

UNA PROPUESTA PARA LA COMPOSICIÓN Y CÁLCULO DE PRECIOS EN EL SERVICIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA

Hugo Arcos
Dirección de Planificación

RESUMEN

Por lo general, en muchas estructuras de los nuevos sectores del servicio eléctrico, la potencia reactiva se valora a través de cargos y esquemas de penalización no diferenciados geográficamente ni temporalmente. El servicio de control de tensión y potencia reactiva de fundamental importancia para la transmisión de energía en un sistema de potencia, requiere de adecuadas metodologías de cálculo de precios que manteniendo niveles de seguridad y eficiencia para el sistema, permitan a los oferentes de dicho servicio brindar señales económicas que garanticen su funcionamiento y expansión y a los demandantes tarifas adecuadas, racionalizando en forma global las necesidades de reactivo en el sistema.

Este trabajo presenta una propuesta metodológica para la determinación de los precios nodales de la potencia reactiva de corto plazo que considera los costos por pérdidas de potencia activa de la red de transmisión, los costos por pérdidas de potencia activa en las unidades de generación y los costos de pérdida de oportunidad de los generadores. Se detalla la formulación del proceso de optimización utilizado para el despacho de reactivos propuesto, así como los resultados de la aplicación de la metodología en una red ejemplo. Se realiza finalmente un análisis comparativo de los resultados que se obtienen en los precios de reactivo al considerar en forma diferenciada las componentes de la función objetivo propuesta.

PALABRAS CLAVE: Potencia Reactiva, Costos por Pérdidas, Costos de Pérdida de Oportunidad, Despacho de Potencia Reactiva, Precios de Potencia Reactiva.

1. INTRODUCCIÓN

Como una consecuencia del proceso de desregulación de los distintos mercados eléctricos a nivel mundial, y más concretamente como resultado del proceso de desagregación de los servicios de transmisión y generación, se presenta la necesidad de identificar y tratar a los servicios auxiliares como tales, esto implica determinar las responsabilidades exactas que sobre estos servicios tienen cada uno de los agentes que intervienen en el mercado.

En la búsqueda de establecer precios adecuados para el servicio de control de tensión y potencia reactiva, se

presentan varias alternativas cuyo común denominador es la utilización de la teoría de costos marginales.

Flujos óptimos de potencia (FOP) acoplados cuya función objetivo es la maximización del beneficio social son utilizados en [2] y [4]; por otra parte, en [3] el autor basándose en criterios de seguridad, establece una división entre costos anuales totales por operación y costos anuales por capacidad, permitiéndole esto juzgar un precio por el uso y otro por la disponibilidad de potencia reactiva. La satisfacción de funciones de demanda establecidas en base de los precios tanto para activos como para reactivos constituye el nivel superior (el nivel inferior es la minimización de los costos operativos) del problema de optimización jerárquico de dos etapas que se plantea en [6] y que permite obtener los precios tanto para activos como para reactivos. Por otro lado, un análisis de costos explícitos (costos de capital) y costos implícitos (costos de oportunidad) es expuesto en [1], estableciéndose como función objetivo la minimización de dichos costos más los costos de pérdidas de potencia activa.

Si bien estas alternativas analizan en mayor o menor medida todas las características particulares del servicio de control de tensión y potencia reactiva, tienen en común, utilizar funciones probabilísticas ya sea para establecer ecuaciones que reflejan el comportamiento de la demanda, valores esperados de ganancias o costos anuales ofertados; lo cual, establece una dependencia de los resultados obtenidos con la exactitud de los métodos probabilísticos utilizados.

Una distinción entre un mercado de energía de reactivos relacionado con la minimización de costos de pérdidas y uno de capacidad relacionado con la seguridad de tensión es sugerida en la referencia [7], estableciéndose dos componentes para el precio de la potencia reactiva.

En [5] un FOP desacoplado cuya función objetivo para activos es la minimización de los costos operativos mientras que para la potencia reactiva es la minimización de los costos de pérdidas, planteada como minimización del costo en la barra slack se constituye como el mecanismo para la determinación de precios. Una alternativa desacoplada se plantea en [8] donde se usa para el modelo reactivo la función de mínimas pérdidas planteada en forma explícita.

