

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“APLICACIÓN DEL PRINCIPIO DE SUPERPOSICION
ELECTRICA PARA EL CALCULO DE APORTE DE REACTIVOS
DE LOS GENERADORES EN SISTEMAS ELECTRICOS DE
POTENCIA”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

ELIAS MANUEL FERROA QUISPE

PROMOCION 2003-II

LIMA-PERU

2010

***Dedico esta tesis a:
Mi querida Madre, Rosa Quispe Yangua
por toda su ayuda, su amor y su confianza.***

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	4
1.1 Generalidades	4
1.2 Soporte de Potencia Reactiva como Servicio Auxiliar	7
1.3 Descripción del Problema	10
1.4 Objetivo de la Tesis	11
1.5 Herramientas utilizadas	12
CAPÍTULO II	
EL PROBLEMA DE REPARTO DE LOS COSTOS POR EL SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA	13
2.1 Introducción	13
2.2 Costo por Proveer Soporte de Potencia Reactiva	16
2.2.1 Capacidad de Generación de Potencia Reactiva en Generadores Síncronos	17

2.2.2	Costo de la Producción de Potencia Reactiva	19
2.3	Estrategias de Remuneración – Ejemplos	21
2.3.1	Estados Unidos	21
2.3.2	Reino Unido	23
2.3.3	Australia	23
2.3.4	Brasil	25
2.3.5	Perú	25
2.4	Conclusiones del Capítulo	26

CAPÍTULO III

MÉTODOS DE REPARTO DE PÉRDIDAS Y DEMANDA DE POTENCIA BASADO EN LEYES ELÉCTRICAS

3.1	Introducción	28
3.2	Reparto de Pérdidas Activas Basada en Inyecciones de Corrientes	29
3.3	Reparto de la Demanda por el Principio de División Proporcional	31
3.4	Método de la Matriz Ybarra Modificada	33
3.5	Discusión Acerca de los Métodos y Conclusiones	37

CAPÍTULO IV

MÉTODO PROPUESTO

4.1	Introducción	40
4.2	Aplicación del Teorema de la Superposición: Separación del Punto de Operación por Fuentes de Tensión Equivalentes	42

4.3	Representación de las Tensiones de Barra en Función de las Tensiones de las Barras Generadoras	44
4.4	Representación de las Tensiones de los Ramos en Función de las Tensiones de las Barras Generadoras	47
4.5	Reparto de Potencia Reactiva	50
4.6	Comentarios	53

CAPÍTULO V

SIMULACIONES Y RESULTADOS

5.1	Introducción	55
5.2	Ejemplo I: Sistema de cinco Barras – Análisis y Comparaciones	56
5.2.1	Reparto de Potencia Reactiva para los Generadores	57
5.2.2	Análisis del Reparto de las Demandas Reactivas para los Generadores	59
5.2.3	Análisis del Reparto de las Pérdidas Reactivas para los Generadores	60
5.2.4	Comentarios	62
5.3	Ejemplo II: Sistema de 30 Barras – Análisis de Sensibilidad	62
5.3.1	Reparto de Potencia Reactiva para los Generadores	64
5.3.2	Reparto de las Pérdidas Reactivas para los Generadores	69

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
ANEXO A - DESARROLLO MATEMÁTICO PARA EL REPARTO DE LAS PÉRDIDAS ACTIVAS	79
ANEXO B - DEMOSTRACIÓN DE LA ECUACIÓN 4.11	83
ANEXO C - DATOS PARA EL CASO BASE DEL SISTEMA DE 5 BARRAS	84
ANEXO D - DATOS PARA EL CASO BASE DEL SISTEMA IEEE - 30	86
ANEXO E - REPARTO DE PÉRDIDAS REACTIVAS PARA EL SISTEMA IEEE - 30 BARRAS	89

LISTA DE TABLAS

Tabla 5.1 – Ejemplo I: Estado de la Red Para el Caso-Base

Tabla 5.2 – Ejemplo I: Flujos de Potencia y Pérdidas en las Líneas de Transmisión Para el Caso -Base

Tabla 5.3 - Ejemplo I: Repartos de Demandas de Potencia Reactiva a los Generadores Para el Caso Base por el Método Propuesto

Tabla 5.4 - Ejemplo I: Repartos de Pérdidas y Inyecciones Reactivas de las Líneas a los Generadores Para el Caso-Base Método Propuesto

Tabla 5.5 - Ejemplo II: Estado de la Red Para el Caso-Base

Tabla 5.6 - Ejemplo II: Flujos de Potencia y Pérdidas Reactivas en las Líneas de Transmisión Para el Caso-Base

Tabla 5.7 - Ejemplo II: Repartos de Demandas de Potencia Reactiva a los Generadores Para el Caso Base por el Método Propuesto

Tabla 5.8 – Ejemplo II: Análisis de Sensibilidad 1, Reparto de Potencia Reactiva de la Carga 10 a los Generadores

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Ejemplos de Contribución de Potencia Reactiva de Generadores para las Cargas

Figura 2.2 – Curva de Capabilidad de un Generador Síncrono

Figura 2.3 – Producción de Potencia Reactiva versus Costos Incurridos para un Generador Síncrono

Figura 3.1 – Principio de la División Proporcional del Flujo de Potencia Activa

Figura 4.1 - Separación del Circuito en Escenarios Para Fuentes de Tensión Activas

Figura 4.2 - Representación de un ramo entre dos barras

Figura 4.3 - Representación de un ramo r .

Figura 5.1 – Diagrama Unifilar del Sistema de 5 Barras.

Figura 5.2 - Diagrama Unifilar IEEE 30 Barras.

PRÓLOGO

Con la reestructuración de los mercados de energía eléctrica por el mundo, el problema de la repartición y asignación de los costos por el soporte de potencia reactiva para la producción, transmisión y distribución de energía entre los agentes, se torno en un problema de substancial importancia. Viendo que el mercado dejó de ser vertical debido a la separación de las empresas de energía eléctrica, dividiéndose en compañías de transmisión, generación e distribución, todos los agentes son responsables por la remuneración de las pérdidas eléctricas y por los equipos que mantienen la seguridad de tensión, la potencia reactiva es entonces el foco de estudio de esta tesis.

El reparto de los costos por suministrar potencia reactiva en un sistema es un problema en el nuevo modelo de operación de los sistemas de energía eléctrica, pues esta ligado con la responsabilidad y el incentivo para que los agentes inviertan en fuentes de potencia reactiva en el sistema. La forma con que ese costo es asignado debe ser justa, transparente, razonable y aceptada por los agentes participantes del mercado.

En el primer capítulo, son revisadas las características básicas del actual modelo económico de los sistemas de energía eléctrica. Mayor énfasis se ha dado a la importancia de los servicios auxiliares y al análisis técnico de los sistemas de potencia, en especial al soporte de potencia reactiva. En vez de la utilización de la forma clásica abordar este problema vía fuentes de

corrientes, es sugerida un modelaje de fuentes de tensión, que permite naturalmente llevar en cuenta la naturaleza local de la relación Q-V. Esta estrategia tiene su motivación en la fácil comprensión que este tratamiento proporciona, buscando identificar las contribuciones de potencia reactiva que cada fuente provee para las cargas. Adicionalmente se señala como el tema principal de esta tesis la determinación del reparto de los costos por proveer este servicio. Es presentada también una amplia revisión bibliográfica sobre el tema.

En el Capítulo 2, es presentado el problema del reparto de los costos por el soporte de potencia reactiva conforme a aspectos técnicos-económicos y resalta su importancia en el actual modelo económico de los sistemas de energía eléctrica. Posteriormente son descritos algunos ejemplos de países que ya reglamentaron mecanismos propios de remuneración.

En el Capítulo 3, son descritos algunos trabajos que tratan del reparto de pérdidas y demandas de potencia basándose en leyes de circuitos eléctricos. Algunos de estos métodos han servido como base teórica para el desarrollo del método desarrollado, los cuales serán más enfatizados. Al final, se ha realizado una discusión acerca de las características comunes y particulares de cada uno.

En el Capítulo 4, son presentados los desarrollos algebraicos detallados del método propuesto para el reparto de las pérdidas y demandas de potencia reactiva en un sistema de potencia entre los generadores.

En el Capítulo 5, están los resultados numéricos de estudios de casos realizados en dos sistemas prueba patrón: sistema 5 barras e IEEE 30 barras. Son realizadas análisis del comportamiento de la potencia reactiva repartida frente a alteraciones en las tensiones de los generadores, en las cargas del sistema y con la inserción de nuevas fuentes de potencia reactiva.

Finalmente, en el Capítulo 6 son descritas las conclusiones y consideraciones finales del trabajo, acompañadas con sugerencias para trabajos futuros. Se concluye que la formulación para el reparto de pérdidas y demandas reactivas se da de manera simple, clara y rápida para los usuarios. Se muestra resultados coherentes con los regímenes de operación y se asigna responsabilidades de acuerdo al grado de participación en establecer los perfiles de tensión en las barras de carga.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Generalidades

Teniendo en cuenta la búsqueda del aumento de la eficiencia económica de los sistemas de potencia en el ámbito mundial, durante la década de los noventa, se dio el proceso de descentralización económica. Este proceso consistió en la separación de las empresas de energía eléctrica, dividiéndose en compañías de transmisión, generación e distribución, seguida de la creación de ambientes competitivos de comercialización de energía.

En este modelo de mercado, son definidas seis entidades principales, las cuales representan a los agentes en las operaciones comerciales de energía. A seguir es descrita resumidamente cada una de ellas [1]:

- **Compañías de generación:** Consisten de una unidad o conjunto de generadores con el objetivo común de producir y comercializar energía eléctrica;
- **Compañías de transmisión:** Son las empresas propietarias y/o en concesión que operan las líneas de transmisión. Su principal responsabilidad es transportar electricidad de los generadores para los consumidores, manteniendo la red disponible para todos los agentes del sistema;
- **Compañías de distribución:** Son las empresas propietarias y operadoras de las redes locales de distribución en determinada área. Ellas compran energía por bloques en el mercado "spot" o por contratos bilaterales directamente de las compañías generadoras y abastecen a los consumidores finales;
- **Consumidores:** Son las entidades que adquieren energía eléctrica por medio de "mercado spot", o directamente de las compañías generadoras, o también comprando de las compañías de distribución;
- **Operador Independiente del Sistema:** Es la entidad independiente y responsable por la operación a mínimo costo y por mantener la confiabilidad y seguridad en todo el sistema. En el Perú, este papel es desempeñado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- **Órgano Regulador del Mercado:** Es la entidad responsable por regular las operaciones en el mercado de electricidad. El se encarga de fiscalizar el cumplimiento de las normas, leyes y/o procedimientos técnicos que se

emitan en el ámbito eléctrico. En el Perú este papel es desempeñado por OSINERGMIN.

En este nuevo escenario, así como en el pasado, la función de los sistemas de potencia no se restringe a la generación, transmisión y distribución de energía. También son requeridos padrones de calidad y seguridad en proveer el servicio, evitando eventuales contingencias. Para que estos padrones sean alcanzados, es necesario el uso de servicios auxiliares o complementarios a la operación, llamados simplemente servicios auxiliares [1], [16].

Los servicios auxiliares son definidos como todas las actividades desempeñadas en un sistema eléctrico interconectado, que son necesarias para el soporte de los flujos de potencia mientras se mantiene la operación confiable y estable, asegurando un determinado grado de calidad por el abastecimiento de la electricidad.

A seguir son citados los tipos de servicios auxiliares más importantes [1], [16]:

- Control de frecuencia, necesario para la regulación de la frecuencia durante la operación del sistema;
- Reserva operativa, necesaria para restablecer el equilibrio entre carga y generación durante la ocurrencia de contingencias;

- Soporte de potencia reactiva, necesaria para mantener el perfil de tensión en las barras del sistema;
- Arranque en negro ("black-start"), necesaria para restablecer el funcionamiento normal del sistema después de una situación de colapso ("black-out");

Con todo esto, con la llegada de la descentralización de los sistemas de potencia, los costos asociados por la producción de la energía pasaron a ser divididos entre productores y consumidores. Esta característica también engloba a los costos de los servicios auxiliares, pues se torna necesaria la identificación de estos costos y su justa repartición entre los usuarios.

Dentro de los servicios auxiliares descritos, esta tesis enfatiza el soporte de potencia reactiva para asegurar niveles de tensión adecuados, de forma de identificar las contribuciones individuales de las fuentes para los consumidores.

1.2 Soporte de Potencia Reactiva como Servicio Auxiliar

En un sistema de potencia, la garantía del perfil de tensión de barra en un rango especificado es un requisito básico. Esto se hace necesario por varios aspectos, el primero es el hecho de que todos los equipos a él conectados funcionen adecuadamente a la tensión nominal; el segundo son los parámetros de calidad, en particular calidad de tensión establecida por la

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), un tercer aspecto relevante es el aumento de la capacidad del sistema de soportar disturbios o fallas operando en límites aceptables de tensión [2].

La determinación del perfil adecuado de tensión también favorece la minimización de las pérdidas activas y el aumento de capacidad de transmisión. De esta forma, el control de tensión se torna en una herramienta inherente e importante en la operación de los sistemas de potencia.

En sistemas eléctricos de potencia, se observa la existencia de un fuerte acoplamiento entre potencia reactiva y la magnitud de tensión. Es por eso que el medio más utilizado para mantener el perfil adecuado de tensión es el soporte de potencia reactiva, asegurando niveles aceptables de tensión en todas las barras del sistema frente a condiciones normales, o de contingencias. Este soporte es realizado comúnmente con la instalación de diversos equipos, tales como banco de capacitores y/o reactores en derivación, generadores, compensadores síncronos y compensadores estáticos (SVC's). Tales equipos actúan entonces como fuentes de potencia reactiva y se dividen en dos niveles jerárquicos, de acuerdo a su velocidad de actuación en el control de tensión:

- **Servicios de Control Primario:** actúan compensando rápidamente fluctuaciones ocurridas en una escala de tiempo de pocos minutos. Se encuadran en este grupo:

- Generadores;
 - Compensadores Síncronos;
 - SVC, LTC, etc.
- Servicios de Control Secundario: actúan compensando fluctuaciones de tensión ocurridas en una escala de tiempo de algunas horas. Se encuadran en este grupo:
- Generadores;
 - Compensadores Síncronos;
 - Reactores / capacitores en paralelo;
 - LTC, Capacitores en serie, etc.

Los equipos descritos poseen características propias de acuerdo al régimen de operación, aplicación y costos de implantación. Los capacitores e inductores inyectan y absorben respectivamente potencia reactiva continuamente, destinándose a mantener el perfil de tensión durante la operación normal del sistema. Los generadores, compensadores síncronos y SVC's, además de inyectar y absorber potencia reactiva continuamente, también funcionan como fuentes de reserva, pudiendo venir a operar en situaciones de contingencia controlando variaciones rápidas de tensión.

