidas. Adicionalmente esta metodología, en sus

orígenes, entregaba más recuperación de costos de pérdidas que las que en realidad se presentaban, problema solucionado mediante la normalización de los coeficientes tal como se ilustra en la ecuación 2.10.

Teniendo como propósito la solución de algunos de los inconvenientes planteados, surge la posibilidad de emplear algunos datos adicionales de la topología del problema de manera que se logre una asignación justa para los agentes. Así, se emplea información que posibilita mejorar las características de las otras metodologías en cuanto a que es necesario que se tengan en cuenta las magnitudes de las corrientes y potencias nodales, la relativa posición del nodo, las relaciones voltaje corriente Y_{bus} y que se puedan implementar de manera sencilla para obtener resultados plausibles.

Es por esto que en la metodología de asignación de pérdidas usando información de Z-bus incluye, aparte de las anteriores características, el hecho que las corrientes son las determinantes de los valores de pérdidas, la “separabilidad” de algunas relaciones entre pérdidas y potencias nodales además de castigar de manera mayor a los agentes más alejados del sistema.

2.3.2 Formulación de la metodología

El objetivo de la metodología de asignación de pérdidas usando la información de Z-bus es distribuir los valores de pérdidas, producidos en las líneas de transmisión, a todos los nodos del sistema. Teniendo claro lo planteado, se parte del siguiente hecho.

$$L_T = \sum_{\forall k} L_k \quad 2.11$$

El valor de L_k es la componente de pérdida asignada al nodo k -ésimo de uno de los n nodos, es decir; L_k establece la responsabilidad económica para el nodo k al precio marginal de energía, λ . El costo marginal, λ , es usado debido a que las pérdidas del sistema surgen luego del despacho ideal efectuado por los Centros Nacionales de Despacho.

Para el cálculo de los valores de L_k es necesario definir condiciones topológicas.

La matriz Y se define mediante la expresión 2.12. Es la matriz Y-bus obtenida de manera convencional.

$$Y = G + jB \quad 2.12$$

Por otro lado se supone información plena del problema de flujo de carga, es decir, se conocen los valores de las variables de estado, voltajes nodales V , y por consiguiente se conoce los valores de corrientes nodales, I .

Los valores de pérdidas del sistema se pueden expresar en términos de Y-bus y V , ó en términos de Z-bus y corrientes nodales, donde

$$Z = Y^{-1} = R + jX \quad 2.13$$

La ecuación 2.13 representa el valor de Z-bus. Ahora, se parte el análisis considerando lo formulado en la ecuación 2.14.

$$L_T = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n V_k I_k^* \right\} \quad 2.14$$

Este valor de pérdidas se puede expresar en términos de valores de Y , tal como ilustra 2.15 o mediante el uso de Z , como en 2.16.

$$L_T = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n V_k \left(\sum_{j=1}^n Y_{kj}^* V_j^* \right) \right\} \quad 2.15$$

$$L_T = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n Z_{kj} I_j \right) \right\} \quad 2.16$$

Nótese que la ecuación 2.16 recoge muchos de los planteamientos efectuados en la motivación de la metodología, pues se incluyen los valores de las corrientes, se genera una formulación que relaciona pérdidas y valores nodales, así como se tiene en cuenta la distancia eléctrica de las cargas hasta el "centroide" del sistema.

A partir de las expresiones 2.15 y 2.16 y retomando la expresión 2.13, es posible encontrar la expresión 2.17, que separa los valores de pérdidas en dos componentes.

$$L_T = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} + \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n i \cdot X_{kj} I_j \right) \right\} \quad 2.17$$

En la literatura se muestra que los valores que resultan en 2.17, al computar la componente imaginaria de Z , se obtienen valores totales nulos [18]. El resultado en 2.18 hace evidente que las pérdidas se pueden obtener en términos de corrientes nodales y el valor real de Z -bus, R .

$$L_T = \Re \left\{ \sum_{k=1}^n I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad 2.16$$

Nótese que de 2.16 se interpreta que es posible separar uno a uno los términos.

Se realizará un análisis matricial de información. Considérese el vector real de potencias nodales como sigue

$$P = \Re \{ \text{diag}(I^*) R I \} + \Re \{ i \cdot \text{diag}(I^*) X I \} \quad 2.17$$

Donde P representa la componente real de la suma de todas las potencias nodales, I , representa vector de corrientes y R ; X representan los parámetros del problema. Así, dos componentes se pueden escribir a partir de 2.17, una de ellas la resultante de incluir los valores de resistencias, L , y otra componente resultante de incluir los valores de impedancias, D .

$$L = \Re \{ \text{diag}(I^*) R I \} \quad 2.18$$

$$D = \Re \{ i \cdot \text{diag}(I^*) X I \} \quad 2.19$$

En 2.18 y 2.19 $\text{diag}(I)$, representa un vector de valores de corrientes nodales escritos dispuestos en la diagonal de una matriz de $n \times n$. L representa la componente de pérdidas del sistema. Al comparar 2.16 y 2.18 se encuentra

que son expresiones idénticas expresadas de forma diferente, dando como resultado que 2.16 representa el total de las pérdidas del sistema expresadas en forma de sumatorias. Con esta última apreciación se do por finalizada la justificación de la asignación mostrada en 2.20.

Finalmente, analizando 2.16 y 2.18 se escribe la expresión para la asignación de pérdidas en el nodo k -ésimo.

$$L_k = \Re \left\{ I_k^* \left(\sum_{j=1}^n R_{kj} I_j \right) \right\} \quad 2.20$$

La ecuación 2.20 muestra la manera en que se relacionan los valores de corrientes inyectadas en los n nodos y la corriente del nodo k . Es importante destacar que esta forma de asignar los valores de pérdidas, L_k , considera los valores de corrientes fasoriales nodales, lo que se acerca a la realidad dado que las pérdidas resultan de la circulación de corrientes a través de las líneas de transmisión.

Así queda terminada la presentación de esta metodología de asignación de pérdidas que considera información paramétrica de los sistemas.

Se presenta el algoritmo.