La propuesta presentada en este trabajo sigue la tendencia planteada en estas dos últimas alternativas. Se plantea una metodología que determina el precio del servicio de control de tensión y potencia reactiva de una manera más desagregada. Para ello, se utiliza un flujo óptimo de potencia desacoplado cuya optimización de activos se realiza en función de los costos operativos del parque generador, mientras que para la optimización de reactivos se considera una formulación que toma en cuenta los costos por pérdidas de potencia activa de la red de transmisión, los costos por pérdidas de potencia activa en las unidades de generación y los costos de pérdida de oportunidad de los generadores.

En el capítulo 2, se establece la formulación matemática del problema de optimización planteado para el despacho de potencia reactiva, mientras que el capítulo 3 muestra la metodología de solución desarrollada. En el capítulo 4, se presentan los datos y resultados de la aplicación del método propuesto en un ejemplo; y finalmente, en el capítulo 5 se establecen las conclusiones obtenidas.

2. FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE REACTIVOS

2.1. Pérdidas y Sus Costos para el Sistema de Transmisión

Las pérdidas del sistema de transmisión pueden modelarse como una función de todas las variables del sistema, es decir, función de los módulos de las tensiones de barra, de los ángulos de las tensiones de barra y de las inyecciones de potencia activa y reactiva de cada barra. Dicha función es expresada de la siguiente manera:

$$P_{LT} = \sum_{i=1}^{n_b} \sum_{k=1}^{n_b} \frac{R_{ik}}{|V_i||V_k|} [P_i P_k + Q_i Q_k] \cos(\phi_i - \phi_k) - 2 \sum_{i=1}^{n_b} \sum_{k=1}^{n_b} \frac{R_{ik}}{|V_i||V_k|} P_i Q_k \sin(\phi_i - \phi_k) \quad (1)$$

Donde:

R_{ik} = Parte real del elemento ubicado en la fila i columna k de la matriz de impedancia de barra (inversa de la matriz de admitancia nodal).

V_i = Módulo de la tensión de la barra i .

$P_i = P_{gi} - P_{di}$; Potencia activa neta inyectada en la barra i .

$Q_i = Q_{gi} - Q_{di}$; Potencia reactiva neta inyectada en la barra i .

ϕ_i = Ángulo de la tensión de la barra i .

n_b = Número de barras de la red (sin considerar barras de baja tensión de las unidades generadoras).

El costo asociado a las pérdidas de potencia activa de la red de transmisión se puede determinar de forma muy general a través de la siguiente expresión:

$$C_{P_{LT}} = \lambda \cdot P_{LT} \quad (2)$$

$$\text{Con: } \lambda = \frac{\sum_{i=1}^{n_b} \lambda_i}{n_b}$$

Donde:

$C_{P_{LT}}$ = Costos por pérdidas de la red de transmisión.

λ_i = Precio marginal de operación y mantenimiento de potencia activa para la barra i .

P_{LT} = Pérdidas de la red de transmisión [Ec. (1)].

2.2. Pérdidas y sus Costos en Generadores

En base del circuito equivalente simplificado de una unidad generadora i (generador + transformador) mostrado en la Figura 1, se deduce la Ec. (3) que establece las pérdidas de potencia activa para la unidad generadora.

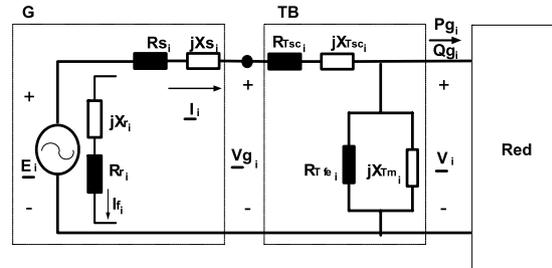


FIGURA 1: Circuito Equivalente de una Unidad Generadora Considerado para el Cálculo de Pérdidas

$$P_{LG_i} = K_{1i} \frac{P_{g_i}^2 + Q_{g_i}^2}{V_i^2} + K_{2i} Q_{g_i} + K_{3i} V_i^2 \quad (3)$$

con:

$$K_i = G_{Gfe_i} + R_{r_i} I_{f0_i}^2$$

$$K_{1i} = \frac{3R_{s_i} + X_i^2 K_i + R_{Tsc_i}}{9}$$

$$K_{2i} = \frac{2}{3} X_i K_i$$

$$K_{3i} = K_i + \frac{1}{R_{Tfe_i}}$$

Donde:

Pg_i = Potencia activa que entrega al sistema la unidad generadora i .