1.3 Descripción del Problema

Numerosos problemas ocasionados por bajos niveles de soporte de reactivos trajo como consecuencia perfiles de tensión por debajo de su condición normal de operación en determinadas barras del sistema, estos problemas se presentan generalmente en áreas con configuración radial en las cuales en determinadas épocas del año cuando existe alta disponibilidad hidráulica (avenida) o con el crecimiento normal de la demanda, obligan a poner en servicio unidades térmicas con alto costo variable para elevar las tensiones y evitar llegar a condiciones de rechazos de carga por mínima tensión o hasta colapsos de tensión. El arranque de estas unidades ocasiona altos costos de operación para el sistema haciendo antieconómico su operación y por otro lado, muchas veces los usuarios conectados a esas barras se ven perjudicados por la mala calidad de tensión (NTCSE) ocasionando otros tipos de perjuicios de difícil cuantificación.

En este contexto, existe la complejidad de una red altamente ramificada, con una gran cantidad de posibles caminos de la potencia fluir de las fuentes para las cargas. Surge entonces una gran dificultad de identificar analíticamente las participaciones de cada fuente para el atendimento de las cargas y para los flujos de potencia en los ramos. Con respecto al soporte de potencia reactiva, este problema implica en determinar la justa remuneración que cada fuente debe recibir por atender las cargas del sistema.

1.4 Objetivo de la Tesis

Teniendo presente que en los nuevos modelos económicos de los mercados eléctricos, la búsqueda de la eficiencia económica es un objetivo de vital importancia, que aun no se ha manifestado en toda su amplitud en el Perú, el soporte de potencia reactiva en los próximos años, va a tomar mayor relevancia en el sentido de maximizar la eficiencia de la operación, mejorar la seguridad, asegurar la confiabilidad y hacer un óptimo planeamiento del Sistema Eléctrico, en ese contexto, los principales objetivos de esta tesis son:

- Describir y plantear el problema del soporte de potencia reactiva y analizar posibles soluciones para resolverlo teniendo en cuenta las soluciones planteadas en otros países.
- Identificar a los usuarios beneficiados por el servicio de potencia reactiva y cuantificar sus consumos para luego asignarles responsabilidad por los pagos asociados a ella.
- Plantear un método racional y económico para calcular los pagos que cada generador debe recibir por generar potencia reactiva.
- Incentivar a las empresas en la inversión en sistemas de compensación reactiva, con esto se daría seguridad, confiabilidad, economía y calidad por el abastecimiento eléctrico.
- Generar un interés de investigación en los aspectos técnicos referidos al Servicio Auxiliar de soporte de potencia reactiva con el fin de profundizar este tema a fin de darle la mejor solución técnica y económica.

1.5 Herramientas utilizadas

El método de reparto de demandas y pérdidas de potencia reactiva fue implementado computacionalmente en ambiente MATLAB®, versión 7.4.0. La alta sensibilidad de los resultados a los valores de tensión nodales, obligó la utilización de un programa de flujo de carga implementado en el mismo ambiente, de forma que no se pierda precisión. La metodología está preparada para simular sistemas de gran tamaño y complejidad considerando a la mayoría de los equipos que proporcionen soporte de reactivos o causen variaciones de tensión, es prudente también indicar que dispositivos tales como SVC's y FACTS no están consideradas en esta metodología, quedando como tema pendiente su implementación en futuros trabajos.

Por otro lado, las simulaciones de sistemas reales necesita alta precisión y calidad de las características técnicas de los equipos a él conectados, esto es debido a que puede llevar a tener problemas de convergencia en los flujos de carga y como consecuencia de ello obtener resultados erróneos en los repartos reactivos, en tanto se sugiere que la implementación de sistemas reales de gran tamaño como el sistema Peruano sea llevada a cabo por etapas teniendo cuidado con la información que se le proporciona.

CÁPITULO II

EL PROBLEMA DE REPARTO DE LOS COSTOS POR EL SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA

2.1 Introducción

En el nuevo modelo económico de los sistemas de potencia, como fue mencionado en el capítulo anterior, los servicios auxiliares pasan a ejercer gran importancia, ahora, tratándose de soporte de potencia reactiva el cuadro no es diferente. Sobre el punto de vista técnico, una coherente identificación de las contribuciones de las fuentes de potencia reactiva en las cargas proporciona una gran información de la localización del consumo de potencia reactiva en el sistema. Tal información puede ser importante para el planeamiento de la expansión e implantación de nuevas fuentes. En contrapartida, viendo que el soporte de potencia reactiva actúa directamente en mantener la seguridad de tensión, el conocimiento de estas contribuciones puede ser fundamental también en las tomas de decisiones

sobre el control de tensión de las barras del sistema. Sobre el punto de vista económico, la identificación de las contribuciones de las fuentes debe implicar en una partición de costos justa entre los beneficiarios del servicio, y también una justa remuneración a los proveedores del servicio, pudiendo incentivar la competitividad.

En este capítulo, es detallado el problema del reparto de potencia reactiva entre las fuentes y su relación con los costos del soporte. De forma complementaria, es mostrada la composición de estos costos para los equipos que proveen el servicio. Al final, son presentadas estructuras de remuneración para algunos países que ya poseen mecanismos implantados.

Un sistema de potencia real normalmente opera con varios generadores inyectando potencia simultáneamente en determinados puntos de la red. A partir de los valores de carga de las barras consumidoras, son establecidos el perfil de tensiones en el sistema y los flujos de potencia en los ramos de transmisión. Estos valores están intrínsecamente acoplados y evolucionan dinámicamente durante la operación. En si tratándose de potencia reactiva, no solo los generadores y compensadores inyectan potencia en el sistema, sino también las líneas de transmisión dependiendo de las condiciones de las tensiones de barra.

La figura 2.1 ilustra en un diagrama unifilar de un sistema hipotético del problema descrito:

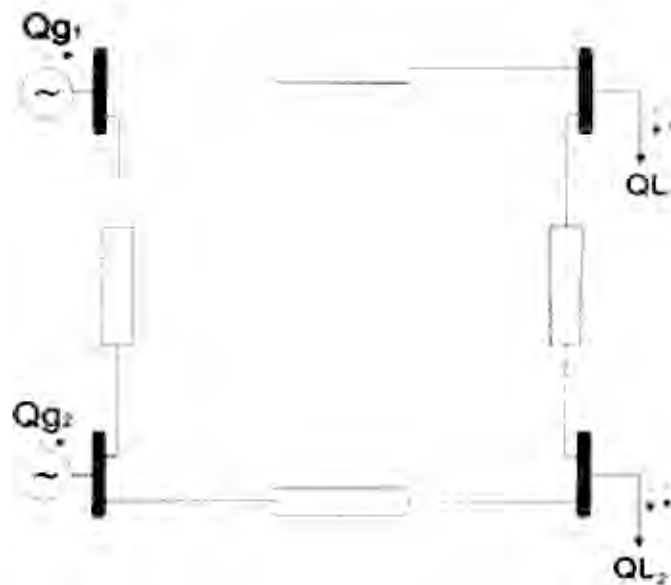


Figura 2.1 – Ejemplos de Contribución de Potencia Reactiva de Generadores para las Cargas

En la Figura 2.1, son presentadas las inyecciones de potencia reactiva de las fuentes Qg_1 y Qg_2 en el sistema, y los consumos equivalentes en las cargas Q^{L_1} e Q^{L_2} , de forma que la suma de las contribuciones de cada fuente es la demanda total de cada barra de carga. Descontadas las pérdidas reactivas en los ramos de transmisión, en caso sea conocido el costo asociado para proveer de potencia reactiva a cada carga, el reparto de las demandas reactivas proporciona directamente una partición de este costo entre los beneficiarios del servicio.

Otra característica de esta forma de reparto de los costos es la naturaleza local del consumo de potencia reactiva, inherente a las características de los sistemas de potencia [7]. Esto significa que la potencia reactiva generada en determinada fuente es predominantemente consumida por cargas próximas a esta planta. Por tanto, es de interés que fuentes no reciban remuneración por proveer potencia reactiva para consumidores distantes.

2.2 Costo por Proveer Soporte de Potencia Reactiva

Los diversos tipos de equipos que proveen potencia reactiva poseen costos asociados característicos. Entretanto, en la mayoría de los sistemas, apenas los generadores y compensadores síncronos son considerados como servicios auxiliares [1] y, por tanto son remunerados como tal. Independientemente, los equipos de compensación de responsabilidad de los servicios de transmisión usualmente presentan costos de capital [14]. En contrapartida, bancos de capacitores y LTC's presentan también costos de depreciación debido a las operaciones de abertura y cierre durante la operación.

Los compensadores síncronos usualmente reciben remuneración por los MVAR's producidos, siendo los valores calculados de acuerdo con reglamentaciones propias de los sistemas. En el caso del Perú, no existe remuneración por los MVAR's producidos, tal es así que el único compensador síncrono instalado, no está sujeto a compensación por su producción.

Los generadores poseen una composición de costos más compleja debido a su importancia en el mercado de potencia activa, lo que también determina su papel para el soporte de potencia reactiva. A seguir es presentada una breve descripción de las características de capacidad de generación de las fuentes, que irá auxiliar en la comprensión de los costos para la producción de potencia reactiva.

2.2.1 Capacidad de Generación de Potencia Reactiva en Generadores Sincronos [6]

Cuando son fijadas potencia activa y tensión terminal, los límites de calentamiento de los enrollamientos de armadura y de campo definen la generación de potencia reactiva del generador. El límite de calentamiento de los enrollamientos de armadura describe una circunferencia, conforme la siguiente ecuación:

$$P^2 + Q^2 \leq (V_t I_a^{\max})^2 \quad (2.1)$$

Donde:

P: Potencia activa de salida de la unidad generadora;

Q: Potencia reactiva de la unidad generadora;

V_t : Magnitud de tensión terminal;

I_a^{\max} : Corriente máxima de armadura.

El límite de calentamiento de la excitatriz describe otra circunferencia conforme a:

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_t^2}{X_s} \right)^2 \leq \left(\frac{V_t E_{af}^{\max}}{X_s} \right)^2 \quad (2.2)$$

Donde:

E_{af}^{\max} : Tensión de excitación máxima;

X_s : Reactancia sincrónica.

Las ecuaciones (2.1) e (2.2) pueden ser representadas por la curva de capacidad de la máquina:

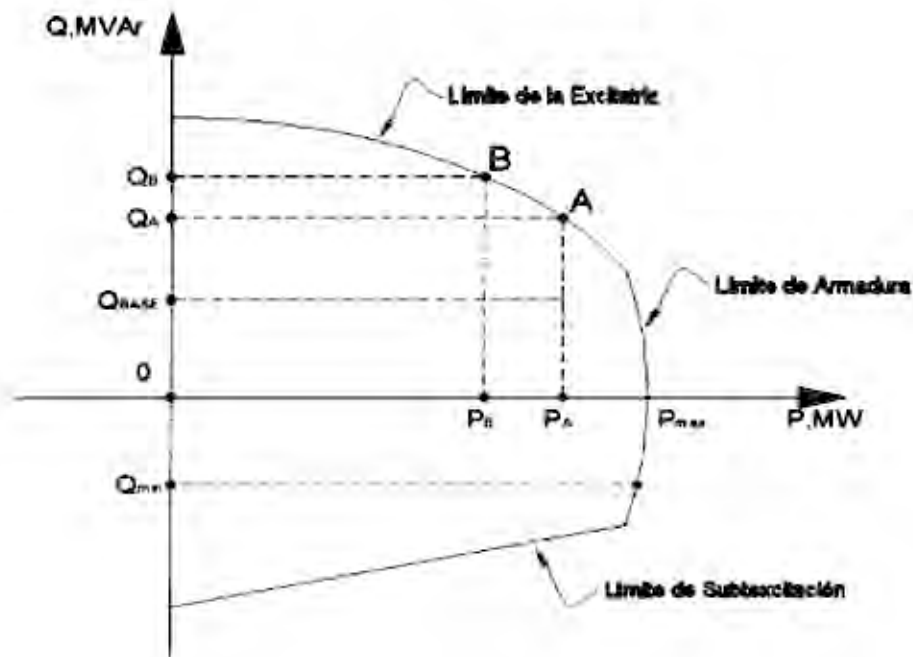


Figura 2.2 – Curva de Capacidad de un Generador Síncrono

En caso la máquina aumente su condición de sub-excitación (aumento de la absorción de potencia reactiva), hay aumento del calentamiento en la armadura consecuencia del incremento de las corrientes parasitas. A fin de evitar este sobrecalentamiento, los fabricantes recomiendan el establecimiento de un límite de sub-excitación, presentado en la Figura 2.1.

También en esta figura, se percibe que para el punto de operación (P_A, Q_A) , un aumento en la generación de potencia reactiva para Q_B implicaría en una reducción de potencia activa para P_B ocasionada por el límite de calentamiento de la excitatriz. Esta consideración es extremadamente relevante en la composición del costo de soporte de potencia reactiva de los generadores y será discutida a seguir.

2.2.2 Costo de la Producción de Potencia Reactiva [1]

Los generadores, así como los demás equipos de soporte de potencia reactiva, poseen costos directos asociados a la suma de los insumos para producción de energía, del combustible consumido y del mantenimiento. Los costos indirectos, por su lado, están asociados a la pérdida de oportunidad de los generadores de dar potencia activa cuando es requerido que ellos aumenten su producción de potencia reactiva. De acuerdo con la Figura 2.2, asumiendo que una unidad generadora está operando en (P_A, Q_{base}) , caso sea necesario un aumento de generación de potencia reactiva de Q_{base} para Q_A , habrá un aumento en las pérdidas de los enrollamientos y por consiguiente en un aumento en sus costos y una menor vida útil de la maquina. Este costo puede ser llamado de componente de costos por pérdidas y es incurrido para generadores con producción de potencia reactiva (generando o absorbiendo).

Para una producción de potencia reactiva mayor que Q_A , será necesaria la reducción en la generación de potencia activa de forma que se mantengan las restricciones impuestas por los límites de calentamiento de la excitatriz y de la armadura. Esto irá incurrir entonces en el costo de oportunidad (Cop), que puede ser resumido por la siguiente fórmula:

$$Cop = \mu \cdot (P_A - P_B) - [C(P_A) - C(P_B)] \quad (2.3)$$

Donde μ es el precio por cada MW de potencia activa producida, y $C(.)$ es el costo de generación como función de la producción.

La composición de los costos por pérdidas y de oportunidad no se da de forma lineal y posee determinación analítica compleja. De forma ilustrativa, la Figura 2. presenta estos costos como función de la generación de potencia reactiva.