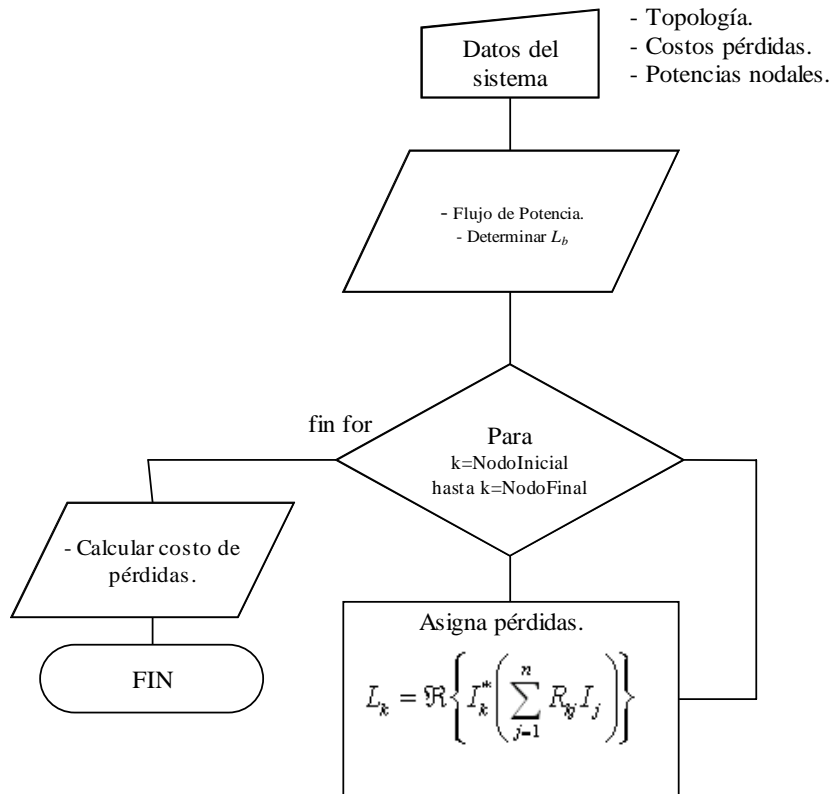


Gráfico 2.2. Diagrama de Flujo de la metodología que usa información de Z-bus.

2.3.3 Ventajas y comentarios de la metodología

En la metodología presentada se incluyen las corrientes nodales, se genera una formulación que relaciona pérdidas y valores nodales generando separabilidad en los datos de pérdidas por nodo, así como se tiene en cuenta la distancia eléctrica de las cargas hasta el “centroide” del sistema.

Por otro lado, esta metodología no exige suposiciones de ningún tipo ni presenta normalizaciones adicionales como en el caso de la presentada en 2.2.

Para la implementación solamente es necesario conocer información de la topología del sistema y en todo momento se puede computar el valor de pérdidas de manera que se pueden construir curvas de energía. Aparte de lo anterior, la sencillez del uso de sumatorias simples permite cálculos rápidos, toda vez que no es necesario correr flujos de carga adicionales así varíen los estados del sistema.

Un elemento final es la separabilidad de las pérdidas totales en términos de los valores de pérdidas individuales, característica útil si se requiere mejorar los comportamientos de pérdidas del sistema debidos a un nodo particular.

Una dificultad presente en esta metodología es el hecho que no separa los diferentes agentes que se encuentran en un nodo, es decir, se asignan valores de pérdidas a nodos, independiente de si existen uno o más agentes en una misma barra. Este hecho se soluciona con una sencilla fórmula planteada por los autores en [18].

Como adición, aún en esta metodología no se consideran las pérdidas adicionales presentes en el sistema debido a negligencia en los encargados o dueños de los activos de transmisión.

2.4 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS USANDO MW-kM

2.4.1 Motivación y descripción

Una metodología que asigna pérdidas de manera extremadamente sencilla es la asignación proporcional simple. Se realiza efectuando la suma de generación y carga total. Luego se calculan las pérdidas del sistema y se reparten proporcionalmente entre cargas y generadores considerando que los dos agentes asumen iguales responsabilidades. Esta forma de establecer las responsabilidades es la usada en Colombia.

Esta manera de calcular las pérdidas no considera la exigencia sobre el sistema debida a las enormes distancias entre las cargas, generadores y los “centroides” del sistema. Para mejorar la anterior característica se incluyen las distancias del sistema. Las cantidades repartidas son 50% para el generador y 50% para las cargas.

2.4.2 Formulación de la metodología

Trazado del flujo de carga

Establece los flujos que viajan a través de las líneas desde los generadores hasta las cargas además de determinar las exigencias puestas por las cargas al

STN. Cabe la pena mencionar que tales usos de la red, determinados por las metodologías de trazado de flujo de potencia, tienen múltiples respuestas.

Una primera etapa del trazado de flujo de potencia es establecer la participación en el flujo neto de las líneas para cada generador presente en la red. La figura 2.3 ilustra la participación del generador *i-ésimo*. Para esto se reducen los valores de las cargas de manera que coincida el equilibrio de energía para el sistema dado que generalmente el conjunto de cargas es mayor que cualquiera de los generadores [34].

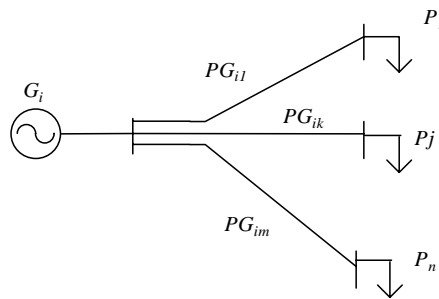


Gráfico 2.3. Esquema de trazado de flujo para un generador G_i .

Por otro lado, para las cargas se efectúa el mismo proceso. Esta metodología es la dual de la anterior y se disminuyen los valores de generación para que se cumplan los balances de energía [34].

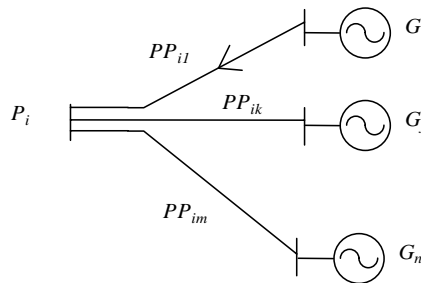


Gráfico 2.4. Esquema de trazado de flujo para una carga P_i .

Metodología

La metodología es bastante sencilla de aplicar una vez se cuenta con el trazado de flujo. Inicialmente se corre flujo de carga de manera que se establezcan los valores de pérdidas del sistema. Posteriormente se establece el monto total de pérdidas a repartir entre agentes. Enmau la literatura es usado

50%-50%, hecho basado en que los dos agentes se benefician del ejercicio económico en iguales proporciones y oportunidades con similares tasas de retorno.

Nótese que si se considera el trazado de flujo de carga se está teniendo en cuenta el uso dado a la red por parte de los agentes. El uso de la red considera de igual manera las distancias, con lo que se castiga de manera mayor a los agentes que estén en la periferia del STN.

Se define entonces el uso del STN así:

$$T_{Di} = \sum_{k=1}^m PP_{ik} l_k \quad 2.21$$

$$T_{Gi} = \sum_{k=1}^m PG_{ik} l_k$$

Donde m es el número de líneas del sistema y l_k es la distancia de cada una de ellas.

Ahora PP_{ik} es el flujo de potencia por la línea k debida a la existencia de la demanda P_i . PG_{ik} es el flujo de potencia por la línea k debida a la existencia del generador G_i .

Ahora, las pérdidas que se han de asignar a cada agente corresponde a un porcentaje de las pérdidas totales de su grupo, es decir; cada agente pagará un 50% del total de las pérdidas asignadas a generadores o cargas según el caso como en 2.22 y 2.23:

$$L_{Di} = (50\% L_T) \frac{T_{Di}}{\sum_{j=1}^m T_{Dj}} \quad 2.22$$

$$L_{Gi} = (50\% L_T) \frac{T_{Gi}}{\sum_{j=1}^m T_{Gj}} \quad 2.22$$

Se puede extraer que las pérdidas se asignan completamente a todos los agentes. Esto se hace evidente al considerar lo siguiente:

$$L_T = \sum_{\forall i} L_{Gi} + \sum_{\forall i} L_{Di} \quad 2.22$$

Donde L_T representa el valor de la pérdidas totales en el sistema, obtenidas mediante el flujo de carga simple efectuado al comienzo.