Qg_i = Potencia reactiva que entrega al sistema la unidad generadora i .

V_i = Módulo de la tensión de la barra del sistema de transmisión a la que se conecta la unidad generadora i .

Gg_{fe_i} = Conductancia que representa las pérdidas en el hierro de la armadura del generador.

Rr_i = Resistencia del rotor.

Ifo_i = Corriente de campo medida para el generador funcionando en vacío a tensión nominal en bornes.

Rsi = Resistencia del estator.

Xi = Reactancia equivalente de la unidad generadora (reactancia del estator Xsi + Reactancia de dispersión del transformador $XTsc_i$).

$RTsc_i$ = Resistencia que representa las pérdidas en los devanados del transformador o pérdidas en el cobre.

$RTfe_i$ = Resistencia que representa las pérdidas en el hierro del transformador.

El costo asociado a las pérdidas de potencia activa que se producen en las unidades generadoras puede ser representado mediante la siguiente expresión:

$$C_{PLG} = \sum_{i=1}^{ng} \frac{C_{P_i}(Pg_i)}{Pg_i} P_{LG_i} \quad (4)$$

Donde:

C_{PLG} = Costos por pérdidas en unidades generadoras.

C_{P_i} = Función de costos de operación y mantenimiento por potencia activa de la unidad generadora i .

ng = Número de generadores del sistema.

2.3. Costos de Pérdida de Oportunidad

Se pueden definir como aquellos costos que cuantifican la disminución de las ganancias de un generador debido a la limitación que impone a su producción de potencia activa la producción de potencia reactiva, es decir, cuando se hace necesario que un generador reste su producción de activos con la finalidad de incrementar la capacidad de reactivos que pueda entregar o recibir. En la Figura 2 (Curva de Capacidad)

se puede observar que si el generador operase en el punto (Pg_{nom}, Qg_{nom}) y se deseará incrementar su producción de reactivos, la alternativa es disminuir la cantidad de activos generados con la finalidad de ampliar el margen de reactivos que se pueden generar.

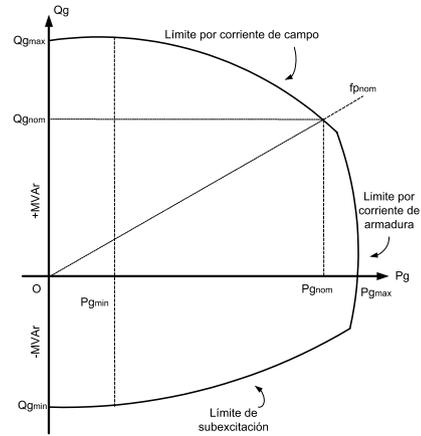


FIGURA 2: Curva de Capacidad de un Generador

De esto se extrae que los costos de pérdida de oportunidad deben ser evaluados, exclusivamente, cuando se está operando al generador en los límites establecidos por su curva de capacidad.

Si se considera que un generador i en un tiempo t_o se encuentra operando a una determinada potencia activa Pg_{oi} y potencia reactiva Qg_{oi} (punto que se encuentra en el límite de su curva de capacidad); y, que el precio que se le está pagando por su potencia activa es ρp_{oi} y el que recibe por su potencia reactiva es ρq_{oi} , se puede establecer que el costo de pérdida de oportunidad que experimenta a causa de un cambio en sus variables de salida hacia una posición (Pg_i, Qg_i) estará dado por:

$$CPO_i = \Delta Pg_i \pi_{P_i} - \Delta Qg_i \pi_{Q_i} \quad (5)$$

donde:

$$\pi_{P_i} = \rho p_{oi} - \frac{C_{P_i}(Pg_i)}{Pg_i}$$

$$\pi_{Q_i} = \rho q_{oi} - \frac{C_{Q_i}(Qg_i)}{Qg_i}$$

CPO_i = Costo de pérdida de oportunidad.

π_{P_i}, π_{Q_i} = Ganancia del generador i por potencia activa y reactiva.

C_{P_i}, C_{Q_i} = Función de costos del generador i para potencia activa y reactiva.

$\Delta Pg_i, \Delta Qg_i$ = Variaciones de potencia activa y reactiva del generador i .