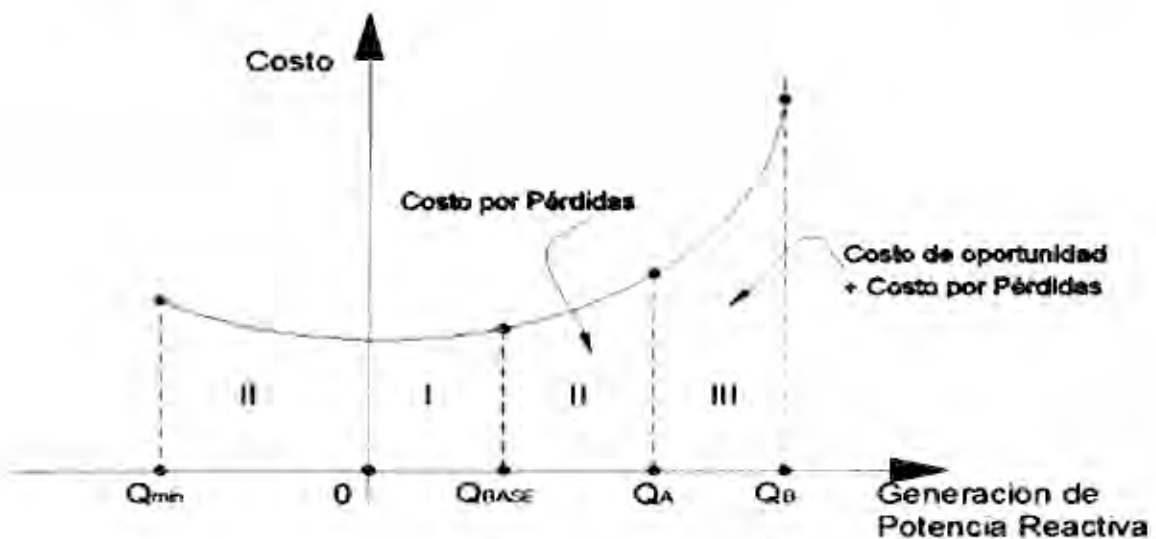


Figura 2.3 – Producción de potencia reactiva versus costos incurridos para un Generador Síncrono

Se puede definir en este contexto, tres regiones de operación de la máquina síncrona [1]:

Región I \rightarrow 0 hasta Q_{Base} : La producción de potencia reactiva no es clasificada como servicio auxiliar, pues se trata apenas de las necesidades del generador de mantener sus equipos auxiliares;

Región II \rightarrow (Q_{Base} hasta Q_A) e (0 hasta Q_{Min}): En esta Región, la producción o absorción de potencia reactiva por el generador irá incurrir costos por pérdidas, y se espera que esto sea compensado de alguna forma.

Región III → QA hasta QB: En esta Región, el generador irá recibir una remuneración calculada por sus costos de oportunidad por la reducción de la producción de potencia activa.

Estas componentes de costo usualmente son presentadas por los equipos de compensación de potencia reactiva. En la sección siguiente, algunos ejemplos de mecanismos de remuneración son presentados en países de América del Norte, Europa, Oceanía, Brasil y el Perú.

2.3 Estrategias de Remuneración – Ejemplos

En esta sección, son presentadas algunas estructuras de remuneración para los proveedores de soporte de potencia reactiva en los Estados Unidos, Reino Unido, Australia, Brasil y el Perú. El objetivo es analizar el escenario mundial de las características económicas de este servicio auxiliar.

2.3.1 Estados Unidos [3]

El Consejo Norte-Americano de Confiabilidad Eléctrica (NERC) propone que apenas generadores sean considerados fuentes proveedoras de potencia reactiva y, por tanto proveedor de un servicio auxiliar. Las demás entidades que también producen potencia reactiva, no son consideradas como tal y, por tanto no son elegibles para compensación financiera. Dependiendo del sub-sistema, existen reglas de remuneración específicas. Tales particularidades serán descritas a seguir:

El OIS de Nueva York (NYISO) es la institución encargada de administrar el soporte de potencia reactiva, y también se responsabiliza por el establecimiento de los precios para producción. Para tal, los costos son computados por la suma de todos los pagos que se hacen para las fuentes que mantienen el soporte. Están incluidos los costos agregados anuales totales, algún costo de oportunidad aplicable y algún componente referente a acuerdos para ajustes de balance del año precedente. Especialmente los costos agregados anuales son compuestos por los costos de capital de inversión y costos de operación & mantenimiento.

En el sistema de California, el OIS obtiene el servicio de soporte de potencia reactiva por contratos de largo plazo con las unidades generadoras más confiables. Las necesidades de corto plazo son determinadas en una base diaria después del establecimiento del despacho de potencia activa y el conocimiento de las demandas de energía. Después de esto, el OIS determina el reparto de las generaciones de potencia reactiva a partir del análisis de flujo de potencia. Además, los generadores son orientados a operar con factor de potencia entre 0,9 inductivo y 0,95 capacitivo. Para generación / absorción de potencia reactiva, además de estos límites, las unidades generadoras son financieramente compensadas, incluyendo un pago adicional caso sea requerida una reducción en la generación de potencia activa.

2.3.2 Reino Unido [3]

En el mercado de electricidad del Reino Unido, las unidades generadoras con capacidad superior a 50 MW son obligadas a proveer una cantidad básica de potencia reactiva, este es llamado Servicio Obligatorio de Potencia Reactiva (ORPS). Para recibir compensaciones financieras por este servicio, los generadores se deben someter a un Mecanismo Padrón de Pago (DPM), que remunera conforme a la potencia reactiva utilizada. Generadores con capacidad de generación superior al establecido como obligatorio, pueden ofrecer un Servicio de Potencia Reactiva Excedente (ERPS), que también puede ser ofertado en el mercado.

2.3.3 Australia [3]

El órgano que desempeña las funciones de la OIS en Australia, Compañía Nacional de Gerenciamiento del Mercado de Electricidad (NEMCO), reconoce apenas a los generadores y compensadores síncronos como servicios auxiliares de soporte de potencia reactiva. Estos proveedores de potencia reactiva son remunerados por la componente de pago por disponibilidad – cuando estuviesen aptos a proveer el servicio caso sea solicitado. Adicionalmente, los compensadores síncronos reciben la componente de pago por permiso – cuando estuviesen activados por la NEMCO. Los generadores síncronos reciben aun una componente de pago de compensación basada en los costos de oportunidad.

La generación de potencia reactiva por parte de los generadores aun se divide en dos tipos: obligatorio y servicio auxiliar. Operando entre 0,9 inductivo y 0,93 capacitivo, la generación es obligatoria, y fuera de esta faja, se trata de generación de servicio auxiliar.

El control de tensión conforme el esquema adoptado por la NEMCO obedece las siguientes acciones:

- Son determinadas las necesidades de potencia reactiva conforme diversas funciones de gerenciamiento de energía, tal como análisis de flujo de potencia;
- Equipos de soporte de potencia reactiva, tales como reactores, capacitores y SVC's entran en operación cuando sea requerido;
- Los generadores que están operando y no son contratados para servicios auxiliares son obligados a generar la cantidad obligatoria de potencia reactiva. Aquellos que son contratados pueden ser solicitados a proveer una cantidad superior a lo que es obligatorio, sujeto a compensación financiera;
- Caso sea necesaria más potencia reactiva, pueden haber restricciones en la generación de potencia activa de forma a compensar el excedente;

Se después de todos estos artificios, el soporte disponible sea insuficiente para proveer la seguridad del sistema, los contratos bilaterales pueden ser anulados.

2.3.4 Brasil

En el Brasil, el soporte de potencia reactiva (proveer o absorber) destinada al control de tensión en la red es considerado como servicio auxiliar. De esta forma, las siguientes fuentes son tratadas como proveedoras del servicio:

- Unidades generadoras generando potencia activa;
- Unidades generadoras operando como compensadores síncronos;
- Equipos para el control de tensión pertenecientes a las empresas de Transmisión.

Entretanto, apenas los generadores operando sobre la condición de compensador síncrono (sin generar potencia activa) reciben remuneración por el soporte de potencia reactiva. La valoración de esta remuneración es reglamentada a través de la Tarifa de Servicios auxiliares (TSA) en reales (moneda brasileña) por MVarh producido. Los demás equipos que proveen este servicio auxiliar no poseen remuneración específica.

2.3.5 Perú

En el Perú, la regulación de tensión y el suministro local de reactivos es considerada como servicio auxiliar [16] y se establece que todos los integrantes del sistema están obligados a entregar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador (COES) hasta el límite de la capacidad de sus equipos. Por otro lado también se establece que el Coordinador puede disponer la puesta en servicio de unidades (generalmente térmicas a diesel y/o residual) con el fin de obtener el soporte

reactivo necesario para elevar el nivel de tensión de una determinada barra o área, así como también puede disponer el rechazo de carga manual con el mismo fin.

Al respecto, el procedimiento N°11 [18] del COES, establece que están sujetas a compensación por regulación de tensión (soporte de reactivos), las unidades que entran en servicio para despachar energía reactiva y aquellas cuya generación de energía activa se reduce para permitir el despacho de energía reactiva.

Los compensadores síncronos, banco de condensadores y reactores no están sujetos a compensación por su operación.

2.4 Conclusiones del Capítulo

El servicio de soporte de potencia reactiva ha sido tratado con más profundidad en diferentes partes del mundo después de la separación de los servicios auxiliares de los servicios de generación y transmisión de energía, y con la desintegración vertical del sector eléctrico. En consecuencia, se hace necesaria la correcta medición de los costos para la producción de la energía reactiva y las debidas particiones de las responsabilidades de todos los agentes en la composición de estos.

Se puede concluir de esta revisión, que la definición de los costos del soporte de potencia reactiva es variable de acuerdo con la reglamentación de cada país, donde cada uno posee características peculiares diferentes.

Entretanto, existen políticas comunes a estos sistemas, como la remuneración de generadores que reducen su producción de potencia activa para proveer el soporte de potencia reactiva.

En el próximo capítulo, son presentados algunos métodos que identifican las contribuciones de potencia de los generadores para el atendimento de las cargas, y para las pérdidas en el sistema. Estas herramientas pueden, dentro de otras utilidades, caracterizar una eficiente asignación de los costos entre los usuarios del soporte de potencia reactiva.

CAPÍTULO III

MÉTODOS DE REPARTO DE PÉRDIDAS Y DEMANDA DE POTENCIA BASADO EN LEYES ELÉCTRICAS

3.1. Introducción

En la bibliografía son propuestos diversos métodos de repartición de responsabilidades de los generadores para atender las demandas de potencia en las barras de carga, y las responsabilidades de los agentes en las pérdidas eléctricas. Dentro de estos, diferentes formas de abordar que se basan en la ley de Kirchhoff presentan soluciones prácticas para el problema, utilizando adicionalmente los principios de superposición y división proporcional. Este capítulo realiza un análisis de algunos de estos métodos, los cuales servirán como base teórica para el desarrollo del método propuesto en esta tesis.

3.2. Reparto de Pérdidas Activas Basada en Inyecciones de Corrientes [20]

El problema del reparto de pérdidas activas de transmisión entre generadores y cargas ha sido bastante estudiado después de la reestructuración de los sistemas de potencia en el mundo, con el instinto de optimizar la asignación de los costos de estas pérdidas entre los agentes. Por este método, los autores proponen la descomposición del punto de operación via teorema de la superposición en escenarios, donde en cada uno existe apenas la inyección de corriente equivalente a la de un agente generador. A partir del conocimiento de las corrientes de ramo en cada escenario, son derivadas expresiones para el reparto de las pérdidas activas para cada agente. El desarrollo matemático de las expresiones se encuentran en el Apéndice A y a seguir es presentada la expresión final del reparto de las pérdidas.

Dado un sistema de potencia con NB barras, las pérdidas activas asociadas a una barra b , con inyección equivalente de corriente I^b , en una línea de transmisión r son calculadas por (ver ecuación A.16):

$$P_{Loss_r^b} = r_r |I^b|^2 + 2 \cdot r_r \cdot |I^b| \sum_{m=b+1}^{NB} |I^m| \cos(\phi_r^{bm}) \quad (3.1)$$

Donde:

r_r : Resistencia eléctrica de la línea r ;

I_r^b : Corriente compleja de la línea r debido a la inyección individual de corriente en la barra b (I_r^b);

I_r^m : Corriente compleja de la línea r debido a la inyección individual de corriente en la barra m (I_r^m);

$\phi_r^{bm} = \phi_r^b - \phi_r^m$: Diferencia angular entre corrientes complejas I_r^b e I_r^m .

Se nota en la expresión (3.1), la existencia de dos términos que componen el reparto de pérdidas para la barra b . El primer término del lado derecho de la ecuación es la contribución propia de I_r^b para las pérdidas de la línea r , y el segundo término representa las contribuciones mutuas de I_r^b con las demás $NB - 1$ inyecciones de corriente (agentes del mercado). La componente de pérdida de la línea asignada para el agente b es calculada por:

$$P\text{Loss}_r^b = r_r |I_r^b|^2 + r_r |I_r^b| \sum_{m \neq b, r}^{NB} |I_r^m| \cos(\phi_r^{bm}) \quad (3.2)$$

En un sistema con NL líneas de transmisión, el valor de pérdidas asignado para el agente b es calculado por:

$$P\text{TLoss}^b = \sum_{r=1}^{NL} P\text{Loss}_r^b \quad (3.3)$$

Como se puede constatar, este método se basa fundamentalmente en los impactos de inyecciones de corriente en el sistema para determinar las contribuciones en las pérdidas de las líneas de transmisión para cada agente. Su forma de abordar incluye aspectos inherentes de la red de transmisión, y por tanto tiende a reflejar correctamente el uso de la misma por los agentes envueltos.

El método es apropiado para reparto de pérdidas, pero él es inadecuado para repartir el soporte de potencia reactiva, debido a no reproducir la naturaleza local del fenómeno (Q-V)

3.3 Reparto de la Demanda por el Principio de División Proporcional

Este trabajo presenta un método fundamentalmente basado en la ley de corrientes de Kirchhoff para calcular las participaciones de los generadores en atender las demandas en las barras de carga y en los flujos de potencia de las líneas de transmisión.

El principio fundamental utilizado para determinar los repartos de flujos y demandas es el de la división proporcional, que permite asumir que las barras en una red de transmisión son distribuidores perfectos de potencia. Por este principio, es posible identificar qué proporción del flujo que llega a una barra está siguiendo por un ramo que deja esta misma barra. De forma de clarificar el principio, es presentado a seguir un ejemplo:

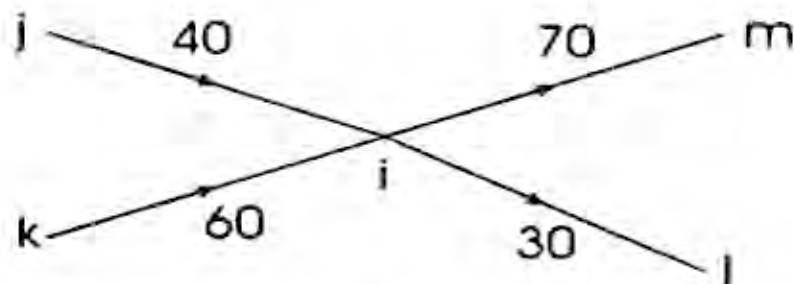


Figura 3.4 – Principio de la División Proporcional del Flujo de Potencia Activa

En la Figura 3.4, cuatro líneas están conectadas al nodo i , siendo que dos barras (j e k) dan potencia mientras que las demás (m e l) reciben potencia del nodo i . El flujo total entrando en el nodo i es $P_i = 40 + 60 = 100\text{MW}$, siendo que el 40% son dados por la línea $j-i$, y 60% son provenientes de la línea $k-i$. Se presume que cada MW que deja el nodo i contenga la misma proporción de los flujos que entran en este mismo nodo. Por esta razón, los 70MW de la línea $i-m$ consisten en 28MW $\left(70 \cdot \frac{40}{100}\right)$ dados por la línea $j-i$ y 42MW $\left(30 \cdot \frac{60}{100}\right)$ que son dados por la línea $k-i$. De la misma manera, para la línea $i-l$, de los 30MW que fluyen por él, 12MW vienen de la línea $j-i$, y 18MW vienen de la línea $k-i$.