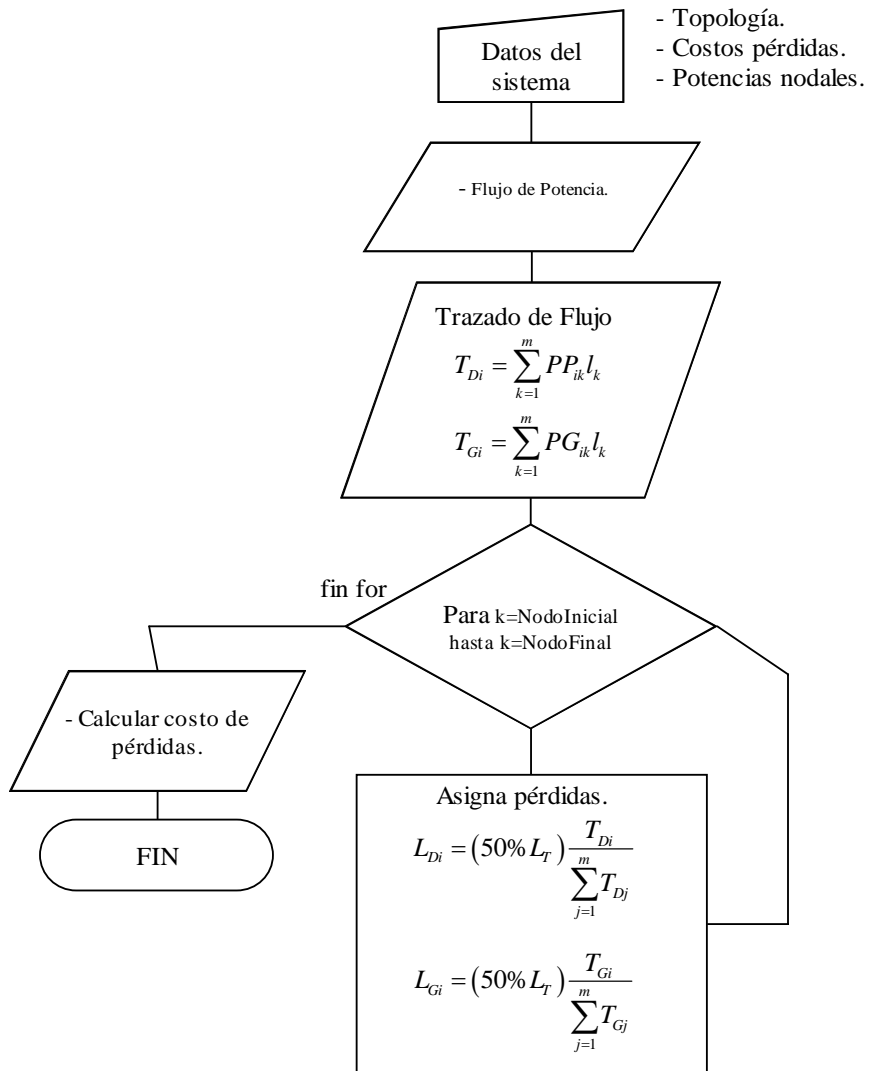


Gráfico 2.5. Diagrama de Flujo para el método de asignación de pérdidas USANDO MW-kM.

2.4.3 Ventajas y comentarios de la metodología

Nótese generadores y cargas reciben una participación del valor de las pérdidas de manera positiva, es decir, nunca existirán subsidios a agente

alguno, lo que de alguna manera es favorable ya que evita interpretaciones erróneas de agentes que consideren trato injusto al pagar mientras otros están recibiendo dinero. Lo anterior puede quedar claro en el sentido que el CND establece el estado en el que se han de presentar las pérdidas mínimas.

Por otro lado en esta metodología se considera la distancia de los recorridos de los flujos, es decir; en 2.21 se aprecia claramente que el valor de las longitudes de las líneas influye en el valor de pérdidas asignadas a cada agente.

Aparte de lo mencionado, la determinación de los valores pérdidas usando esta metodología toma bastante información del sistema e incluso plantea la manera en que se usa las líneas por parte de cada agente en las distintas transacciones.

Una desventaja que salta a la vista es el hecho que arbitrariamente se definen los mismos valores para ser asignados a cargas y generadores sin considerar variación alguna. Una vez repartido el total de pérdidas simplemente se usa la metodología.

Otra desventaja radica en que las metodologías de trazado de flujo de potencia no entregan un solo valor, es decir; los valores entregados por la metodología del trazado de flujo de potencia por las líneas pueden dar diferentes valores dependiendo de la estrategia usada.

Finalmente es conveniente afirmar que en esta metodología tampoco se incluyen los efectos del deterioro de las líneas de transmisión en el proceso de asignación de pérdidas, aunque si se hace evidente que el estado de tales líneas puede desembocar en un aumento de la asignación a los agentes. Lo anterior inmediato puede generar malas señales de mercado para los generadores y demandas, dado que se estaría asumiendo el efecto de la desmejora en el sistema producido por malas prácticas de los transmisores.

Es así como se plantean metodologías que si bien no se implementan de manera total dentro de este proyecto, permiten dar luces para el entendimiento del problema así como para la verificación de sus resultados.

El próximo capítulo implementará dos metodologías en dos sistemas de prueba, uno de ellos perteneciente al texto Power Operation Generation and Control y otro de ellos el sistema IEEE de 14 nodos modificado [35].

CAPÍTULO 3

ALTERNATIVA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE PÉRDIDAS

3.1 INTRODUCCIÓN

Ya se han estudiado y descrito algunas alternativas para la asignación de pérdidas en el capítulo 2. Ahora resta implementar algunas de tales metodologías de manera que sea posible concluir acerca de su implementación y aplicabilidad.

Los casos a estudiar serán el sistema IEEE de 14 nodos modificado y un sistema de 6 barras del libro Power Generation Operation and Control [35]. La modificación efectuada en el sistema consiste en la reducción de los valores de inyección entregados por los capacitores síncronos. Para los dos casos se asumirán valores de distancias de líneas proporcionales a sus valores de resistencias de manera que pueda ser aplicada la metodología MW-kM. Adicional se implementará la asignación de pérdidas basada en información Z-bus.

Al describir las anteriores metodologías se efectuará modificaciones en los sistemas para hacer visible la manera como se modifican las pérdidas en sistemas de transmisión que tienen políticas de mantenimiento débiles. Así, se hace necesario incluir los efectos de la deficiencia en el STN en el asunto de la distribución de pérdidas e incluir a los agentes responsables del mismo en la asignación de responsabilidades económicas.