$\rho_{P_{oi}}, \rho_{Q_{oi}}$ = Precios de potencia activa y reactiva para el punto $(P_{g_{oi}}, Q_{g_{oi}})$ en la barra del generador i .

Sustituyendo ΔP_{g_i} por $(P_{g_{oi}} - P_{g_i})$ y ΔQ_{g_i} por $(Q_{g_{oi}} - Q_{g_i})$ y considerando despreciables los costos variables de operación de potencia reactiva para el generador, se obtiene la siguiente ecuación:

$$CPO_i = \rho_{P_{oi}}(P_{g_{oi}} - P_{g_i}) - \frac{P_{g_{oi}}}{P_{g_i}} C_{P_i}(P_{g_i}) + C_{P_i}(P_{g_i}) - \rho_{Q_{oi}}(Q_{g_{oi}} - Q_{g_i}) \quad (6)$$

En general para un conjunto $n_{g_{ppo}}$ de generadores:

$$CPO = \sum_{i=1}^{n_{g_{ppo}}} CPO_i(P_{g_i}, Q_{g_i}) \quad (7)$$

Como se había mencionado con anterioridad, los costos de pérdida de oportunidad son calculados únicamente en los casos en que una restricción de los límites establecidos por la curva de capacidad es activada, debido a ello, es necesario modelar las restricciones de las capacidades de los generadores en forma más exacta que la modelación típica, la cual es usar simplemente límites mínimos y máximos de potencias activas y reactivas independientes del estado de operación de los generadores.

La referencia [10] presenta una modelación completa de la curva de capacidad de un generador, en la cual se establecen ecuaciones matemáticas que modelan los límites de potencia reactiva de un generador en función de la potencia activa que este se encuentre entregando. Es en base de esta modelación que se establecieron las restricciones consideradas en este estudio.

2.4. El Problema de Optimización

De lo anteriormente presentado, se formula la función objetivo y las restricciones a ser utilizadas en el proceso de optimización que permite la determinación del despacho de reactivos y de las componentes de precio del servicio de control de tensión y potencia reactiva. Es así que se tiene:

$$\text{Minimizar } \{FO = C_{P_{LT}} + C_{P_{LG}} + CPO\} \quad (8)$$

Sujeto a:

- Restricciones de balance para red completa.
- Restricciones de seguridad para red completa.
 - Límites de corriente para líneas de transmisión.
 - Límites de flujo de potencia activa para líneas de transmisión.
- Restricciones de seguridad ante contingencias.
- Restricciones sobre las variables del problema.

Donde:

FO = Función Objetivo.

$C_{P_{LT}}$ = Costos por pérdidas de potencia activa en la red de transporte [Ec. (2)].

$C_{P_{LG}}$ = Costos por pérdidas de potencia activa en unidades de generación [Ec. (4)].

CPO = Costos de pérdida de oportunidad para generadores [Ec. (7)].

3. METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN DESARROLLADA

El establecimiento de la función objetivo del subtema 2.4 requiere de los resultados de un despacho de activos así como de sus precios nodales de la energía. Es así que como primer punto (FASE I) de la metodología de solución, está el despacho de activos y la determinación de sus precios, para esto, se utiliza la formulación típica de minimización de los costos operativos del sistema que se muestra a continuación:

$$\text{F.O.: Minimizar: } \sum_{i=1}^{n_g} C_i(P_{g_i}) \quad (9)$$

Sujeto a:

- Restricciones de Balance.
- Límites de Corriente para Líneas de Transmisión.
- Límites de Flujo de Potencia Activa para Líneas de Transmisión.
- Restricciones sobre las Variables del Problema.

Tomando como base los resultados de este despacho y estableciendo como constantes todas aquellas potencias activas que no intervengan en la determinación de los costos de pérdida de oportunidad se puede proceder a la solución del problema de optimización de potencia reactiva en lo que se ha denominado FASE II. El problema de esta segunda fase se caracteriza por la no linealidad tanto de su función objetivo como de sus restricciones, y además debido al gran número de estas últimas, se establecen simplificaciones que permiten acotar el esfuerzo computacional y mejorar las condiciones de convergencia. Debido a esto la metodología propuesta se basa en programación no lineal con simplificaciones particulares en lo que respecta a las restricciones establecidas.