Por tanto, el principio de la división proporcional determina una fracción (escalar entre 0 e 1) de los flujos que entran en una barra con el flujo de una línea que deja esta barra. La aplicación inicial del algoritmo supone sistemas sin pérdidas, o sea, donde los flujos en los terminales de un ramo de transmisión son los mismos.

3.4 Método de la Matriz Ybarra Modificada [21]

Este trabajo propone el reparto de los costos por proveer potencia reactiva tomando en cuenta una consideración básica de la teoría de circuitos: toda tensión de una barra de carga es resultado de las contribuciones de todas las fuentes del sistema. En este contexto, es entonces deducida la relación funcional entre las tensiones de carga (E_L) y las tensiones de fuente (E_G) de manera de ser descompuestas las tensiones de todas las barras de carga en partes (ΔEL) resultantes de la actuación de apenas un generador. Entonces, estas contribuciones de tensión serán utilizadas juntamente con las corrientes en las barras de carga, obtenidas a partir de un resultado de flujo de carga, para así determinar el valor de potencia reactiva que cada carga recibe individualmente de cada generador. Posteriormente, los costos para producción de potencia reactiva para los diversos tipos de fuentes serán asignados para las cargas conforme la lógica propuesta para la repartición de la potencia reactiva.

Dado un sistema con NB barras, siendo NG barras de generación y NL barras puramente de carga, el sistema de ecuaciones nodales que relacionan corriente y tensión es representado matricialmente como:

$$[I] = [Y_{\text{barras}}] E \quad (3.13)$$

Donde:

[I] Representa el vector de inyecciones de corriente complejas en cada barra;

$[Y_{\text{barra}}]$ Es la matriz de admitancias de barra, calculada a partir de los parámetros π de las líneas de transmisión;

[E] Es el vector de tensiones complejas de barra;

Haciendo una permutación de líneas y columnas en la matriz $[Y_{\text{barra}}]$, de manera que sean separadas las barras de carga y generación, la ecuación (3.13) puede ser reescrita para:

$$\begin{bmatrix} \text{IG} \\ \text{IL} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \text{EG} \\ \text{EL} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Para así obtener la relación funcional $\text{EL} = f(\text{EG})$, y por consecuencia las componentes (ΔEL) , el principio de la superposición es aplicado. Para esto es necesario que las cargas sean representadas como admitancias en paralelo de modo que tengan inyección de corriente nula en la ecuación (3.14). A partir del resultado de flujo de carga, estas admitancias son calculadas como:

$$Y_{L_j} = \frac{1}{\text{EL}_j} \left(\frac{\text{SL}_j}{\text{EL}_j} \right)^* \quad (3.15)$$

Donde Y_L , es la admitancia conectada a la barra de carga j . E_L , es la tensión compleja de la barra j , y $S_L = P_L + jQ_L$, es dado como el consumo de potencia compleja en la barra j .

Después de calculadas las admitancias equivalentes de todas las barras de carga, es ejecutada la modificación en la sub-matriz $[Y_{kk}]$ adicionando el Y_L , correspondiente al j -ésimo elemento de la diagonal principal. Entonces esta matriz es modificada para $[Y'_{kk}]$, y la ecuación (3.14) es reescrita para:

$$\begin{bmatrix} I_G \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{Gk} \\ Y_{kG} & Y'_{kk} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} EG \\ EL \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Considerando la mitad inferior de la ecuación matricial (3.16):

$$[0] = [Y_{kG}] [EG] + [Y'_{kk}] [EL] \quad (3.17)$$

Resolviendo (3.17) en relación a $[E_L]$, se tiene:

$$[Y'_{kk}] [EL] = -[Y_{kG}] [EG] \therefore [EL] = -[Y'_{kk}]^{-1} [Y_{kG}] [EG] \quad (3.18)$$

Haciendo $[YA] = -[Y'_{kk}]^{-1} [Y_{kG}]$, se tiene:

$$[EL] = [YA][EG] \quad (3.19)$$

La tensión de cada barra de carga es resultado de las contribuciones de todos los generadores, y puede ser representada por la expansión de la siguiente ecuación:

$$EL_i = \sum_{j=1}^n YA_{ij} \cdot EG_j \quad (3.20)$$

Se puede entonces asumir que:

$$\Delta EL_{ij} = YA_{ij} \cdot EG_j \quad (3.21)$$

Donde ΔEL_{ij} es la contribución de tensión que la carga de la barra j recibe del generador de la barra i. Queda claro que el principio de la superposición es satisfecho conforme:

$$EL_j = \sum_{i=1}^n \Delta EL_{ij} \quad (3.22)$$

Los autores de este artículo proponen entonces una heurística para el cálculo de la contribución de potencia reactiva que cada barra de carga recibe de cada generador:

$$QL_{ij} = \text{Im} \{ \Delta EL_{ij} \cdot IL_j^* \} \quad (3.23)$$

Donde QL_i es la contribución del generador i para la carga j , IL_j es la corriente compleja consumida por la barra de carga, obtenida por el resultado del flujo de carga.

De acuerdo con la ecuación (3.23), es propuesta una repartición en la demanda de potencia reactiva tomando en cuenta el valor total de la corriente compleja de carga, considerando la actuación de todas las fuentes simultáneamente. Esto caracteriza una interpretación incompleta del efecto de cada fuente en el sistema, y se traduce en una desventaja de este método.

A partir de la ecuación (3.23), es propuesto el reparto de los costos para el soporte de potencia reactiva. La remuneración sugerida de la carga j para el generador i es igual al producto de la contribución QL_{ij} por el costo por MVAR del generador i .

3.5 Discusión Acerca de los Métodos y Conclusiones

En este capítulo, fueron presentados algunos métodos encontrados en la bibliografía para la partición de demandas y pérdidas de potencia en los sistemas. El aspecto común a todas ellas es el uso de las leyes de circuitos y de los principios fundamentales como el de la división proporcional y superposición.

En la sección 3.2, fue presentada el reparto de pérdidas conforme un algoritmo que evalúa el impacto de la inyección individual de corriente de un agente en el sistema. En este método, la partición de las pérdidas se da de forma clara, explicando a contribución propia del agente y la contribución mutua del agente con los demás agentes del sistema. El obstáculo en la extensión de este método para el reparto de costos de soporte de potencia reactiva, es que el modelo de inyección de corrientes no consigue reproducir la naturaleza local de la relación Q-V. Entretanto, el análisis de circuito desarrollado en este trabajo sirvió de punto de partida para el desarrollo matemático del método de reparto de demandas y pérdidas de potencia reactiva propuesta en esta tesis.

En la sección 3.3, es presentado el método de reparto de flujos y demandas de potencia conforme el principio de la división proporcional. Son propuestos factores de distribución de los flujos de potencia en las líneas para las barras de carga, así también como factores de distribución de la potencia inyectada por los generadores para las cargas. En lo referente al reparto de potencia reactiva, el algoritmo se da de forma equivalente al tratamiento de la potencia activa. Adicionalmente, el consumo de potencia reactiva por las líneas de transmisión es representado por la inserción de barras intermediarias desempeñando función equivalente.

En la sección 3.4 es presentado un método de reparto de costos de soporte de potencia reactiva basada en la determinación de las contribuciones de las fuentes para las cargas. Después de la conversión de todas las cargas en

admitancias shunt, a partir del principio de la superposición, es calculada la contribución de tensión de cada fuente para las demás barras de carga del sistema. Se propone entonces el cálculo del reparto de potencia reactiva de acuerdo con el producto de estas contribuciones de tensión por el complejo conjugado de la corriente de la barra de carga. Esta heurística fue presentada por los autores debido a la inseparabilidad de la potencia consumida entre los generadores de manera lineal. Con todo, tal consideración constituye una formulación incompleta, una vez que considera el valor total de la corriente, en vez de pequeñas partes de contribución de cada fuente.

Al respecto de los métodos de reparto de demandas y pérdidas presentados en este capítulo, se puede concluir que se tratan de herramientas importantes para identificar a participación de los agentes en el sistema, tomándose en cuenta que todos son coherentes con el principio de justicia en las reparticiones. Entretanto, no existe aun el consenso de cuál sea el más adecuado, viendo que todos presentan desventajas a considerar.

CAPÍTULO IV

MÉTODO PROPUESTO

4.1. Introducción

El desarrollo del método propuesto, para determinar el efecto de los generadores en el perfil de tensión y en el soporte de potencia reactiva en las barras de carga debido a la actuación individual de cada generador, es detallado en este capítulo. Las principales características del método son:

- **Modelaje de cargas como admitancias equivalentes:** estas absorben potencia reactiva del sistema, con esto se desarrolla el método de repartir potencia reactiva entre los generadores;
- **Modelo de tensión:** en vez del modelo de corrientes [21], es utilizado el modelo de tensiones, que captura naturalmente a naturaleza local de la potencia reactiva en relación a la tensión (Q-V).
- **Modelaje de todas las líneas, transformadores, reactores, capacitores y cargas como ramos:** esto es considerar no solamente los elementos serie entre las barras de la red como ramos, sino también los elementos en

paralelo, o en otras palabras, considerar también el nodo-tierra como un nodo de la red.

En el comienzo las barras generadoras son modeladas como fuentes de tensión activas que proveen potencia para el sistema. Por tanto, se estudiará la influencia que existe en la red por la actuación de cada fuente en forma individual y su respectivo reparto de potencia reactiva.

Con la aplicación del Teorema de la Superposición, un dado punto de operación con diversas fuentes de tensión es dividido en escenarios, análogamente al presentado en [21]. En cada escenario se considera solo la actuación de una fuente de tensión, y son verificados sus efectos en el perfil de tensión de la red.

A partir de la separación del sistema en escenarios, y del conocimiento de las tensiones en los ramos debido a la contribución individual de cada fuente, es derivada una expresión de reparto de potencia reactiva que es mostrada en la Sección 4.5. Con esta formulación, y de acuerdo con el perfil de tensión en cada ramo, se consigue repartir potencia reactiva en los generadores. Esta potencia reactiva está constituida por las demandas de las cargas, por las inyecciones de cada elemento paralelo (suceptancias shunts) de la línea de transmisión, por las pérdidas en la reactancia serie de la línea, por las producciones en los condensadores y por las absorciones de los reactores.

En este contexto, asumiendo que los costos para producción y absorción de potencia reactiva por cada fuente sean previamente conocidos, es propuesta

una asignación de costos proporcional al reparto de potencia reactiva descrita anteriormente.

En las secciones siguientes, primeramente es presentada una forma para el cálculo de las contribuciones de cada fuente de tensión en las tensiones de barra de la red, en seguida, es derivada una forma para el cálculo de las contribuciones reactivas de estas mismas fuentes en cada barra de carga, finalmente, se llega a la expresión de reparto de potencia reactiva consumida en cada ramo de la red entre los generadores.

4.2 Aplicación del Teorema de la Superposición: Separación del Punto de Operación por Fuentes de Tensión Equivalentes

La motivación principal de la utilización de la estrategia de separación del punto de operación en fuentes de tensión equivalentes, actuando individualmente, está en el fuerte acoplamiento que existe entre tensión y potencia reactiva. De esta forma, se espera que el reparto de potencia reactiva en los generadores refleje un aspecto de concordancia entre los cantidad de potencia reactiva producida por los generadores y las tensiones provocadas por estas en el sistema.

Para esto se hace necesaria la determinación de las contribuciones de cada fuente de tensión en las tensiones de las barras de la red con la utilización del principio de la superposición. Este principio es ilustrado en un sistema

simplificado de cuatro barras, dos barras generadoras (barras 1 e 2) y dos barras de carga (barras 3 e 4) mostrados en la Figura 4.1. En ella es mostrada la aplicación del teorema de la superposición en una red lineal para fuentes de tensión, de forma que las tensiones en las barras de carga 3 e 4 sean descompuestas en contribuciones de las fuentes generadoras de las barras 1 e 2. De esta forma, estando el sistema operando apenas con la actuación de la fuente 1, se tiene las tensiones $V_3^{(1)}$ e $V_4^{(1)}$, mientras que de la actuación de la fuente de la barra 2 resultan las tensiones $V_3^{(2)}$ e $V_4^{(2)}$. Para que el principio sea satisfecho: $V_3 = V_3^{(1)} + V_3^{(2)}$ y $V_4 = V_4^{(1)} + V_4^{(2)}$. Vale resaltar que las fuentes de tensión equivalentes que no están actuando en el escenario en cuestión son representadas como cortos-circuitos a tierra.

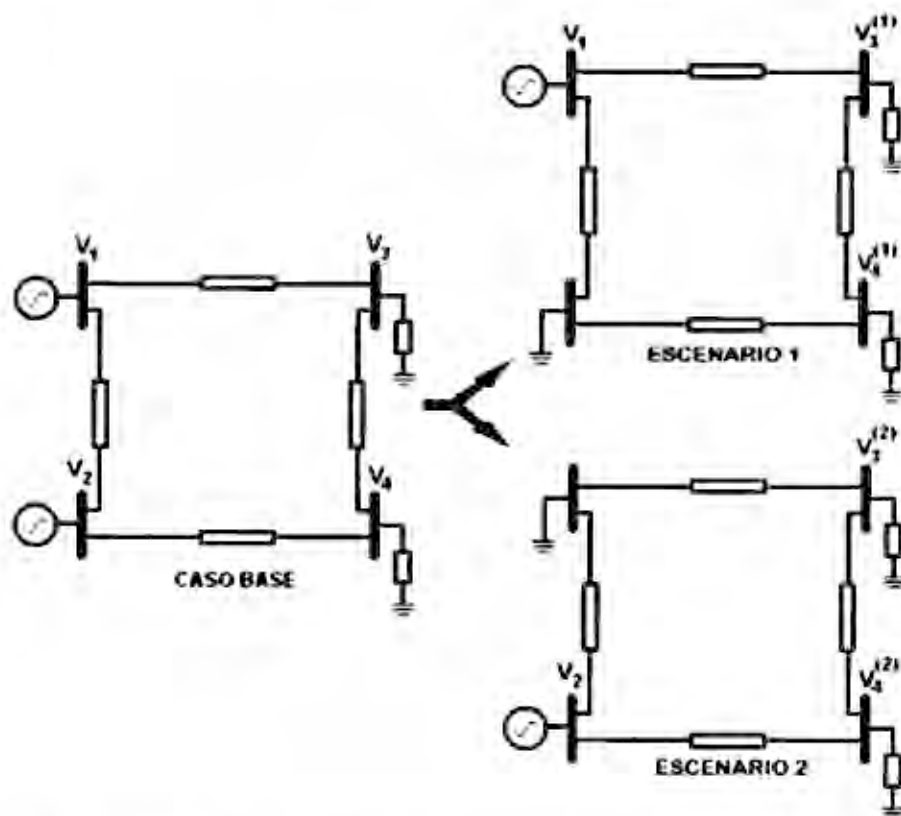


Figura 4.1 - Separación del Circuito en Escenarios Para Fuentes de Tensión Activas

4.3 Representación de las Tensiones de Barra en Función de las Tensiones de las Barras Generadoras

Considerando un sistema con N barras, siendo nG barras de generación y nL barras de carga, el sistema de ecuaciones nodales que relacionan corriente y tensión es representado matricialmente como:

$$[I_{\text{barra}}] = [Y_{\text{barra}}] [E_{\text{barra}}] \quad (4.1)$$

Donde:

$[I_{\text{barra}}]$: representa el vector de inyecciones de corriente complejas de barra;

$[Y_{\text{barra}}]$: es la matriz de admitancias de barra, calculada a partir de los parámetros de la red de transmisión;

$[I_{\text{barra}}]$: es el vector de corrientes complejas de barra.