3.2 CASOS DE PRUEBA

El primer caso de prueba se presenta en su esquema en la figura 3.1. En las tablas 3.1 y 3.2 se muestran los parámetros del sistema. Las distancias descritas ahí son estimadas. Estas distancias hacen parte de la modificación y se establecen proporcionales a los valores de resistencias suponiendo líneas del mismo tipo, como generalmente ocurre y en circuitos sencillos.

$S_{base} = 100 \text{ MVA}$. $V_{base} = 110000 \text{ V}$.

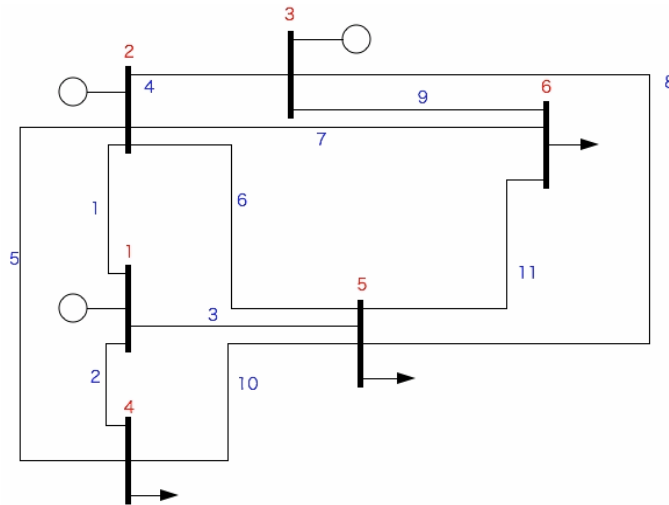


Figura 3.1. Sistema de prueba de 6 nodos del libro de Wood.

Tabla 3.1 Parámetros Nodales del sistema de Prueba 1

Bus								
Tipo	Nº	Vini	Pg	Qg	Pd	Qd	Gsh	Bsh
Slack	1	1,05	0	0	0	0	0	0
PV	2	1,05	0,5	0	0	0	0	0
PV	3	1,07	0,6	0	0	0	0	0
PQ	4	1	0	0	0,7	0,7	0	0
PQ	5	1	0	0	0,7	0,7	0	0
PQ	6	1	0	0	0,7	0,7	0	0

Tabla 3.2 Parámetros de líneas del sistema de Prueba 1

Líneas							
Línea	Desde	Hasta	R	X	G	B	Distancia km
1	1	2	0,1	0,2	0	0,04	10
2	1	4	0,05	0,2	0	0,04	5
3	1	5	0,08	0,3	0	0,06	8
4	2	3	0,05	0,25	0	0,06	5
5	2	4	0,05	0,1	0	0,02	5
6	2	5	0,1	0,3	0	0,04	10
7	2	6	0,07	0,2	0	0,05	7
8	3	5	0,12	0,26	0	0,05	12
9	3	6	0,02	0,1	0	0,02	2
10	4	5	0,2	0,4	0	0,05	20
11	5	6	0,1	0,3	0	0,06	10

Un segundo caso de prueba es el sistema IEEE de 14 nodos modificado, presentado en la figura 3.2, cuyos valores se presentan en las tablas 3.3 y 3.4. En este se eliminan los condensadores síncronos y uno de los transformadores. Igual que en el anterior sistema de prueba, se han estimado valores de distancia de manera que puedan ser aplicadas las metodologías que consideran distancias. Los valores base son de iguales características del anterior sistema de prueba.

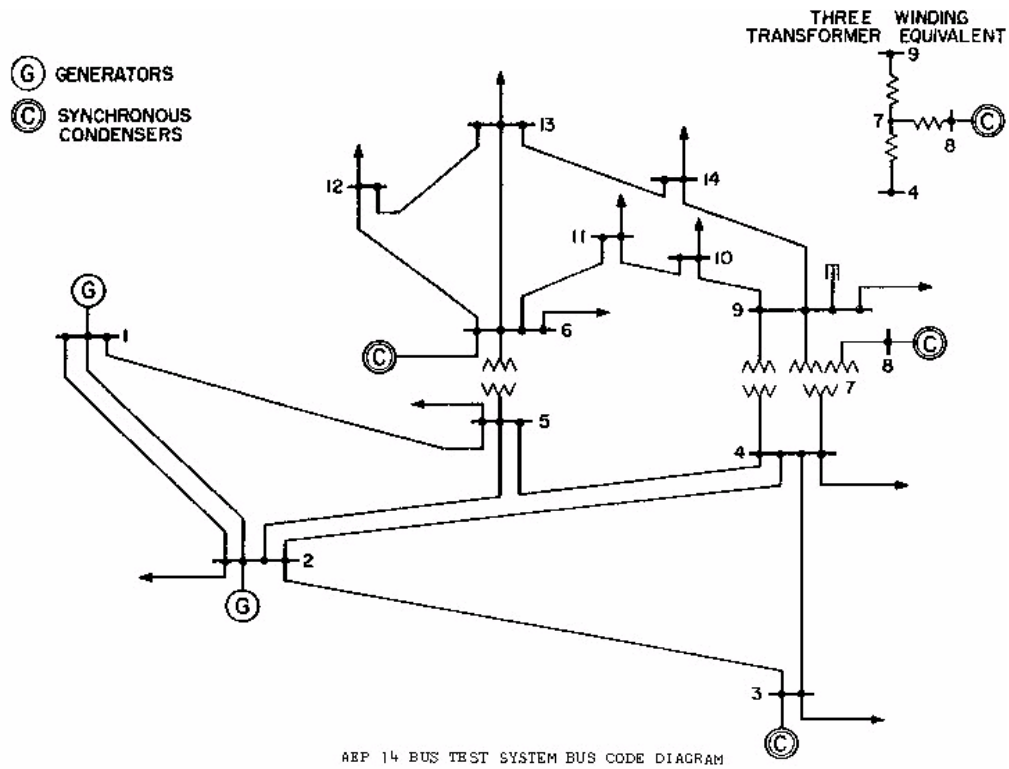


Figura 3.2. Sistema de prueba IEEE de 14 nodos.

Tabla 3.3 Parámetros Nodales del sistema de Prueba IEEE14 modificado

Bus								
Tipo	Nº	Vini	Pg	Qg	Pd	Qd	Gsh	Bsh
Slack	1	1,06	-0,169	0	0	0	0	0
PV	2	1,045	0,4	0,424	0,217	0,127	0	0
PV	3	1,01	0	0,234	0,942	0,19	0	0
PQ	4	1,019	0	0	0,478	-0,039	0	0
PQ	5	1,02	0	0	0,076	0,016	0	0
PV	6	1,07	0	0,122	0,112	0,075	0	0
PQ	7	1,056	0	0	0,295	0,166	0	0
PQ	8	1,051	0	0	0,09	0,058	0	0
PQ	9	1,057	0	0	0,035	0,018	0	0
PQ	10	1,055	0	0	0,061	0,016	0	0
PQ	11	1,05	0	0	0,135	0,058	0	0
PQ	12	1,036	0	0	0,149	0,05	0	0