Las restricciones de balance para red completa (caso base actual), son consideradas dentro del proceso de optimización en forma directa. Por otro lado, para las restricciones de seguridad para red completa se aplican técnicas de relajación, lo que significa introducir en el proceso de optimización solo aquellas restricciones que se encuentren activas, convirtiéndose de esta forma el proceso de solución en iterativo. Para el caso de las restricciones de contingencias, al igual que en el caso previo se aplican técnicas de relajación

además de una modelación compacta y linealizada de las mismas. La modelación compacta significa la eliminación desde el modelo, de las variables de estado y el planteo de las restricciones solamente en función de las variables de control. Para realizar esto se efectúa una linealización de las ecuaciones en cada punto estacionario de funcionamiento obtenido por cada contingencia y la eliminación de las ecuaciones de flujo de carga linealizadas en forma explícita.

En la Figura, 3 se presenta un flujograma que muestra en forma general el proceso de solución a seguir en la determinación del despacho y cálculo de precios de potencia reactiva.

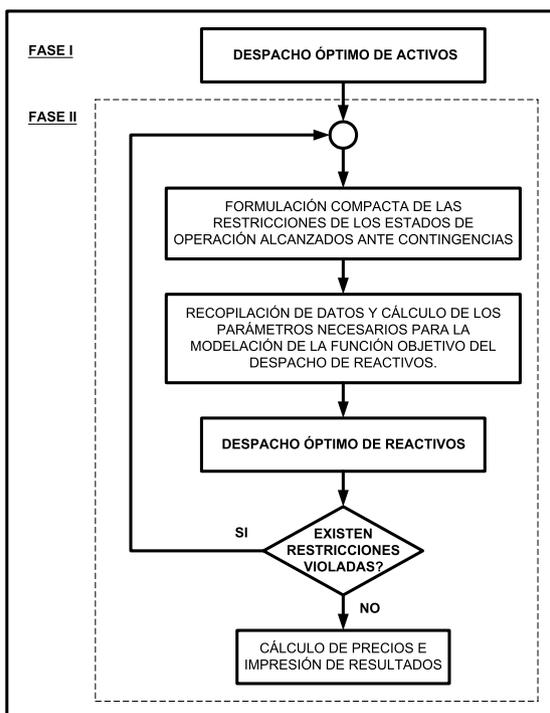


FIGURA 3: Diagrama de Bloques General de la Metodología Utilizada

4. RESULTADOS

La metodología desarrollada es aplicada en la red ejemplo de la Figura 4. Esta red consta de 7 barras, 6 líneas, 2 transformadores, 2 generadores y un capacitor paralelo. Los datos de las barras son mostrados en la Tabla 1; la Tabla 2 presenta los datos de las líneas y de los transformadores de red y finalmente los datos de las unidades generadoras son resumidos en las Tablas 3 y 4.

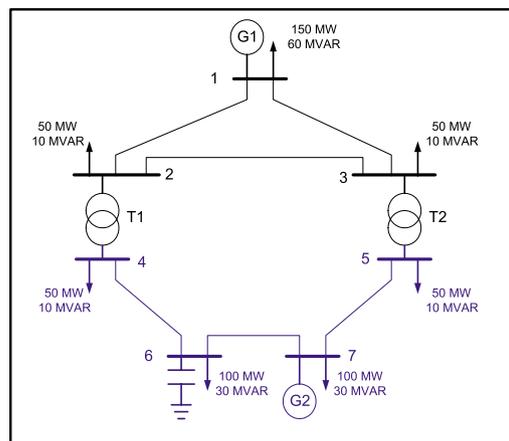


FIGURA 4: Diagrama Unifilar de Red Ejemplo

TABLA 1: Datos de Barras

Número	Tensión Nominal [kV]	Carga Activa [MW]	Carga Reactiva [MVAR]	Compensación [MVAR]
1	220	150	60	----
2	220	50	10	----
3	220	50	10	----
4	132	50	10	----
5	132	50	10	----
6	132	100	30	50
7	132	100	30	----

TABLA 2: Datos de Líneas

Nodo Inicial	Nodo Final	R [ohms]	X [ohms]	I _{max} [A]	P _{max} [MW]
1	3	14.520	24.200	1200	200
5	7	12.197	19.166	1200	200
6	7	10.454	17.424	1200	200
4	6	12.197	19.166	1200	200
1	2	14.520	24.200	1200	200
2	3	14.520	24.200	1200	200
3*	5*	0.000	9.680**	-----	1000
2*	4*	0.000	9.680**	-----	1000