(4.1) se puede reescribir como:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_k \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = [Y_{\text{barra}}] \begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_k \\ \vdots \\ E_N \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Siguiendo la propuesta de [22], a partir de la ecuación que relaciona tensiones y corrientes de barra, se buscará expresar las tensiones en la

barra de carga en función de las tensiones de la barra de generación

$$E_L = f(E_G)$$

Para obtener la relación funcional $E_L = f(E_G)$ es necesaria que las cargas sean representadas como admitancias en paralelo de modo que tengan inyección de corriente nula en (4.2). A partir del resultado del problema de flujo de carga, estas admitancias son calculadas como:

$$\underline{Y_k = \frac{1}{E_k} \left(\frac{S_k}{E_k} \right)^*} \quad (4.3)$$

Donde Y_k es la admitancia conectada a la barra k , E_k es la tensión compleja de la barra k , y $S_k = P_k + jQ_k$ es el consumo de potencia compleja en la barra k .

Después de calculadas las admitancias equivalentes de todas las barras del sistema, es ejecutada la modificación en la matriz $[Y_{\text{barra}}]$ adicionándose el valor de Y_k correspondiente al k -ésimo elemento de la diagonal principal.

Entonces esta matriz es modificada para $[Y'_{\text{barra}}]$, y (4.2) es rescrita como:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = [Y'_{\text{barra}}] \begin{bmatrix} E_1 \\ \vdots \\ E_k \\ \vdots \\ E_N \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

donde $[Y'_{\text{barras}}]$ es la sub-matriz construida a partir de $[Y_{\text{barras}}]$ con la inserción de las admitancias equivalentes a las barras en los elementos de la diagonal principal correspondientes.

Haciendo una permutación de líneas y columnas en la matriz $[Y_{\text{barras}}]$, de manera que sean separadas las barras de carga y generación, (4.4) puede ser rescrita como:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} E_G \\ E_L \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Se observa que después de la consideración de las cargas como elementos pasivos de la red, (admitancias equivalentes) sus respectivas inyecciones de corriente son nulas.

Considerando la parte inferior de (4.5):

$$[0] = [Y_{LG}][E_G] + [Y_{LL}][E_L] \quad (4.6)$$

Resolviendo (4.6) en relación a $[E_L]$ e $[E_G]$ respectivamente, se tiene:

$$[E_L] = -[Y_{LL}]^{-1} \cdot [Y_{LG}][E_G] \quad (4.7)$$

La expresión (4.7) muestra la dependencia de las tensiones de las barras de carga con respecto a las tensiones de las barras generadoras.

4.4 Representación de las Tensiones de los Ramos en Función de las Tensiones de las Barras Generadoras

La diferencia de tensión entre dos barras i e j extremos de un ramo r , como mostrado en la Figura 4.2, puede ser escrita como:

$$E_r = E_{ij} = E_i - E_j \quad (4.8)$$

donde: E_r es la tensión sobre el ramo r ; E_i y E_j son las tensiones de las barras i y j .

Expresando (4.8) en forma matricial

$$[E_r] = [1 \quad -1] \begin{bmatrix} E_i \\ E_j \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

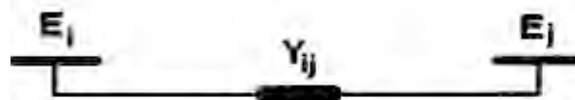


Figura 4.2 - Representación de un ramo entre dos barras

Por tanto, considerando un sistema de potencia de N barras, con nG barras de generación, nL barras de cargas y nR líneas de transmisión, la representación matricial entre la tensión en los ramos y la tensión en las barras es:

$$[E_R] = [A][E_{barras}] \quad (4.10)$$

donde:

$[E_R]$: vector complejo de tensiones de ramos, de dimensión $[(nR+N) \times 1]$.

$[E_{barra}]$: vector complejo de tensiones de barra, de dimensión $[N \times 1]$.

$[A]$: matriz que relaciona las tensiones entre ramos y barras formada por 1, -1 y 0, de dimensión $[(nR+N) \times N]$.

Haciendo una permutación de columnas en la matriz $[A]$, de manera que sean separadas las tensiones de barras de generación y carga, (4.10) puede ser rescrita como:

$$[E_R] = \underbrace{\begin{bmatrix} & | & \\ B & | & C \\ & | & \end{bmatrix}}_{[A]} \begin{bmatrix} E_G \\ \dots \\ E_L \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

donde:

$[B]$: sub-matriz de $[A]$ de dimensión $[(nR+N) \times nG]$.

$[C]$: sub-matriz de $[A]$ de dimensión $[(nR+N) \times nL]$.

Desarrollando (4.11):

$$[E_R] = [B][E_G] + [C][E_L] \quad (4.12)$$

Substituyendo (4.7) en (4.12) y resolviendo para $[E_R]$:

$$[E_R] = [G][E_G] \quad (4.13)$$

donde:

$$[G] = [B] - [C][Y_{LL}]^{-1}[Y_{LG}] \quad (4.14)$$

con dimensión $[(nR+N) \times nG]$.

Así, las tensiones sobre los ramos y las tensiones en las barras de generación están relacionadas por los elementos de la matriz $[G]$.

Con esto, aplicando el principio de la superposición a un sistema con nG fuentes de tensión, la suma de contribuciones individuales de tensión de las barras generadoras para un ramo r puede ser calculada por:

$$E_r = \sum_{b=1}^{nG} G_{r,b} \cdot E_G^b \quad \text{para todo } r = 1:nR+N \quad (4.15)$$

donde:

E_r es la tensión en un ramo r ;

E_G^b es la tensión en la barra generadora b .

La contribución individual de cada generador b sobre un ramo r es:

$$E_r^b = G_{r,b} \cdot E_G^b \quad (4.16)$$

La contribución individual de cada generador b sobre los ramos es:

$$[E_R^b] = \begin{bmatrix} E_1^b \\ \vdots \\ E_{nR+N}^b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{1b} \\ \vdots \\ G_{(nR+N)b} \end{bmatrix} \cdot E_G^b \quad (4.17)$$

donde:

$[E_R^b]$: vector de tensiones de ramos cuando actúa solo la fuente b ;

E_G^b : tensión de barra donde está situada la fuente b .

Con (4.17), queda conocida la composición de la tensión en el ramo r debido a cada generador actuando separadamente, y el perfil de tensión es obtenido por la suma de todas las contribuciones de los nG generadores:

$$E_r = \sum_{p=1}^{nG} E_r^p \quad (4.18)$$

4.5 Reparto de Potencia Reactiva

En esta sección, es descrito el desarrollo algebraico para llegar a la expresión general de reparto de potencia reactiva de cada ramo entre los generadores. Como ya fue descrito, en el sistema eléctrico estos ramos representan los elementos tales como:

- líneas de transmisión, ramo serie, cuyas pérdidas de potencia reactiva deben ser repartidas;
- líneas de transmisión, ramo paralelo, cuya producción de potencia reactiva debe ser repartida;
- capacitores y reactores en paralelo, cuya producción y absorción respectivamente, de potencia reactiva debe ser repartida;
- barras de cargas, cuyo consumo de potencia reactiva debe ser repartido en los generadores;

A partir de los valores de tensión, de corriente y de admitancia del ramo r , se inicia el desarrollo de la formulación. Sea el ramo r representado en la Figura 4.3.

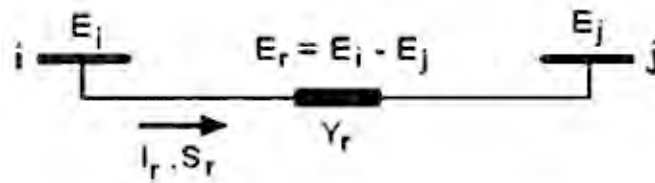


Figura 4.3 - Representación de un ramo r

El consumo de potencia para el ramo r es dado por:

$$S_r = E_r I_r^* \quad (4.19)$$

donde:

S_r : potencia aparente consumida en el ramo r;

E_r : tensión compleja sobre el ramo r;

I_r : corriente compleja que circula por el ramo r;

Y_r : admittancia equivalente del ramo.

Siendo $I_r = Y_r \cdot E_r$, (4.19) puede ser escrita por:

$$S_r = E_r (E_r \cdot Y_r)^* = Y_r^* \cdot E_r \cdot E_r^* \quad (4.20)$$

Substituyendo (4.18) en (4.20), se tiene:

$$S_r = Y_r^* \cdot E_r \cdot E_r^* = Y_r^* \cdot \left(\sum_{b=1}^{nG} E_r^b \right) \cdot \left(\sum_{b=1}^{nG} E_r^{b*} \right) \quad (4.21)$$

La ecuación (4.21) puede ser escrita por:

$$S_r = Y_r^* \cdot \left\{ \sum_{b=1}^{nG} \left[E_i^b \cdot (E_i^b)^* \right] + E_j^b \cdot \sum_{m=1+h}^{nG} (E_i^m)^* \right\} \quad (4.22)$$

o

$$S_r = Y_r \cdot \sum_{b=1}^{nG} |E_r^b|^2 + Y_r \cdot \sum_{b=1}^{nG} E_r^b \cdot \sum_{m=1, \neq b}^{nG} (E_r^m)' \quad (4.23)$$

Separando las partes real e imaginaria de las tensiones:

$$S_r = Y_r \cdot \sum_{b=1}^{nG} |E_r^b|^2 + Y_r \cdot \left[\sum_{b=1}^{nG} |E_r^b| \cdot \sum_{m=1, \neq b}^{nG} |E_r^m| \cdot \cos(\theta_r^{bm}) + j \sum_{b=1}^{nG} |E_r^b| \cdot \sum_{m=1, \neq b}^{nG} |E_r^m| \cdot \text{sen}(\theta_r^{bm}) \right] \quad (4.24)$$

donde $\theta_r^{bm} = \theta_r^b - \theta_r^m$ representa la diferencia angular entre los fasores E_r^b e E_r^m .

Se puede probar que el último término de (4.24) es nulo, esto es:

$$\sum_{b=1}^{nG} |E_r^b| \cdot \sum_{m=1, \neq b}^{nG} |E_r^m| \cdot \text{sen}(\theta_r^{bm}) = 0 \quad (4.25)$$

La expresión (4.25) puede ser rescrita a:

$$S_r = Y_r \cdot \sum_{b=1}^{nG} |E_r^b|^2 + Y_r \cdot \sum_{b=1}^{nG} |E_r^b| \cdot \sum_{m=1, \neq b}^{nG} |E_r^m| \cdot \cos(\theta_r^{bm}) \quad (4.26)$$

Intuitivamente se puede percibir en (4.26) que la contribución de potencia aparente de la barra generadora b para el ramo r es calculada por:

$$S_r^b = Y_r \cdot |E_r^b|^2 + Y_r \cdot |E_r^b| \cdot \sum_{m=1, \neq b}^{nG} |E_r^m| \cdot \cos(\theta_r^{bm}) \quad (4.27)$$

siendo $Y_r = G_r + jB_r$. Consecuentemente, la contribución de potencia reactiva de la barra generadora b para el ramo r es calculada por:

$$Q_r^b = -B_r |E_r^b|^2 - B_r |E_r^b| \sum_{m=1, m \neq b}^{nG} |E_r^m| \cos(\theta_r^{bm}) \quad (4.28)$$

En la expresión (4.28), se puede observar la contribución de dos términos para la potencia reactiva en el ramo r alocada para la fuente generadora b . El primer término se refiere a la contribución propia de la fuente b , mientras que el segundo término representa las contribuciones mutuas entre la fuente b y las demás fuentes generadoras.

4.6 Comentarios

En este capítulo, fue descrito el método propuesto en la tesis. Primeramente fue presentada la formulación de cálculo de las tensiones en las barras de carga como una función de las tensiones de las barras generadoras. Con esto hecho, fue enseguida presentada la formulación para el cálculo de las contribuciones de tensión de las barras generadoras en los ramos de la red aplicando el teorema de la superposición. También fue presentada en la Sección 4.5 la formulación que define el reparto de potencia reactiva de los ramos de la red para las barras generadoras, esta potencia reactiva está constituida por las demandas reactivas de las cargas, pérdidas en la impedancia serie de las líneas, inyecciones de los elementos paralelos de la línea, las inyecciones de los capacitores y los retiros de los reactores. La asignación de los costos por el soporte de potencia reactiva para un generador es entonces directamente proporcional a la potencia repartida.

CAPÍTULO V

SIMULACIONES Y RESULTADOS

5.1. Introducción

Dos estudios de caso son presentados en este capítulo, utilizando los casos base de dos sistemas de potencia: un sistema de cinco barras, extraído de la bibliografía [5] y considerado en 5.2, que tiene como finalidad básica el análisis inicial del método propuesto, ya que su comportamiento representa una situación esencialmente teórica. El siguiente sistema, IEEE de 30 barras (IEEE-30), considerado en 5.3 y cuyo comportamiento caracteriza una situación de un sistema de potencia, del cual se podrá hacer un mejor análisis y se podrá inserir conclusiones para sistemas mayores. Para estos dos sistemas son realizadas simulaciones analizando los resultados para diferentes estados del sistema. El método propuesto muestra el reparto en los generadores de los consumos reactivos en cada uno de los ramos del sistema, se entiende por ramo del sistema: a las cargas, líneas de

transmisión, elementos shunt de las líneas, capacitores y reactores en serie o paralelo.

Para analizar la sensibilidad del método, para el sistema de 30 barras son efectuadas aumentos en las cargas, aumentos o disminución de las tensiones de las barras generadoras y el efecto de la inserción de una fuente (capacitor) en el sistema, estudiándose los efectos en los repartos y en las tensiones de barra de las cargas.

5.2 Ejemplo I: Sistema de cinco Barras – Análisis y Comparaciones

Con el objetivo de calcular los repartos de potencia reactiva en un sistema de potencia, es considerado en este ítem un sistema de 5 barras, la figura 5.1 muestra el diagrama unifilar correspondiente, los datos completos de barras y ramos de transmisión se encuentran en el Apéndice C.

El estado del caso-base, así como los flujos y pérdidas en los ramos para el sistema analizado son presentados en las tablas 5.1 y 5.2, respectivamente.