Tabla 3.4 Parámetros de líneas del sistema de Prueba IEEE 14 modificado

Líneas							
Línea	Desde	Hasta	R	X	G	B	Distancia
1	1	2	0,01938	0,05917	0	0,0528	10
2	1	5	0,05403	0,22304	0	0,0492	12
3	2	3	0,04699	0,19797	0	0,0438	20
4	2	4	0,05811	0,17632	0	0,0374	20
5	2	5	0,05695	0,17388	0	0,034	11
6	3	4	0,06701	0,17103	0	0,0346	8
7	4	5	0,01335	0,04211	0	0,0128	11
8	4	7	0	0,155362	0	0	1
9	5	6	0	0,25202	0	0	1
10	6	9	0,09498	0,1989	0	0	4
11	6	10	0,12291	0,25581	0	0	7
12	6	11	0,06615	0,13027	0	0	8
13	7	8	0,03181	0,0845	0	0	3
14	7	12	0,12711	0,27038	0	0	7
15	8	9	0,08205	0,19207	0	0	3
16	10	11	0,22092	0,19988	0	0	5
17	11	12	0,17093	0,34802	0	0	5

3.3 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS USANDO INFORMACIÓN DE Z-BUS

En esta sección se implementará la asignación de pérdidas basada en la información topológica de Z-Bus. La metodología se implementará para los dos sistemas de prueba presentados en el anterior numeral.

3.3.1 Sistema de 6 nodos

Para el sistema de Wood se ejecuta el programa hecho en Matlab. El flujo de carga muestra el valor de pérdidas en cada una de las líneas en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Pérdidas en el sistema de prueba de Wood

Línea Nº	Inicial	Final	Pérdidas pu
1	1	2	0,008679862
2	1	4	0,010424512
3	1	5	0,010141256
4	2	3	0,000400387
5	2	4	0,01340674
6	2	5	0,004053826
7	2	6	0,005245293
8	3	5	0,008947417
9	3	6	0,008850074
10	4	5	0,000407042
11	5	6	0,000328471
Totales			0,070884881

Los valores de pérdidas que se deben asumir en cada uno de los nodos se muestran en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Resultados obtenidos con la metodología que usa información de Z-Bus

Agente	Pérdidas asignadas
G1	0,02225866
G2	0,007143476
G3	0,010838774
D4	0,012808962
D5	0,013238235
D6	0,004596773
Totales	0,070884881

Tal como se mencionó en el capítulo 2, los valores obtenidos usando esta técnica no entregan subsidios, esto se hace evidente al analizar que todos los valores de las pérdidas mostradas en la tabla 3.6 son positivos. Otra característica que puede darle coherencia a la técnica es el hecho que la suma de los valores de pérdidas asignados a cada agente dentro del sistema de prueba coincide con el valor de pérdidas totales presentadas en la tabla 3.4. Esto es importante dado que luego de aplicar la metodología no es necesario normalizar los valores para que se de plena coincidencia entre las asignaciones y las pérdidas reales del sistema.

Nótese también que a pesar que las demandas son iguales los valores de pérdidas asignados son diferentes.

3.3.2 Sistema IEEE14 Modificado

Para el sistema de prueba IEEE14 modificado se tiene lo mostrado a continuación. Nótese que T8 y T9 no presentan valores de pérdidas pues éstos son modelados únicamente en su reactancia.

Tabla 3.7 Valores de Pérdidas en cada línea

Línea Nº	Inicial	Final	Pérdidas pu
1	1	2	0,042807055
2	1	5	0,027369833
3	2	3	0,023997192
4	2	4	0,017732617
5	2	5	0,009484661
6	3	4	0,00427615
7	4	5	0,005429984
T8	4	7	0
T9	5	6	0
10	6	9	0,00046738
11	6	10	0,00082869
12	6	11	0,002344923
13	7	8	0,000230722
14	7	12	0,001759663
15	8	9	8,61581E-05
16	10	11	6,53758E-05
17	11	12	0,000453223
Totales			0,137333626

Para el sistema IEEE14 se generan unos valores de pérdidas que se muestran en la tabla 3.8.

Tabla 3.8 Asignación para el sistema IEEE

Agente	Pérdidas asignadas
G1	0,075669855
G2	0,003144097
D3	0,028375375
D4	0,008922348
D5	0,000811024
D6	0,001476972
D7	0,005732886
D8	0,002068972
D9	0,000694313
D10	0,001399319
D11	0,003625667
D12	0,0054128
Totales	0,137333626

En la anterior tabla se presentan valores de pérdidas que al igual que en el sistema anterior, se cumple que la suma de los Lk_i debe coincidir con los valores de pérdidas que se encuentra al sumar los valores de las pérdidas línea a línea. Para este caso, el mayor valor de pérdidas es asumido por el agente G1. El menor valor de pérdidas es asignado al agente D9. Al analizar la información nodal, se nota que D9 tiene el valor mínimo de potencia nodal. Al revisar los valores de potencias inyectadas se encuentra una estrecha relación entre los valores consumidos y generados con los valores de pérdidas asignadas.

Se puede observar que los valores de pérdidas están relacionados íntimamente con los valores de las potencias inyectadas.

3.4 ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS USANDO MW-kM.

La asignación de pérdidas usando MW-kM se efectúa según lo planteado en el capítulo 2. Lo ideal es usar la información de los flujos. Esta asignación tiene una dificultad; a pesar de que los valores considerados en la ecuación 2.21 son los flujos de potencia, el autor prefiere usar los valores de pérdidas presentadas en tales líneas. Lo anterior porque a pesar que una línea tenga un excesivo valor de resistencia, puede ser de pequeña longitud, no va a ser ponderado de manera adecuada por el método. La modificación se presenta en la ecuación 3.1.

$$T_{Di} = \sum_{k=1}^m LP_{ik} l_k$$

$$T_{Gi} = \sum_{k=1}^m LG_{ik} l_k$$
3.1

Donde LP_{ik} y LG_{ik} son los valores de pérdidas en las líneas $i-k$ cuando se encuentran conectados los diferentes agentes.

Como se mencionó, se consideran las ecuaciones 2.21, 2.22 y 2.23. Luego se considera el algoritmo 2.5. En él, es necesario introducir una sencilla metodología de trazado de flujo de potencia presentada en [27].

Una vez se introducen los valores de longitud de líneas y efectuada la pequeña variación se procede a considerar los flujos de carga.

3.4.1 Sistema de 6 nodos

El primer sistema que se analiza es el sistema de 6 nodos de Wood. En él se requiere efectuar el trazado de flujo de potencia de manera que permita establecer la contribución de cada agente en el uso total del sistema. Los factores y valores de pérdidas asignados se encuentran en la tabla 3.9.

Tabla 3.9 Asignación MW-kM para el sistema de 6 nodos.

Agente	Factor	Pérdidas
G1	0,63347792	0,022452
G2	0,19531378	0,0069224
G3	0,1712083	0,00606804
D4	0,37127071	0,01315874
D5	0,36274116	0,01285643
D6	0,26598813	0,00942727
Totales		0,07088488

Se puede verificar que al igual que en la anterior metodología, G1 asume la mayor parte de las pérdidas y en valores similares. Por otro lado, los agentes G2 y G6, se mantienen en asignaciones bajas. La mayor diferencia se presenta en el agente G3 quien para la metodología anterior asume valores mayores de los asumidos en la actual.