(*) Transformadores

(**) Referido al nodo inicial

TABLA 3: Curvas de Consumo de Generadores

Gen. No.	Nodo Conexión	a [Gcal/MW ² h]	b [Gcal/MW h]	c [Gcal/h]
1	1	0.000926	0.926	9.2601
2	7	0.001543	1.543	11.2384

TABLA 4: Parámetros de Generadores

Gen. No.	S _{nom} [MVA]	G _{Gfei} [pu]	R _s [pu]	I _{fo} [A]	X _d [pu]	X _q [pu]
1	763	0.004	0.0048	400	1.998	1.694
2	172	0.004	0.0031	90	1.755	1.755

Los parámetros que no constan en la Tabla 4 y que sin embargo aparecen en las ecuaciones presentadas en el apartado 2.2, se consideran iguales a cero. El promedio entre los valores de reactancia de eje directo X_{di} y reactancia de eje en cuadratura X_{qi} de cada máquina sincrónica i permite obtener el valor X_{Si} (reactancia del estator del generador i). Con este valor

se obtiene el coeficiente X_i (reactancia equivalente de la unidad generadora), el cual aparece en la Ec. (3).

Con la finalidad de analizar el comportamiento de los precios nodales de potencia reactiva, se establecen los siguientes casos de estudio:

CASO 1: La función objetivo únicamente considera los costos por pérdidas de potencia activa de la red de transmisión y se incluyen restricciones de balance de potencia activa y reactiva en los nodos de la red.

CASO 2: Tomando como base lo establecido en el Caso 1, se simula una violación del límite de corriente máxima a través de la línea 1-2.

CASO 3: La función objetivo en este caso está constituida por los costos por pérdidas de potencia activa de la red de transmisión y los costos por pérdidas en las unidades generadoras. Se consideran únicamente las restricciones de balance de potencia activa y reactiva en cada uno de los nodos de la red.

CASO 4: Para este caso, la función objetivo está constituida por los costos por pérdidas de potencia activa de la red de transmisión más los costos de pérdida de oportunidad que se presentan al simular una violación en los límites de la curva de capacidad del generador 2.

CASO 5: En este último caso, la función objetivo utilizada considera únicamente las pérdidas de potencia activa de la red y se simula la contingencia de la línea 2-3. Esta contingencia introduce una restricción adicional que representa la violación del límite de corriente máxima de la línea 1-2 bajo estas condiciones.

En la Tabla 5, se presentan los resultados de los diferentes despachos, se incluye el despacho correspondiente a la FASE I; así como, los resultantes en cada uno de los casos planteados.

La Tabla 6 por su parte, muestra los precios nodales de potencia reactiva obtenidos en cada uno de los casos, los cuales son ilustrados en la Figura 5 en forma gráfica.

TABLA 5: Despachos

CASO	GENERADOR 1		GENERADOR 2		Pérdidas [MW]
	Pg1 [MW]	Qg1 [MVar]	Pg2 [MW]	Qg2 [MVar]	
FASE I	430.14	57.63	135.90	81.96	16.04
CASO 1	429.05	99.29	135.90	41.53	14.95
CASO 2	429.08	92.14	135.90	48.19	14.98
CASO 3	429.05	100.40	135.90	40.51	14.95
CASO 4	429.87	101.00	135.17	40.14	15.04
CASO 5	429.13	87.90	135.90	52.20	15.03

De los resultados que se presentan en la Tabla 5, se aprecia una acentuada redistribución de la generación de reactivos entre el despacho de activos (FASE I) y cada uno de los casos de despacho de reactivos, esta redistribución permite disminuir los flujos de potencia

reactiva a través de la red de transmisión y por ende reducir las pérdidas.

En la Figura 5, se comparan los precios nodales que se obtienen en cada uno de los casos planteados. Si se toman como referencia los precios obtenidos en el CASO 1 (caso base), se observa que la activación de la restricción de corriente máxima de la línea 1-2 (CASO 2) produce un notable cambio en los precios. Por una parte, el precio del nodo 1 disminuye mientras que los precios en los nodos restantes tienden a subir, reflejándose de esta forma la saturación del vínculo de transmisión.