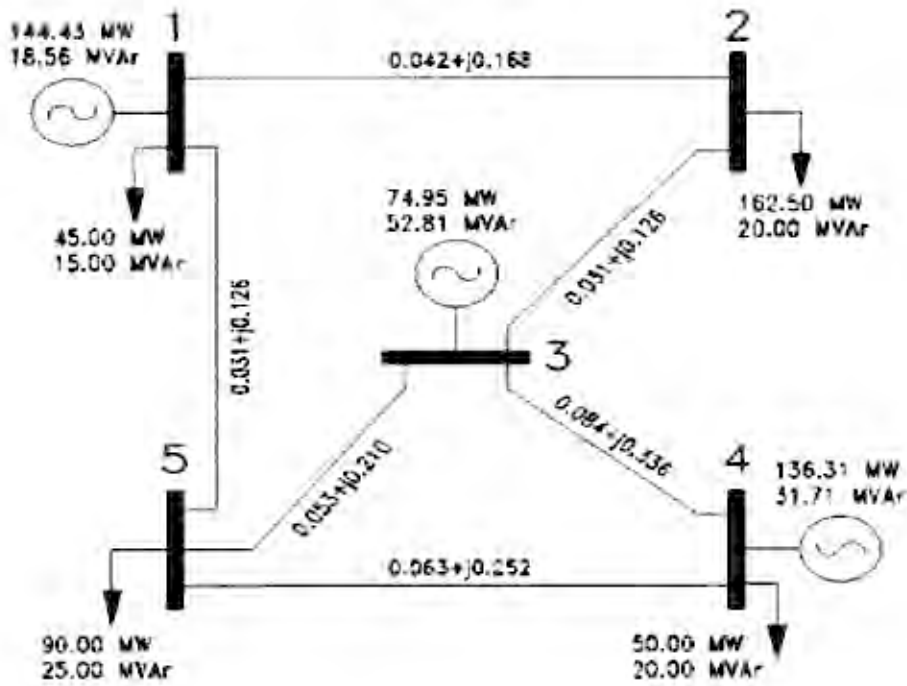


Figura 5.1 – Diagrama Unifilar del Sistema de 5 Barras

Barra Nº	Tensión		Generación		Carga	
	Mag (pu)	Ang (gr)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000	144.43	18.56	45.00	15.00
2	0.969	-7.160	-	-	162.50	20.00
3	1.033	-0.920	74.95	52.81	-	-
4	1.050	4.990	136.31	31.71	50.00	20.00
5	0.998	-1.970	-	-	90.00	25.00
TOTAL:			355.69	103.08	347.50	80.00

Tabla 5.1 – Ejemplo I: Estado de la Red Para el Caso-Base

Barra Inicial	Barra Final	De la Barra		Para la Barra		Pérdidas	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	2	73.12	3.33	-70.86	2.79	2.26	6.11
2	3	-91.64	-22.79	94.57	32.70	2.93	9.91
3	5	12.63	16.31	-12.41	-16.96	0.22	-0.65
3	4	-32.25	3.80	33.08	-1.77	0.83	2.04
5	4	-51.49	-7.69	53.23	13.48	1.73	5.78
5	1	-26.10	-0.35	26.31	0.23	0.21	-0.12
TOTAL						8.18	23.07

Tabla 5.2 - Flujos de Potencia y Pérdidas en las Líneas de Transmisión Para el Caso-Base

5.2.1 Reparto de Potencia Reactiva para los Generadores

En la Tabla 5.3 son mostrados los valores de potencia reactiva repartidas en cada generador por el método propuesto para el punto de operación en análisis. Se verifica que las demandas reactivas son atendidas por los generadores conforme el grado de responsabilidad de estas en establecer el perfil de tensión en las barras. Por otro lado, la suma de los valores repartidos a los generadores es igual a la suma de las absorciones en las cargas, como era esperado.

	Reparto a los Generadores de las Demandas (MVar)			Carga Total (MVar)
	Generador 1	Generador 3	Generador 4	
Carga 1	15.00	0.00	0.00	15.00
Carga 2	8.41	11.59	0.00	20.00
Carga 4	0.00	0.00	20.00	20.00
Carga 5	11.67	7.22	6.11	25.00
TOTAL	35.08	18.81	26.11	80.00

Tabla 5.3 – Ejemplo I: Repartos de Demandas de Potencia Reactiva a los Generadores Para el Caso Base por el Método Propuesto

La Tabla 5.4 presenta los resultados de los repartos de pérdidas e inyecciones de potencia reactiva en las líneas repartidas a los Generadores y calculados por el método presentado en esta tesis.

	Reparto a los Generadores de las Pérdidas y de las Inyecciones Reactivas (MVar)			Pérdidas Totales (MVar)
	Generador 1	Generador 3	Generador 4	
Ramo 12	16.070	-7.050	0.000	9.020
Ramo 10	-1.500	0.000	0.000	-1.500
Ramo 20	-0.590	-0.820	0.000	-1.410
Línea 12	13.980	-7.870	0.000	6.110
Ramo 23	-18.000	29.910	0.000	11.910
Ramo 20	-0.390	-0.540	0.000	-0.930
Ramo 30	0.000	-1.070	0.000	-1.070
Línea 23	-18.390	28.300	0.000	9.910
Ramo 35	-8.420	13.890	-4.580	0.890
Ramo 30	0.000	-0.800	0.000	-0.800
Ramo 50	-0.340	-0.210	-0.180	-0.730
Línea 35	-8.760	12.880	-4.760	-0.640
Ramo 34	0.000	-3.410	6.740	3.330
Ramo 30	0.000	-0.640	0.000	-0.640
Ramo 40	0.000	0.000	-0.660	-0.660
Línea 34	0.000	-4.050	6.080	2.030
Ramo 54	-8.380	-5.040	20.350	6.930
Ramo 50	-0.250	-0.160	-0.130	-0.540
Ramo 40	0.000	0.000	-0.610	-0.610
Línea 54	-8.630	-5.200	19.610	5.780
Ramo 51	4.250	-1.500	-1.880	0.870
Ramo 50	-0.230	-0.140	-0.120	-0.490
Ramo 10	-0.500	0.000	0.000	-0.500
Línea 51	3.520	-1.640	-2.000	-0.120
Inyecciones Totales	-3.800	-4.380	-1.700	-9.880
Pérdidas Totales	-14.480	26.800	20.630	32.950
TOTAL	-18.280	22.420	18.930	23.070

Tabla 5.4 - Ejemplo I: Repartos de Pérdidas y Inyecciones Reactivas de las Líneas a los Generadores Para el Caso-Base Método Propuesto

5.2.2 Análisis del Reparto de las Demandas Reactivas para los Generadores

Comparándose las Tablas 5.3 y 5.4 con los resultados del flujo de carga dado en la Tabla 5.1 y la Tabla 5.2, se puede verificar coherencia entre la potencia reactiva total generada, la demandada en la red y las pérdidas totales, es decir ($103.08 \text{ MVA}r = 80 \text{ MVA}r + 23.07 \text{ MVA}r$); por otro lado, con respecto a las parcelas de los repartos de potencia dadas por el método, se puede insertar los siguientes comentarios:

- En la Tabla 5.4 se verifica que la contribución del Generador 1 para la red es de 35.08 MVA_r (15.00 MVA_r para la Carga 1, 8.41 MVA_r para la Carga 2, 0.00 MVA_r para la Carga 3 y 11.67 MVA_r para la Carga 4), mientras tanto, este generador solo está generando 18.56 MVA_r, la diferencia faltante (16.52 MVA_r) es extraído de la red a través de los elementos shunt de las líneas y de la contribución de los Generadores 3 y 4.
- El Generador 4, mientras tanto, está generando 31.71 MVA_r, pero las cargas solo necesitan 26.11 MVA_r de parte de ella (20.00 MVA_r para la Carga 4 y 6.11 MVA_r para la Carga 5), la diferencia en exceso (5.60 MVA_r) es inyectada a la red a través de las líneas y contribuye para que el Generador 1 pueda cumplir con sus requerimientos de potencia reactiva.
- Por último, el Generador 3 está generando 52.81 MVA_r, las cargas solo necesitan 18.81 MVA_r de parte de ella (11.59 MVA_r para la Carga 2 y 6.11 MVA_r para la Carga 5), la diferencia en exceso (34.00 MVA_r) es

también inyectada a la red a través de las líneas y contribuye para que el Generador 1 pueda cumplir con sus requerimientos de potencia reactiva.

Se puede percibir además, que la suma de repartos en cada generador es igual a la carga analizada, es decir si analizamos la Carga 5, ($11.67 \text{ MVar} + 7.22 \text{ MVar} + 6.11 \text{ MVar} = 25 \text{ MVar}$), lo mismo se puede deducir para las demás cargas, por lo tanto, se está consiguiendo identificar cuanta potencia reactiva se está extrayendo de cada generador para satisfacer a cada carga. Por otro lado, refiriéndose en términos reactivos, podemos identificar que generadores son los que más influyen en determinadas barras, por ejemplo la misma barra 5 en donde está la Carga 5 es mas influenciada por el Generador 1 ya que es de ella de donde consigue los mayores reactivos que necesita y por tanto si en esta barra se presentase valores de tensiones bajos, seria este generador el que seria llamado a aumentar la cantidad de reactivos generados para subir las tensiones en la barra. Caso este generador no pudiese más subir los reactivos generados, el Generador 3 seria el llamado a subir los reactivos por ser el siguiente con más influencia en esta barra, y así sucesivamente.

5.2.3 Análisis del Reparto de las Pérdidas Reactivas para los Generadores

En la Tabla 5.4 se presentó los resultados dados por el método propuesto en lo referente al reparto de las pérdidas reactivas a los generadores, a seguir, un análisis detallado es realizado en cada ramo:

- Ramo 1-2: el Generador 1 contribuye mayoritariamente para las pérdidas, estando de acuerdo con el flujo de potencia reactiva del caso-base (ver Tabla 5.2), el Generador 3 presenta reparto negativo, indicando que en su respectivo escenario, el sentido de las corrientes está contrario al verificado en el caso-base haciendo disminuir las pérdidas reactivas. G₂ no influencia en las pérdidas, pues no establece tensiones en las barras terminales del ramo.
- Ramo 2-3: el Generador 1 contribuye para la reducción de las pérdidas en el ramo también estando de acuerdo con el flujo de potencia. El Generador 3 es el mayor responsable por las pérdidas, lo que sugiere su mayor influencia en el atendimento de las necesidades reactivas del ramo. El Generador 4 también no influencia en las barras terminales del ramo.
- Ramo 3-5: Comportamiento semejante al ramo 2-3, aunque el Generador 4 pase a contribuir para la reducción de las pérdidas.
- Ramo 3-4: El Generador 1 no contribuye para las pérdidas, mientras que el Generador 3 presenta contribución negativa.
- Ramo 5-4: los Generadores 1 y 3 contribuyen negativamente estando de acuerdo con los flujos de potencia. El generador G₄ es responsable por la mayoría de las pérdidas, coherentemente con el caso-base.
- Ramo 5-1: El Generador 5 es el responsable por la mayoría de las pérdidas, mientras que los Generadores 3 y 4 tienden a reducirlas.

De esta forma, es posible identificar a que generadores se podrá hacer variar su producción de reactivos para conseguir minimizar las pérdidas reactivas en el sistema, ya que se comprobó que hay generadores que tienen efecto de minimizar las pérdidas. En consecuencia haciendo disminuir las pérdidas se obtendrá mejoras importantes en la operación, en la capacidad de transmisión y en la seguridad de un sistema de potencia.

5.2.4 Comentarios

A repartición de las pérdidas reactivas es hecha para los generadores conforme a la influencia en términos de tensión que estas establecen en las barras del sistema, en las Tablas 5.4 son mostradas las contribuciones de las fuentes en las pérdidas reactivas y en las contribuciones de los elementos shunt de las líneas, los resultados reflejan básicamente los efectos que cada generador ejerce en las barras terminales de los ramos, ocasionando repartos reactivos positivos y negativos. Las contribuciones de los elementos shunt de las líneas son siempre negativas, esto es porque siempre inyectan potencia reactiva a la red lo que demuestra el comportamiento capacitivo de estos elementos. Análogamente, los elementos paralelos conectados a las barras de carga como son los bancos de capacitores o reactores en derivación, siempre inyectan o absorben respectivamente, potencia reactiva de la red.

5.3 Ejemplo II: Sistema de 30 Barras – Análisis de Sensibilidad

El análisis de Sensibilidad del método de reparto desarrollado es presentada en este ejemplo, para esto usaremos el sistema IEEE 30 barras, la figura 5.2 muestra el diagrama unifilar resumido correspondiente, los datos de entrada adaptados para esta tesis están en el apéndice D al cual llamaremos Caso-Base. Las modificaciones para el análisis de sensibilidad del método son:

- Análisis de sensibilidad 1: aumento en la carga de la Barra 10, de $S = 5.8 \text{ MW} + 2j \text{ MVAR}$ a $S = 15 \text{ MW} + 12j \text{ MVAR}$.
- Análisis de sensibilidad 2: disminución de la tensión de la barra generadora 11 de $V=1.082 \text{ pu}$ a $V=1.00 \text{ pu}$.
- Análisis de sensibilidad 3: la inserción de un banco de condensadores de 10 MVAR en la Barra 30.

Se estudiará los efectos en los repartos reactivos y en las tensiones de barra de las cargas para cada uno de estas modificaciones y se comparan con el Caso-Base.

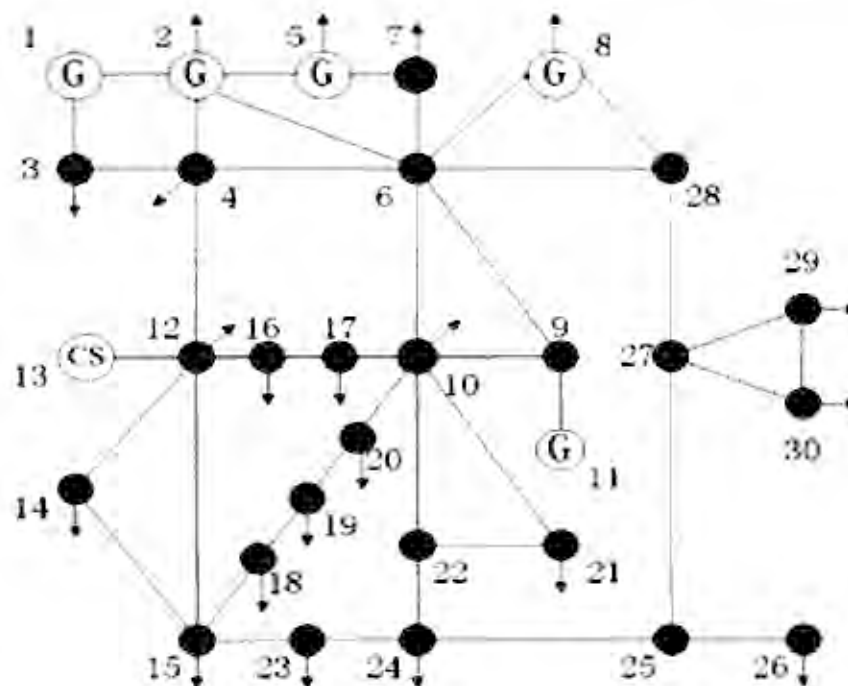


Figura 5.2 - Diagrama Unifilar IEEE 30 Barras.

5.3.1 Reparto de Potencia Reactiva para los Generadores

Con el objetivo de calcular los repartos de potencia reactiva en el sistema IEEE 30 barras para todas las situaciones planteadas en los casos de sensibilidad, la Tabla 5.5 muestra el estado de los casos (base, aumento carga, disminución tensión e inclusión banco condensadores), los resultados de flujos y pérdidas en los ramos para los sistemas analizados son presentados en la Tabla 5.6.