Se nota de igual manera que las pérdidas totales asignadas coinciden con las pérdidas totales del sistema.

3.4.2 Sistema IEEE 14 modificado

El sistema IEEE modificado de 14 nodos es analizado con la metodología y dado que no se cuentan con valores de distancia, éstos son asumidos considerando el gráfico.

Los valores se presentan en la tabla 3.10. En la columna 3 se especifican los valores de pérdidas, en *pu*, que se asignan a los diferentes agentes del sistema. Es necesario considerar el hecho que cada vez que se determina el factor para un nodo, es necesario ejecutar la metodología de trazados de flujo de potencia por las líneas. Lo anterior hace que los tiempos de cálculo se eleven con respecto al número de agentes que se requiera analizar. En sistemas pequeños la diferencia de las metodologías no es considerable, ya para sistemas de gran porte, la diferencia de tiempos salta a la vista.

Tabla 3.10 Asignación MW-kM para el sistema de 14 nodos.

Agente	Factor	Asignación
G1	0,65377736	0,04489281
G2	0,34622264	0,02377401
D3	0,36404181	0,02499759
D4	0,19348423	0,01328595
D5	0,02973022	0,00204148
D6	0,04115719	0,00282613
D7	0,1320492	0,0090674
D8	0,04615809	0,00316953
D9	0,01763283	0,00121079
D10	0,03021072	0,00207447
D11	0,06745871	0,00463217
D12	0,078077	0,0053613
Totales		0,13733363

3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Un ligero análisis se presenta. En la tabla 3.11 se comparan los datos entregados por las dos metodologías implementadas. Se presentan también los gráficos obtenidos a partir de tales datos.

Tabla 3.11 Asignación para el sistema de 6 nodos.

Agente	Pérdidas asignadas	
	Z-Bus	MW-kM
G1	0,02225866	0,022452
G2	0,007143476	0,0069224
G3	0,010838774	0,00606804
D4	0,012808962	0,01315874
D5	0,013238235	0,01285643
D6	0,004596773	0,00942727

Nótese que en estas asignaciones, quien ha registrado mayor valor de asignación ha sido el nodo Slack, el agente G1. En el gráfico a continuación, se comparan los valores para cada uno de los nodos. En la figura 3.3 se visualiza que la mayor parte de los nodos recibe asignaciones de los mismos órdenes. A pesar que los dos valores de pérdidas coinciden, es preciso tener en cuenta que la metodología que usa información del Z-Bus siempre arroja los mismos resultados dado que es exacta. Para el caso de la asignación vía MW-kM no se da lo mismo debido a que el trazado de flujo de carga puede ser diferente dependiente del punto de partida, sugerido en el proceso de optimización. Por otro lado, el mismo método define valores de pérdidas asignables a cada tipo de agente sin importar el beneficio que el ejercicio económico represente para el mismo.

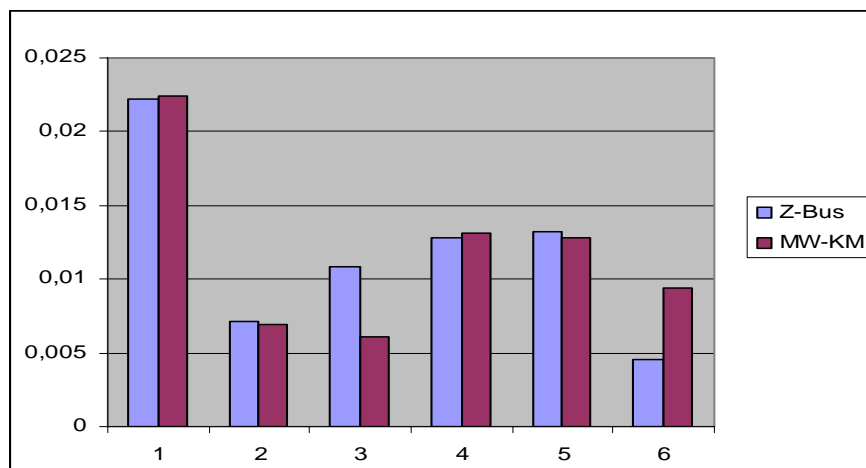


Figura 3.3. Diagrama de barras de las pérdidas asignadas a los agentes usando MW-kM.

Se nota que en los nodos 1, 2, 4 y 5 las asignaciones fueron proporcionales. Los otros dos nodos sufrieron pequeñas modificaciones.

Los métodos anteriores se pueden comparar toda vez que asignan pérdidas por nodo.

Frente al sistema de 14 barras, las variaciones son mayores. En la tabla 3.11 se muestran los valores y en la figura 3.4 se aprecian mejor los cambios.

Tabla 3.11 Asignación para el sistema de 14 nodos.

Agente	Pérdidas asignadas	
	Z-Bus	MW-kM
G1	0,075669855	0,04489281
G2	0,003144097	0,02377401
D3	0,028375375	0,02499759
D4	0,008922348	0,01328595
D5	0,000811024	0,00204148
D6	0,001476972	0,00282613
D7	0,005732886	0,0090674
D8	0,002068972	0,00316953
D9	0,000694313	0,00121079
D10	0,001399319	0,00207447
D11	0,003625667	0,00463217
D12	0,0054128	0,0053613

El diagrama de barras de la figura 3.4 hace evidente las diferencias. Se nota, cómo las metodologías asignan gran responsabilidad al nodo Slack.

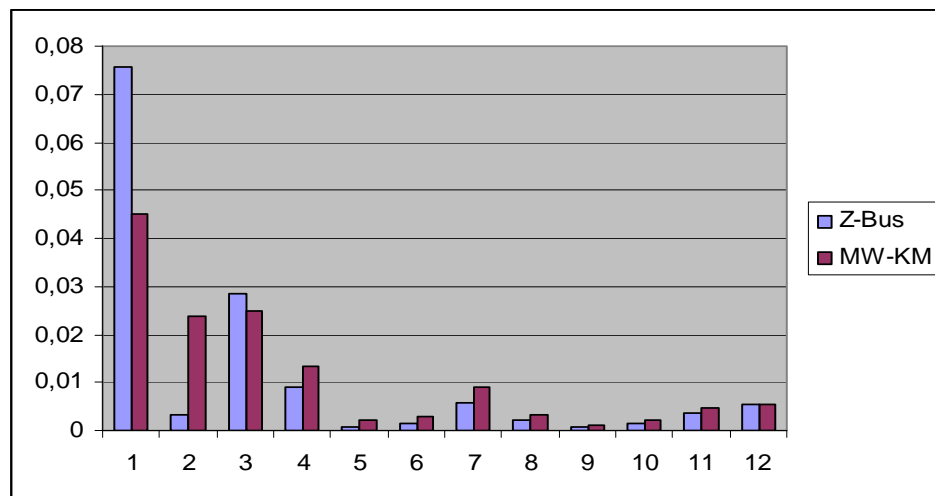


Figura 3.4. Diagrama de barras de las pérdidas asignadas a los agentes usando MW-KM.