TABLA 6: Precios Nodales de Potencia Reactiva

NODO	PRECIOS NODALES [\$/MVar h]				
	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
1	0.1133	0.0142	0.2309	0.9965	-0.0446
2	0.0895	0.2046	0.2123	1.0259	-0.0228
3	0.0840	0.1305	0.2055	1.0143	-0.0185
4	0.0902	0.1817	0.2139	1.0417	-0.0031
5	0.0813	0.1561	0.2021	1.0202	0.0102
6	0.0211	0.0775	0.1448	1.0170	0.0139
7	0.0563	0.1019	0.1719	1.0196	0.1287

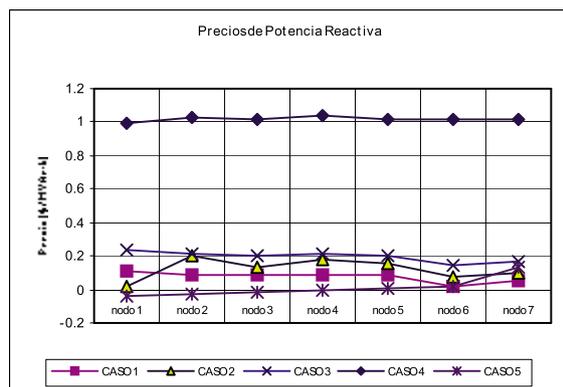


FIGURA 5: Precios Nodales de Potencia Reactiva

En el CASO 3, la inclusión de las pérdidas de las unidades generadoras hace que los precios nodales de potencia reactiva sean superiores a los del caso base conservando la tendencia de estos últimos.

Los precios relativamente altos que se obtienen en el CASO 4, se deben a la aparición de costos de pérdida de oportunidad como consecuencia de simular una violación a la restricción que establece la curva de capacidad del generador 2. Se debe mencionar el hecho de que para que dichos costos se presenten es necesario forzar al despacho de potencia reactiva a incrementar la generación de potencia reactiva del generador 2. Esto solo se consigue mediante la reducción de los límites de salida de potencia reactiva del generador 1.

Finalmente, para el CASO 5 que es el que incluye la simulación de una contingencia, los precios de los nodos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 disminuyen en relación con los precios del caso base, siendo esta disminución muy significativa en los primeros cinco nodos. Por otra parte, el precio de la potencia reactiva del nodo 7

experimenta un incremento reflejándose de esta manera el hecho de que la única variable de control que puede ser modificada con la finalidad de eliminar la violación de la restricción de corriente máxima de la línea 1-2 en condiciones de contingencia es la tensión del nodo 7, la cual se encuentra estrechamente relacionada con la potencia reactiva inyectada a través de este nodo. Si bien se tiene una disminución de precios general, se resalta que el nivel de tensiones en todas las barras ha disminuido respecto al CASO 1.

Como se observa, el precio de la potencia reactiva puede descomponerse en distintas partes, las cuales estarán agregadas en el precio final dependiendo del tipo de función objetivo y restricciones que se hayan incluido. Las componentes del precio reactivo de acuerdo a la metodología propuesta son: 1) Precio por pérdidas de la red de transmisión, 2) Precio por pérdidas en las unidades generadoras, 3) Precio por costo de oportunidad, 4) Precio por seguridad del caso base; y, 5) Precio por seguridad ante contingencias.

Los pagos o cobros en concepto de reactivos a los elementos de la red de transmisión (líneas y transformadores) son presentados en la Tabla 7 para cada uno de los casos. Finalmente, la Tabla 8 presenta el balance de ingresos y egresos por reactivos para cada uno de los casos analizados.

TABLA 7: Pagos – Cobros Transportistas

Lin. / Trans.		PAGO TRANSPORTISTAS [\$/h]				
Nodo l	Nodo k	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
1	2	-1.3850	1.2610	-2.5195	-9.7023	-0.5603
1	3	-1.2488	0.6415	-2.2099	-8.1958	-0.4808
2	3	-0.0005	0.1070	-0.0087	-0.0636	0.0068
2	4	-0.1892	-0.3572	-0.4486	-2.1787	0.0460
3	5	-0.0698	-0.2697	-0.1784	-0.9142	0.0544
4	6	0.6576	1.1253	0.2418	-2.9643	-0.2038
5	7	0.2666	0.8088	0.2597	-0.4368	-2.2917
6	7	-0.0367	-0.2462	-0.3671	-2.7232	-0.3726