Barra N°	Caso Base			Caso Aumento Carga Barra 10			Caso Disminución Tensión Generación - Barra 11			Caso Inserción Banco Condensador - Barra 30		
	Tensión	Generación	Carga	Tensión	Generación	Carga	Tensión	Generación	Carga	Tensión	Generación	Carga
	Mag (pu)	Q (MVar)	Q (MVar)	Mag (pu)	Q (MVar)	Q (MVar)	Mag (pu)	Q (MVar)	Q (MVar)	Mag (pu)	Q (MVar)	Q (MVar)
1	1.06	-8.49	0	1.06	-9.67	0	1.06	-6.81	0	1.06	-9.07	0
2	1.045	45.7	22.7	1.045	49.28	22.7	1.045	50.2	22.7	1.045	44.2	22.7
3	1.028	0	1.2	1.026	0	1.2	1.025	0	1.2	1.029	0	1.2
4	1.02	0	1.6	1.018	0	1.6	1.017	0	1.6	1.021	0	1.6
5	1.01	24.9	19	1.01	25.92	19	1.01	27.08	19	1.01	24.17	19
6	1.013	0	0	1.011	0	0	1.009	0	0	1.015	0	0
7	1.004	0	10.9	1.003	0	10.9	1.002	0	10.9	1.005	0	10.9
8	1.01	22.02	30	1.01	27.9	30	1.01	34.04	30	1.01	16.55	30
9	1.026	0	0	1.018	0	0	0.993	0	0	1.028	0	0
10	1.004	0	2	0.99	0	12	0.981	0	12	1.007	0	12
11	1.082	29.42	0	1.082	33.14	0	1	3.64	0	1.082	28.23	0
12	1.027	0	7.5	1.023	0	7.5	1.02	0	7.5	1.029	0	7.5
13	1.071	33.66	0	1.071	36.45	0	1.071	38.94	0	1.071	32.14	0
14	1.01	0	1.6	1.005	0	1.6	1.001	0	1.6	1.012	0	1.6
15	1.004	0	2.5	0.998	0	2.5	0.993	0	2.5	1.007	0	2.5
16	1.01	0	1.8	1.002	0	1.8	0.996	0	1.8	1.012	0	1.8
17	1	0	5.8	0.988	0	5.8	0.98	0	5.8	1.004	0	5.8
18	0.991	0	0.9	0.982	0	0.9	0.976	0	0.9	0.995	0	0.9
19	0.987	0	3.4	0.976	0	3.4	0.969	0	3.4	0.991	0	3.4
20	0.99	0	0.7	0.979	0	0.7	0.972	0	0.7	0.994	0	0.7
21	0.99	0	11.2	0.977	0	11.2	0.969	0	11.2	0.995	0	11.2
22	0.991	0	0	0.978	0	0	0.97	0	0	0.996	0	0
23	0.988	0	1.6	0.981	0	1.6	0.975	0	1.6	0.995	0	1.6
24	0.976	0	6.7	0.967	0	6.7	0.96	0	6.7	0.987	0	6.7
25	0.976	0	0	0.97	0	0	0.964	0	0	1	0	0
26	0.958	0	2.3	0.952	0	2.3	0.946	0	2.3	0.982	0	2.3
27	0.985	0	0	0.981	0	0	0.976	0	0	1.017	0	0
28	1.009	0	0	1.007	0	0	1.005	0	0	1.013	0	0
29	0.965	0	0.9	0.96	0	0.9	0.956	0	0.9	1.014	0	0.9
30	0.953	0	1.9	0.948	0	1.9	0.944	0	1.9	1.022	0	1.9
	TOTAL	147.21	136.2	TOTAL	163.02	146.2	TOTAL	147.09	136.2	TOTAL	136.22	136.2

Tabla 5.5 - Ejemplo II: Estado de la Red Para el Caso-Base

Barra Inicial	Barra Final	Caso Base			Caso Aumento Carga Barra 10			Caso Distribución Tensión Generación - Barra 11			Caso Inserción Banco Condensador Barra 30		
		De la Barra	Para la Barra	Pérdidas	De la Barra	Para la Barra	Pérdidas	De la Barra	Para la Barra	Pérdidas	De la Barra	Para la Barra	Pérdidas
		Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)	Q (MVar)
1	2	-11.73	13.41	1.68	-13.43	15.95	2.52	-11.79	13.51	1.71	-11.73	13.41	1.68
1	3	3.25	-1.14	2.11	3.76	-0.89	2.87	4.98	-2.83	2.16	2.66	-0.56	2.1
2	4	2.07	-3.88	-1.81	2.76	-4.3	-1.54	4.06	-5.8	-1.75	1.41	-3.24	-1.83
3	4	-0.06	0.58	0.51	-0.31	0.99	0.68	1.63	-1.1	0.53	-0.64	1.15	0.51
2	5	4.69	-1.75	-2.93	4.53	-1.3	-3.23	4.67	-1.7	-2.97	4.69	-1.76	-2.93
2	6	2.83	-3.14	-0.31	3.34	-3.2	0.14	5.27	-5.52	-0.25	1.99	-2.31	-0.31
4	6	2.42	-2.38	0.04	1.48	-1.35	0.13	4.49	-4.48	0.01	1.61	-1.56	0.05
5	7	7.65	-9.55	-1.89	8.22	-10.12	-1.9	9.78	-11.62	-1.84	6.93	-8.84	-1.91
6	7	0.45	-1.35	-0.91	-0.18	-0.78	-0.96	-1.61	0.72	-0.89	1.16	-2.06	-0.91
6	8	4.88	-5.75	-0.87	-0.07	-0.81	-0.88	-5.21	4.35	-0.87	8.25	-9.1	-0.85
6	9	-5.45	6.53	1.09	-2.77	4.15	1.38	8.52	-7.43	1.09	-5.9	6.96	1.05
6	10	2.38	-1.2	1.18	4.6	-3.02	1.58	5.65	-4.36	1.28	1.91	-0.78	1.13
9	11	-27.71	29.42	1.72	-31.02	33.14	2.13	-3.4	3.64	0.24	-26.64	28.23	1.59
9	10	21.17	-19.6	1.57	26.87	-24.74	2.13	10.83	-9.6	1.24	19.68	-18.21	1.47
4	12	-0.72	4.79	4.08	0.22	4.51	4.74	0.81	3.52	4.34	-1.12	5.08	3.96
12	13	-32.28	33.66	1.38	-34.83	36.45	1.62	-37.09	38.94	1.85	-30.88	32.14	1.25
12	14	3.32	-3.15	0.17	3.55	-3.36	0.19	3.9	-3.71	0.19	3.07	-2.91	0.16
12	15	10.19	-9.73	0.47	11.28	-10.73	0.55	12.55	-11.99	0.56	9.13	-8.7	0.43
12	16	6.47	-6.34	0.13	7.99	-7.78	0.21	9.62	-9.38	0.24	6.1	-5.98	0.12
14	15	1.55	-1.54	0.01	1.76	-1.75	0.01	2.11	-2.09	0.01	1.81	-1.8	0.01
16	17	4.54	-4.5	0.04	5.98	-5.89	0.09	7.58	-7.46	0.12	4.18	-4.14	0.04
15	18	3.26	-3.18	0.08	4.01	-3.89	0.12	4.98	-4.86	0.12	3.22	-3.14	0.08
18	19	2.28	-2.26	0.01	2.99	-2.97	0.02	3.96	-3.93	0.03	2.24	-2.23	0.01
19	20	-1.14	1.18	0.04	-0.43	0.47	0.03	0.53	-0.49	0.04	-1.17	1.21	0.04
10	20	2.09	-1.88	0.21	1.34	-1.17	0.17	0.41	-0.21	0.2	2.12	-1.91	0.21
10	17	1.35	-1.3	0.05	-0.06	0.09	0.03	-1.62	1.66	0.05	1.7	-1.66	0.05
10	21	10.47	-10.19	0.28	9.93	-9.67	0.25	9.14	-8.89	0.26	9.13	-8.89	0.24
10	22	4.89	-4.76	0.13	4.55	-4.43	0.11	4.03	-3.91	0.12	4.02	-3.91	0.11
21	22	-1.01	1.01	0	-1.53	1.53	0	-2.31	2.32	0	-2.31	2.31	0
15	23	5.51	-5.41	0.1	5.97	-5.85	0.12	6.6	-6.47	0.13	4.28	-4.21	0.07
22	24	3.75	-3.65	0.1	2.9	-2.84	0.06	1.6	-1.53	0.07	1.6	-1.54	0.06
23	24	3.81	-3.77	0.04	4.25	-4.19	0.06	4.87	-4.79	0.07	2.61	-2.59	0.02
24	25	0.72	-0.72	0.01	0.34	-0.32	0.02	-0.38	0.39	0.01	-2.57	2.61	0.04
25	26	2.37	-2.3	0.07	2.37	-2.3	0.07	2.37	-2.3	0.07	2.37	-2.3	0.07
25	27	-1.66	1.71	0.06	-2.06	2.14	0.08	-2.76	2.84	0.08	-4.98	5.11	0.13
28	27	6.55	-5.09	1.45	7.16	-5.52	1.64	7.83	-6.25	1.6	-0.36	1.82	1.46
27	29	1.69	-1.51	0.18	1.69	-1.51	0.18	1.69	-1.51	0.18	-2.54	2.72	0.18
27	30	1.69	-1.36	0.33	1.69	-1.36	0.33	1.69	-1.36	0.34	-4.4	4.81	0.41
29	30	0.61	-0.54	0.07	0.61	-0.54	0.07	0.61	-0.54	0.07	3.62	3.74	0.12
8	28	-2.23	-2.11	-4.35	1.3	-3.04	-4.33	-0.31	-4.01	-4.32	4.35	0	-4.35
6	28	3.25	-4.43	-1.18	2.97	-4.12	-1.16	2.66	-3.82	-1.16	-1.54	0.37	-1.17
			TOTAL	10.99		TOTAL	16.79		TOTAL	10.9		TOTAL	10.46

Tabla 5.6 - Ejemplo II: Flujos de Potencia y Pérdidas Reactivas en las Líneas de Transmisión Para el Caso-Base

Para las cargas, los resultados de los repartos de las demandas reactivas entre las fuentes, en este caso cinco generadores y un compensador síncrono (barra 13), son presentados en la Tabla 5.7, se omite las barras de paso (barras 6, 9, 22, 25, 27 y 28) por no tener cargas conectadas a ellas.

Reparto a los Generadores de las Demandas (MVar)																												
CARGA	Caso Base						Carga Total (MVar)	Caso Aumento Carga - Barra 10						Carga Total (MVar)	Caso Disminucion Tension Generacion - Barra 11						Carga Total (MVar)	Caso Insercion Banco Condensador - Barra 30						Carga Total (MVar)
	G1	G2	G5	G8	G11	C13		G1	G2	G5	G8	G11	C13		G1	G2	G5	G8	G11	C13		G1	G2	G5	G8	G11	C13	
Carga 2	0.00	22.70	0.00	0.00	0.00	0.00	22.7	0.00	22.70	0.00	0.00	0.00	0.00	22.7	0.00	22.70	0.00	0.00	0.00	0.00	22.7	0.00	22.70	0.00	0.00	0.00	0.00	22.7
Carga 3	0.41	0.27	0.06	0.35	0.04	0.08	1.2	0.41	0.27	0.06	0.35	0.04	0.08	1.2	0.41	0.27	0.06	0.35	0.04	0.08	1.2	0.41	0.27	0.06	0.35	0.04	0.08	1.2
Carga 4	0.29	0.45	0.10	0.57	0.06	0.13	1.6	0.29	0.45	0.10	0.57	0.06	0.13	1.6	0.29	0.45	0.10	0.57	0.06	0.13	1.6	0.29	0.45	0.10	0.57	0.06	0.13	1.6
Carga 5	0.00	0.00	19.00	0.00	0.00	0.00	19.0	0.00	0.00	19.00	0.00	0.00	0.00	19.0	0.00	0.00	19.00	0.00	0.00	0.00	19.0	0.00	0.00	19.00	0.00	0.00	0.00	19.0
Carga 7	0.43	1.23	5.07	3.54	0.33	0.29	10.9	0.43	1.23	5.08	3.54	0.32	0.29	10.9	0.43	1.24	5.09	3.55	0.30	0.29	10.9	0.43	1.23	5.07	3.54	0.33	0.29	10.9
Carga 8	0.00	0.00	0.00	30.00	0.00	0.00	30.0	0.00	0.00	0.00	30.00	0.00	0.00	30.0	0.00	0.00	0.00	30.00	0.00	0.00	30.0	0.00	0.00	0.00	30.00	0.00	0.00	30.0
Carga 10	0.09	0.23	0.10	0.60	0.55	0.43	2.0	0.47	1.14	0.51	2.99	2.74	2.16	10.0	0.10	0.23	0.10	0.61	0.52	0.44	2.0	0.09	0.23	0.10	0.60	0.55	0.43	2.0
Carga 12	0.43	0.75	0.22	1.29	0.58	4.23	7.5	0.43	0.75	0.22	1.28	0.58	4.24	7.5	0.43	0.75	0.22	1.29	0.54	4.26	7.5	0.43	0.75	0.22	1.29	0.58	4.22	7.5
Carga 14	0.09	0.16	0.05	0.31	0.16	0.83	1.6	0.09	0.16	0.05	0.30	0.16	0.84	1.6	0.09	0.16	0.05	0.31	0.15	0.84	1.6	0.09	0.16	0.05	0.31	0.16	0.83	1.6
Carga 15	0.14	0.26	0.09	0.52	0.30	1.20	2.5	0.14	0.26	0.09	0.52	0.29	1.20	2.5	0.14	0.26	0.09	0.53	0.27	1.21	2.5	0.14	0.26	0.09	0.53	0.30	1.19	2.5
Carga 16	0.10	0.19	0.07	0.40	0.29	0.75	1.8	0.10	0.19	0.07	0.40	0.29	0.76	1.8	0.10	0.19	0.07	0.41	0.27	0.76	1.8	0.10	0.19	0.07	0.41	0.29	0.75	1.8
Carga 17	0.28	0.65	0.27	1.60	1.38	1.62	5.8	0.28	0.64	0.27	1.60	1.38	1.62	5.8	0.29	0.66	0.28	1.63	1.30	1.65	5.8	0.28	0.65	0.27	1.60	1.38	1.62	5.8
Carga 18	0.05	0.10	0.04	0.22	0.16	0.35	0.9	0.05	0.10	0.04	0.22	0.15	0.35	0.9	0.05	0.10	0.04	0.22	0.15	0.35	0.9	0.05	0.10	0.04	0.22	0.15	0.35	0.9
Carga 19	0.17	0.37	0.15	0.88	0.70	1.13	3.4	0.17	0.37	0.15	0.88	0.70	1.13	3.4	0.18	0.38	0.15	0.90	0.65	1.15	3.4	0.17	0.37	0.15	0.89	0.70	1.12	3.4
Carga 20	0.03	0.08	0.03	0.19	0.16	0.21	0.7	0.03	0.08	0.03	0.19	0.16	0.21	0.7	0.04	0.08	0.03	0.19	0.15	0.22	0.7	0.03	0.08	0.03	0.19	0.16	0.21	0.7
Carga 21	0.54	1.28	0.56	3.40	2.90	2.52	11.2	0.53	1.28	0.56	3.40	2.90	2.52	11.2	0.55	1.30	0.58	3.46	2.74	2.57	11.2	0.54	1.28	0.57	3.41	2.90	2.52	11.2
Carga 23	0.08	0.17	0.07	0.41	0.24	0.62	1.6	0.08	0.17	0.07	0.41	0.24	0.62	1.6	0.09	0.18	0.07	0.42	0.22	0.63	1.6	0.08	0.17	0.07	0.42	0.24	0.62	1.6
Carga 24	0.34	0.78	0.33	2.18	1.30	1.78	6.7	0.34	0.78	0.33	2.18	1.29	1.78	6.7	0.34	0.79	0.34	2.21	1.22	1.81	6.7	0.34	0.78	0.33	2.19	1.29	1.77	6.7
Carga 26	0.12	0.29	0.14	1.02	0.31	0.41	2.3	0.12	0.29	0.14	1.03	0.31	0.41	2.3	0.12	0.30	0.14	1.04	0.29	0.42	2.3	0.12	0.29	0.14	1.03	0.31	0.41	2.3
Carga 29	0.05	0.12	0.06	0.47	0.09	0.11	0.9	0.05	0.12	0.06	0.47	0.09	0.11	0.9	0.05	0.12	0.06	0.47	0.09	0.12	0.9	0.05	0.12	0.06	0.47	0.09	0.11	0.9
Carga 30	0.10	0.26	0.12	0.99	0.19	0.24	1.9	0.10	0.26	0.12	0.99	0.19	0.24	1.9	0.10	0.26	0.12	1.00	0.18	0.24	1.9	0.10	0.26	0.12	0.99	0.19	0.24	1.9
Banco 30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0.53	-1.41	-0.68	-5.43	-1.06	-1.33	-10.4
Total	3.73	30.33	26.53	48.94	9.73	16.95	136.2	4.19	31.24	26.94	51.33	11.89	16.70	144.2	3.77	30.42	26.58	49.15	9.13	17.15	136.2	3.20	28.93	25.86	43.56	8.64	15.58	125.8