Excepto en dos nodos, 1 y 2, los valores de asignación no difieren en más del 20%. Considerando que la asignación efectuada mediante el uso de Z-Bus es más exacta y deja de lado suposiciones, esta metodología es recomendada para la asignación de las pérdidas en el sistema de transmisión colombiano.

3.6 ANÁLISIS DE VARIACIÓN DE PARÁMETROS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Ya se ha considerado la metodología a usar en el caso de la repartición de pérdidas en los sistemas de transmisión. Ahora se trata de evaluar diferentes casos en los que las variaciones de los parámetros afectan los valores de pérdidas.

Considerando variaciones paramétricas en líneas debido a sulfatación, rompimiento de algunos hilos, en general pérdidas de capacidad de transporte de energía, es posible establecer la manera como se relacionan éstos con los valores de las pérdidas totales en el sistema de 6 nodos de Wood en la tabla 3.12. Las variaciones se efectuaron en la línea 3.

Tabla 3.12 Variación en las pérdidas.

Variación en %	Valor en pu
0	0,07088488
1	0,07100977
2	0,07113464
3	0,07125949
4	0,07138431
5	0,0715091
6	0,07163386
7	0,0717586
8	0,07188331
9	0,07200798
10	0,07213262

Se muestra a continuación, en la figura 3.5, la tendencia del incremento de pérdidas como consecuencia del incremento de los parámetros de la línea 3 en las pérdidas totales del sistema.

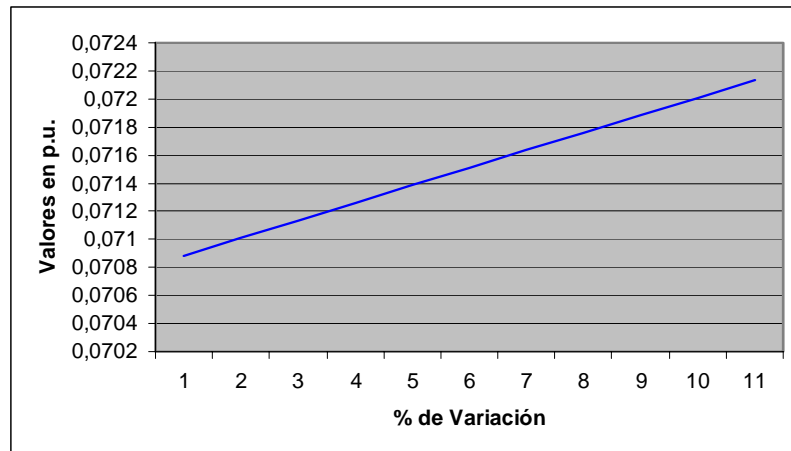


Figura 3.5. Diagrama de tendencia de las pérdidas en el sistema de 6 nodos de Word.

Como se puede notar la línea de tendencia de los valores de pérdidas del sistema en su conjunto, tiene un crecimiento lineal dependiente del porcentaje de variación de los parámetros de la línea alterada.

Los valores de pérdidas en cada una de las líneas se muestran en la tabla 3.13.

Tabla 3.13 Variación de las Pérdidas.

Línea	Inicial	Final	Variación 0%	Variación 5%	Variación 10%
1	1	2	0,00867986	0,00869321	0,0087083
2	1	4	0,01042451	0,01043508	0,01044655
3	1	5	0,01014126	0,01059861	0,01105057
4	2	3	0,00040039	0,00040069	0,00040104
5	2	4	0,01340674	0,01342643	0,01344597
6	2	5	0,00405383	0,00408431	0,00411543
7	2	6	0,00524529	0,00525317	0,00526137
8	3	5	0,00894742	0,00901315	0,00907954
9	3	6	0,00885007	0,0088626	0,00887516
10	4	5	0,00040704	0,0004035	0,00040037
11	5	6	0,00032847	0,00033834	0,00034831
Totales			0,07088488	0,0715091	0,07213262

La anterior tabla muestra que las variaciones en las pérdidas, porcentualmente, son menores al 5 %. Aunque es pequeño el cambio, es innegable que debe recaer sobre los agentes transmisores cierta responsabilidad por el indebido mantenimiento a las mismas y que éstas pérdidas deben permanecer en rangos aceptables.

Así pues se mostraron en este capítulo los resultados de las metodologías y la manera como sus valores se relacionan. Por otro lado, era necesario establecer las relaciones que se dan entre las variaciones paramétricas del sistema y los estados de pérdidas. Aunque se nota una mayor variación en los valores de pérdidas de la línea en cuestión, en general las variaciones de las pérdidas del sistema son pequeñas.

No se sugiere mayor modificación en las metodologías aunque se debe establecer como norma que las variaciones sustanciales en tales valores de resistencia no se permitan. Para ello, el CNO, UPME y demás organismos, deben observar permanentemente los cambios.

CONCLUSIONES

En este capítulo se plantean a continuación algunas reflexiones concluyentes acerca del trabajo que se ha realizado.

Cada una de las metodologías con las que se ha trabajado en este proyecto, han sido escogidas por ser un poco más justas puesto que toman varios datos topológicos de la red, más que los demás métodos propuestos en la literatura y por ser no tan complejas en su implementación.

La asignación de pérdidas obtenida mediante la metodología Z-bus no da opción a valores negativos, es decir, a subsidios para agentes que participen en el sistema como incentivo económico, ya sea a generadores por su instalación en cercanías a centros de consumo o a demandas por ser situadas cerca de plantas generadoras.

La metodología Z-bus no es necesario normalizar la asignación de las pérdidas de cada agente, pues la suma de la totalidad de las pérdidas asignadas concuerdan con la totalidad de las pérdidas reales en el sistema, obtenidas mediante el flujo de carga corrido en el MatLab.

La metodología Z-bus muestra claramente que son tenidos en cuenta varios parámetros de cada agente que actúa en el sistema para dar el valor de pérdidas asignado a cada agente, no solo es tenido en cuenta la potencia en cada nodo.

Se ha introducido una modificación en una de las metodologías, en la técnica MW-kM, considerando que aunque una línea de transmisión sea corta puede tener un valor de resistencia muy alto, en consecuencia al implementar el procedimiento en los sistemas de prueba no se ha utilizado los flujos de potencia sino que se ha utilizado los valores de pérdidas para definir el nivel de participación de cada agente en el uso de la red.

En cada una de las diferentes metodologías escogidas se obtienen asignaciones de pérdidas para cada agente, entre ellas pueden diferir estos valores, esto en cuanto a que se toman diferentes parámetros para asignar las pérdidas obtenidas mediante el flujo de carga.

La metodología MW-km es catalogada de inexacta puesto que según el trazador de flujo de carga aplicado, varían los valores de asignación de pérdidas a los agentes involucrados según el punto de partida. La diferencia porcentual en los valores varía proporcionalmente de acuerdo al tamaño del sistema evaluado; caso contrario sucede con la metodología Z-bus, ya que siempre va a exponer el mismo valor, es decir es exacta.