TABLA 8: Ingresos y Egresos por Reactivo

CASO	Pago a Generadores [\$/h]	Pago a Compensadores [\$/h]	Pago a Transportista [\$/h]	Cobro a Cargas [\$/h]
1	13.585	0.989	-2.006	12.568
2	6.221	3.672	3.070	12.963
3	30.147	6.777	-5.231	31.693
4	141.564	47.522	-27.179	161.905
5	10.636	0.662	-3.802	7.496

Los resultados que se muestran en la Tabla 7 permiten apreciar la importancia del papel que desempeñan dentro de un posible mercado de potencia reactiva los elementos de transporte, es así que de acuerdo a los resultados obtenidos, algunas líneas tienen que pagar por el servicio de reactivos mientras que otras deben ser retribuidas por su aporte a este servicio.

5. CONCLUSIONES

Mediante la propuesta presentada se obtienen precios para la potencia reactiva en todas las barras del

sistema. Esto posibilita el cálculo de los valores que deben cobrar los generadores y dueños de equipos de compensación así como los valores que deben pagar las cargas conectadas al sistema y los valores para los pagos o cobros a los elementos de la red de transmisión.

Así mismo, se observa que el precio de la potencia reactiva puede ser descompuesto en distintos componentes de acuerdo a la modelación realizada.

De forma natural se identifican cuales son los agentes vinculados con este servicio auxiliar así como también las posibilidades con las que cuenta cada uno de ellos en un ambiente de mercado competitivo.

Esta propuesta puede ser usada como base metodológica para definir una estructura de mercado diferenciado de potencia reactiva, así como también para definir un esquema más equitativo y distributivo de penalizaciones y responsabilidades en el pago de los que consumen y en la remuneración de los que producen este servicio.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] LAMONT, John W.; FU, Jian; Cost Analysis of Reactive Power Support, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999, pp 890-895.
- [2] YOUNG CHOI, Joon; RIM, Seong-Hwang; PARK, Jong-Keun; Optimal Real Time Pricing of Real and Reactive Powers, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November 1998, pp 1226-1231.
- [3] AHMED, Syed; STRBAC, Goran; A Method for Simulation and Analysis of Reactive Power Market, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, August 2000, pp 1047-1052.
- [4] WEBER, James D.; OVERBYE, Thomas J.; SAUER, Peter W.; DEMARCO, Christopher L.; A Simulation Based Approach to Pricing Reactive Power, Published in the Proceedings of the Hawaii's International Conference On System Sciences, January 6-9, 1998, Kona, Hawaii. Copyright 1998 IEEE.
- [5] EL-KIEB, A. A.; MA, X.; Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, May 1997, pp 559-565.
- [6] BAUGHMAN, Martin L.; SIDDIQI, Shams N.; Real-Time Pricing of Reactive Power Theory and Case Study Results, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, February 1991, pp 25-29.
- [7] BARQUIN, J.; GÓMEZ SAN ROMAN, T.; ALBA J. J.; SÁNCHEZ P.; Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures, Internal paper IIT-97-032A. EES-UETP Course. Madrid Spain, Dec. 1997.
- [8] DOÑA, Victor M.; PAREDES, Andrés; Reactive power pricing in competitive electric markets using the transmission losses function, IEEE – Porto Power Tech 2001, Septiembre 2001, Porto, Portugal.

- [9] BARQUIN, Julián; SOLER, David; LARGO, Oscar; RELAÑO, Gregorio; DE LA FUENTE, Ignacio; On the Cost of the Reactive Power Generation and Voltage Support Service, Bulk Power Dynamics and Control IV – Restructuring, August 24-28 of 2000, Santorini, Greece.
- [10] ARCOS, Hugo; DOÑA, Victor; Towards a better capability curve consideration of synchronous machines for reactive power pricing in competitive electric markets, X ERLAC, Mayo 2003, Puerto Iguazú, Argentina.



Hugo Arcos M.

Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en 1998, y el de Doctor en ingeniería eléctrica en la Universidad

Nacional de San Juan - Argentina en 2003.

Actualmente se encuentra trabajando en la Corporación Centro Nacional de Control de Energía CENACE (Área de Planeamiento Eléctrico) y es parte del staff de docentes del postgrado en ciencias de la Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional de Quito.