Tabla 5.7 - Ejemplo II: Repartos de Demandas de Potencia Reactiva a los Generadores Para el Caso Base por el Método Propuesto

- **Análisis de Sensibilidad 1:** a modo de resumir y analizar de la mejor manera esta sensibilidad, se extrae de la Tabla 5.7 los repartos reactivos a cada generador de la Carga 10, lo cual es mostrado en la Tabla 5.8.

Potencia Reactiva (MVA_r)	G1	G2	G5	G8	G11	C13	Total
Caso Base	0.09	0.23	0.10	0.60	0.55	0.43	2.00
Caso Aumento Carga - Barra 10	0.47	1.14	0.51	2.99	2.74	2.16	10.00
Factor proporcionalidad	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0

Tabla 5.8 – Ejemplo II: Análisis de Sensibilidad 1, Reparto de Potencia Reactiva de la Carga 10 a los Generadores

Se observa que al aumentar la carga en la barra 10 hay un aumento en la generación de reactivos por partes de las fuentes en la misma proporción (factor de proporcionalidad: 5), por otro lado según la Tabla 5.5, la tensión en esta barra se ve disminuida de 1.004 pu a 0.99 pu, de la misma forma las tensiones en barras contiguas se ven disminuidas, no obstante las tensiones en barras alejadas de esta se mantienen igual para ambos casos, lo que demuestra la naturaleza local de la potencia reactiva.

Otro aspecto observado en este análisis, es que las contribuciones reactivas de las fuentes para las otras cargas no se ve afectado al aumentar la carga en la barra 10, es decir las contribuciones de las fuentes para el caso-base son las mismas presentadas en el análisis de sensibilidad 1 (Ver Tabla 5.7), este aspecto es importante ya que muestra la independencia que existe entre las cargas ante variaciones en una carga determinada.

- **Análisis de Sensibilidad 2:** la disminución de la tensión en la barra generadora 11, ocasiona una redistribución de los repartos de potencia reactiva respecto del caso base, ocasionando un aumento o disminución de reactivos producidos en las barras de carga.

Un análisis puntual del caso indica que el Generador 11 disminuye sus reactivos al disminuir su tensión, mientras todos los otros generadores y el compensador síncrono aumentan su producción. Esta vez al igual que el caso anterior, los generadores más próximos a la barra analizada, aumentan sus reactivos en mayor proporción (Ver Tabla 5.7). Analizando las tensiones en barras de carga o barras de paso próximas a la barra analizada, indican que estas disminuyen, lo que comprueba una vez más la relación local y directa entre la potencia reactiva y la tensión Q-V.

- **Análisis de Sensibilidad 3:** La influencia fundamental del banco de condensadores introducido en el sistema es el aumento de las tensiones en las barras próximas a esta, lo que era esperado, pues un banco inyecta potencia reactiva una vez conectado, esto trae como consecuencia la disminución de la potencia reactiva generada por parte de los generadores en la misma proporción que la inyectada por el banco. Este es un aspecto de importancia a tener en cuenta ya que si algún generador estuviese operando en los límites de sobrecarga, el banco la aliviaría y por consiguiente se obtendría una mejora en la seguridad de la operación del sistema.

- La metodología planteada en esta tesis muestra en este caso, cuanta potencia reactiva generada disminuye en cada generador con exactitud al conectar el banco, lo que trae ventajas comparativas desde el punto de vista operacional, de seguridad y económico ya que es posible identificar en cuanto es influenciada algún elemento particular del sistema cuando se instala un sistema de compensación reactiva algo beneficioso para planeamiento de un sistema de potencia.

5.3.2 Reparto de las Pérdidas Reactivas para los Generadores

En este ítem se muestra la principal influencia en las pérdidas al variar un parámetro eléctrico, en este caso los análisis de sensibilidad planteados en el reparto de potencia reactiva, son planteados nuevamente aquí, con el objeto de determinar lo que sucede con estas pérdidas y la relación que existe con los repartos reactivos de las cargas. Para eso se muestra en el apéndice E los resultados de los repartos de las pérdidas reactivas a los generadores.

A seguir se analiza los resultados obtenidos para los casos de sensibilidad planteados en el ítem 5.3.1:

- **Análisis de Sensibilidad 1:** En términos globales, el aumento de carga en la barra 10 ocasiona que las pérdidas totales (pérdidas en los ramos) aumenten de 45.84 MVar a 51.59 MVar, se verifica que las inyecciones por parte de los elementos capacitivos de las líneas aumenta en las

líneas que unen barras próximas a la barra analizada, sin embargo, las pérdidas de las líneas (por la impedancia de la línea) aumenta en una mayor proporción (ver Apéndice E), esto complementa los resultados obtenidos en el ítem 5.3.1.

- **Análisis de Sensibilidad 2:** La disminución de la tensión de generación de la Barra 11 ocasiona que las tensiones en las barras vecinas a esta disminuyan trayendo como consecuencia que las pérdidas en las líneas próximas a esta barra disminuyan (ver Apéndice E), a nivel global, las pérdidas totales disminuyan de 45.84 MVAR a 45.60 MVAR, mientras que las inyecciones por parte de los elementos capacitivos de las líneas es influenciada en las barras próximas a esta, disminuyendo en valor. Una vez más este caso demuestra que no es posible controlar, flujos, pérdidas ni inyecciones de potencia reactiva en barras y líneas alejadas de la barra analizada.
- **Análisis de Sensibilidad 3:** La inserción de un banco de condensadores de 10 MVAR trae ventajas comparativas en el desempeño del sistema analizado, además del mejoramiento del perfil de tensión en las barras próximas a la barra analizada, las pérdidas reactivas totales disminuyen en una pequeña proporción (de 45.84 MVAR a 45.40 MVAR) y las inyecciones totales de reactivos por los elementos capacitivos (líneas y banco) aumenta, trayendo como consecuencia que las pérdidas netas disminuyan de 16.44 MVAR a 4.44 MVAR. Este detalle es importante

desde el punto de vista de costos por compensación reactiva y muestra el beneficio que cada agente obtiene al instalar un banco de condensadores, y por tanto, se podrá repartir los costos por la instalación del mismo en forma proporcional al beneficio obtenido.

CONCLUSIONES

1. La formulación para el reparto de pérdidas y demandas reactivas se da de manera simple, clara y rápida para los usuarios. Simple, porque utiliza los resultados de un flujo de carga aliado con técnicas básicas y consistentes basadas en la teoría de los circuitos eléctricos. Clara, porque no hace suposiciones ni aproximaciones y cumple las leyes físicas que rigen los circuitos eléctricos, y computacionalmente rápida ya que no realiza ningún proceso iterativo.
2. El reparto de demandas via fuentes de tensión representa fielmente la relación Q-V en los sistemas de potencia, lo que es verificado analizando los parámetros tensión y potencia reactiva envueltos en la expresión de reparto.
3. Es posible identificar qué cantidad del total de potencia reactiva producida por cada generador es consumida por una determinada carga, es decir, los consumos reactivos de cada carga son disgregados entre los generadores, lo que conlleva a una definitiva e inequívoca determinación de responsabilidades de cada carga por los reactivos consumidos en el sistema haciendo posible la correcta remuneración a los generadores.
4. Las pérdidas reactivas son disgregadas totalmente identificando el efecto que cada generador tiene en estas, en consecuencia de acuerdo a los resultados obtenidos se muestra que existen generadores que contribuyen a disminuir las pérdidas y algunos otros a aumentarlas, este

análisis muestra que desde el punto de vista de eficiencia operacional que acciones tomar en la operación de los generadores para disminuir las pérdidas reactivas en el sistema.

5. En los análisis de sensibilidad planteado, en términos reactivos, se puede observar un aspecto común para los tres casos: cualquier alteración en el sistema en una barra determinada que lleve a otro punto de operación diferente al caso base, solo influenciará en las barras próximas a la barra alterada, en consecuencia es demostrada la naturaleza local de la potencia reactiva con respecto a la tensión.
6. Viéndolo desde el punto de vista de la operación del sistema, son claramente establecidos que carga o generador influye más en una barra determinada y que acciones se podrían tomar para mejorar la operación de un sistema haciéndolo más confiable y seguro, sin violar los límites establecidos por las normas, el análisis de sensibilidad muestra estos aspectos.
7. Para el planeamiento eléctrico, en caso se necesite un sistema de compensación reactiva, es posible identificar que cargas influyen mas en el perfil de tensión de una barra determinada haciéndolo responsable por los bajos niveles de tensión en caso se presentasen, en consecuencia se podrá dar responsabilidades en términos de costos por la instalación de un sistema de compensación reactiva proporcionalmente al grado de responsabilidad que estas cargas establezcan en el sistema. De igual forma se identifica que generadores son los que más influyen en

mantener los niveles de tensión en valores aceptables y por tanto provean de mayor soporte reactivo lo cual conlleva a remunerarlos en forma justa y coherente.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda analizar con más profundidad adecuar el método a sistemas de mayor complejidad tal como es Sistema Peruano teniendo especial cuidado con las características técnicas de los equipos a él conectados, se sugiere que su implementación se realice por etapas considerando los subsistemas existentes.
2. Se recomienda analizar el comportamiento de la metodología con la presencia de equipos tales como los dispositivos FACTS, estos equipos se están considerando en sistemas que transmiten en Extra Alta Tensión y a grandes distancias y no sería raro pensar que en el Sistema Peruano en el futuro se lleguen a implementar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BHATTACHARYA, Kankar; BOLLEN, Math; DAALDER, Jaap. **Operation of Restructured Power Systems**. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2001a. 311 p.
- [2] BHATTACHARYA, Kankar; JIN ZHONG. Reactive as an ancillary service, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 2, p.294-300, may. 2001b.
- [3] BIALEK, Janusz. Tracing the Flow of Electricity, **IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution**, v. 143, n. 4, p. 313-320, jul. 1996.
- [4] BIALEK, Janusz. Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 3, p. 1185-1193, ago. 1997.
- [5] FERNANDEZ, Thelma S. Piazza; ALMEIDA, Katia C. de. Methodologies for Loss and Line Flow Allocation under Pool-Bilateral Markets. In: 14th POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 2002, Sevilla, España.
- [6] FITZGERALD, Eugene; KINGSLEY, Charles; UMANS Stephen. **Electric Machinery**. 4. ed. New York: McGraw-Hill, 1992. 571 p.
- [7] GIL, Julián Barquín, SAN ROMAN, Tomás Gómez, RÍOS, Juan Alba. Reactive power pricing: a conceptual framework for remuneration and charging procedures, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 483-489, maio 2000;

- [8] JIN ZHONG; NOBILE, Emilia, BOSE, Anjan; BHATTACHARYA Kankar. Localized reactive power using the concept of voltage control areas. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, p. 1555-1561, Ago. 2004.
- [9] JIN ZHONG; BHATTACHARYA, Kankar. Toward a competitive market for reactive power, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 4, p. 1206-1215 nov. 2002a.
- [10] JIN ZHONG; BHATTACHARYA, Kankar. Reactive power management in deregulated electricity markets - a review, **POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, IEEE**, v. 2, p. 1287-1292, Jan. 2002b.
- [11] KIRSCHEN, Daniel, ALLAN, Ron, STRBAC Goran. Contributions of individual generators to loads and flows, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 52-60, fev. 1997;
- [12] KUNDUR, Prabha; BALU, Neal J.; LAUBY, Mark G. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
- [13] LAGONOTTE, Patrick; SABONNADIÈRE, Jean Claude; LEOST J. Y.; PAUL, J. P. Structural analysis of the electrical system: Application to secondary voltage control in France. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 2, p. 479-486, Mai. 1989.
- [14] LAMONT, John; JIAN FU. Cost Analysis of reactive Power Support, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 890-895, ago. 1999.
- [15] MONTICELLI, Alcir. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983. 164 p.

[16] **NTCTR Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.** Ministerio De Energía y Minas: Dirección General De Electricidad, Marzo 2005.

[17] Operador Nacional do Sistema (ONS). **Procedimentos de Rede - Módulo 14: Administração dos Serviços Ancilares.** 2003. Disponible en < http://www.ons.org.br/procedimentos/modulo_14.aspx >. Acceso en: 08 feb. 2009.

[18] Comité de Operación Económica del Sistema (COES). **Procedimiento N°11, Reconocimiento de Costos por Regulación de Tensión en Barras del Sistema.** Disponible en < <http://www.coes.org.pe/procedimentos/> >. Acceso en: 11 feb. 2009.

[19] Comité de Operación Económica del Sistema (COES). **Procedimiento N°15, Valorización de Transferencias de Energía Reactiva Entre Integrantes del COES.** Disponible en < <http://www.coes.org.pe/procedimentos/> >. Acceso en: 11 feb. 2009.

[20] UNSIHUAY Clodomiro, SAAVEDRA Osvaldo Ronald. Transmission loss unbundling and allocation under pool electricity markets, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, p. 77-84, feb. 2006.

[21] WHEN-CHEN CHU; BIN-KWIE CHEN, CHUNG-HSIEN LIAO. Allocation the costs of reactive power purchased in an ancillary service market by modified Y-bus matrix method, **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 174-179, feb. 2004.