En la variación de los parámetros de las líneas se ve claramente la tendencia de las pérdidas a la linealidad con respecto a dicha variación, esto se puede deducir por cuanto las pérdidas de potencia en las líneas se refieren a la ecuación elemental $P = I^2 \cdot Z$, donde P en este caso es la potencia disipada, I es la corriente que fluye por las líneas y Z se toma como el parámetro de impedancia de las mismas, observándose claramente la directa proporcionalidad entre el parámetro impedancia y las pérdidas ocasionadas.

Aunque las pérdidas ocasionadas por la variación de los parámetros de las líneas son de valores pequeños que no pasan de un 5%, son valores que deben ser asumidos por el operador de la red, puesto que estos se deben a un mal mantenimiento o ausencia definitiva de este, en consecuencia estas pérdidas son ocasionadas por este comportamiento.

En el caso colombiano se implementa para la asignación de las pérdidas en el STN, la metodología Prorrata (50%-50%), este método tiene cierto grado de arbitrariedad. Para este mismo caso y teniendo en cuenta la topología de la red colombiana, se puede decir que lo mejor sería la implementación de la metodología Z-bus.

Como se pudo observar, los parámetros de la red tienen mucho que ver con las pérdidas obtenidas en las líneas es por esto que se debe realizar por parte de los operadores o los propietarios de las redes, un programa de mantenimiento adecuado para no tener unos niveles de variación de parámetros de las líneas tan altos. Es por esto como se concluye que los operadores de las redes poseen un alto grado de responsabilidad en las

pérdidas, tanto como los generadores y demandas. En consecuencia los encargados del sistema de transmisión deben asumir penalizaciones dentro del programa de asignación de pérdidas, tomando entonces un nuevo método que incluya a estos dentro de sus agentes.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gutierrez G. "El sector eléctrico Colombiano, Orígenes, Evolución y Retos". Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. 2002.
- [2] Wood A. J. "Power Operation Generation and Control". New Cork. John Wiley & Sons, 1984.
- [3] Valkenburg, V. "Análisis de Redes". Mexico. Editorial Limusa s.a de c.v., 1999.
- [4] Congreso de la República de Colombia "Ley 142 de 1994". Gaceta Oficial. 1994.
- [5] Congreso de la República de Colombia "Ley 143 de 1994". Gaceta Oficial. 1994.
- [6] Comisión Reguladora de Energía y Gas "Resolución 024 de 1995". 1995.
- [7] Gallego R, Escobar A, Romero R "Análisis de sistemas eléctricos de potencia". Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingeniería Eléctrica. 1998.
- [8] Grainger, J., Stevenson W. "Análisis de Sistemas de Potencia". Editorial Mc-Graw Hill. 1996.
- [9] Comisión Reguladora de Energía y Gas "Resolución 039 de 1999". 1999.
- [10] Oliveira P. M., Yusta-Loyo J. M. "Cost Loss Allocation in Distribution Networks with High Penetration of Distributed Renewable Generation – A Comparative Study". Proceedings of International Conference on Renewable Energy and Power Quality, Zaragoza, Spain, June, 2005.
- [11] Adolfo escobar. "Electromagnetics Principles of electrical transmission". Editorial Mc-Graw Hill. 1986.

- [12] Sun D. Ashley B., Brewer B., Tinney W. "Optimal Power Flow By Newton Approach". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol 103, N° 10. October 1984.
- [13] Huang G. M., Zhang H. "Transmission Loss Allocations and Pricing Via Bilateral Energy Transactions". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol 205, N° 5. August 1999.
- [14] Expósito G., Riquelme J. M., Gonzalez T. "Fair Allocation of Transmission Power Losses". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 15, N° 1. FEB 2000.
- [15] Slavickas R. A. "Allocation of Network Losses to Variable Electrical Loads". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 2, N° 10. JUN 2000.
- [16] Berizzi A., Bovo C., Marannino P. "Allocation of Transmission Losses in Presence Of Both Bilateral And Pool Market Models". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 50, N° 08. SEP 2001.
- [17] DOMMEL AND TYNNEY H. "Allocation of Transmission Losses in Presence Of Both Bilateral And Pool Market Models". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 50, N° 08. SEP 2001.
- [18] Conejo A., Galiana F., Kockar I., "Z-Bus Loss Allocation". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 16, N° 1. Feb 2001.
- [19] Jing Z., Duan X. "The Concept and Algorithm of conductor renting and its application in transmission losses allocation". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 2, N° 7. May 2003.
- [20] Conejo A. J., Arroyo J. M., Alguacil N. "Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 17, N° 3. Aug 2002.
- [21] Lim V. S. C., McDonald J. D. F. "Comparative Distribution of System Losses to Market Participants Using Different Loss Allocation Methods".

IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China. 2005.

[22] Gubina F., Pantos M. "Loss Allocation by Using Improved Topological Generation and Load Distribution Factors". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 05, N° 8. Dec 2005.

[23] Menezes T. V., Da Silva L. C. P. "A Method for Transmission Loss Allocation Based on Sensitivity Theory". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 50, N° 3. Nov 2006.

[24] Songhuai D., Xingua D. "A Novel Nucleolus-Based Loss Allocation Method in Bilateral Electricity Markets". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 21, N° 1. Feb 2006.

[25] Lima D., Contreras J. "A Cooperative Game Theory analysis for Transmission Loss Allocation". Science Direct. Electric Power System Research. Feb 2007.

[26] Belati E. A., Da Costa G. R. M. "Transmission Loss Allocation Based on Optimal Power Flow and Sensitivity Analysis". Science Direct. Electric Power System Research. Jul 2007.

[27] Ogawa T., Kadota S. "Transmission Line Loss Allocation Using Power Flow Tracing With Distribution Factors". IEEE Transactions on Power Systems. Vol 12, N° 03. Mar 2007.

[28] Ferreira A., "Comercialización Minorista De Energía Eléctrica". Bogotá. Septiembre 29 de 2006.

[29] Gallego R, Escobar A, Romero R "Optimización en Sistemas Eléctricos I". Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Pereira 2003.

[30] Bersekas "Optimización en Sistemas Eléctricos I". Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Pereira 2003.

- [31] Fiacco A.V. "Sensitivity Analysis for Nonlinear Programming Using Penalti Methods" Mathematic Programming. Boston 1976.
- [32] Belati E.A., Baptista E.C. "Optimal Operation Studies of the Power Via Sensitivity analysis" Electric Power System Research. 2005.
- [33] Gonzalez J.J., Basagoiti P. "Spanish Power Exchange Market and Information System. Design Concepts and Operating Research" Proceeding of the 1999 IEEE Power Industry Computer Applications Conference, Santa Clara, USA, Mayo de 1999.
- [34] Pantos M., Gubina F. "A Flow-Tracing Method for Transmision Networks" Energy publications Science Direct, Slovenia, Feb 2004.
- [35] Wood A. J., Wollenbar B. F. "Power Operation Generation And Control" Jhon Wiley and Sons. New York 1996.