

Nelson Granda
Dirección de Operaciones

Hugo Arcos
Dirección de Planeamiento

RESUMEN

El artículo propone una metodología que realiza el despacho de potencia activa y reactiva de un sistema de potencia considerando la minimización de los costos operativos e incluyendo restricciones de seguridad vinculadas con condiciones de estabilidad de voltaje del sistema de potencia. El uso de restricciones de seguridad en problemas de optimización para determinar el despacho de generación, permite incrementar el margen de cargabilidad del sistema e incluir aspectos de seguridad de voltaje.

La metodología propuesta es validada en redes ejemplo de cuyo análisis de resultados se obtienen las conclusiones del trabajo.

PALABRAS CLAVE: Flujo Óptimo de Potencia, Estabilidad de Voltaje, Seguridad de Voltaje.

1. INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la mayoría de sistemas de potencia son operados muy cerca de sus límites de estabilidad de estado estacionario, como lo demuestran algunos eventos de colapso de voltaje alrededor del mundo. Debido a ello los análisis de estabilidad de voltaje han llegado a ser de suma importancia en el diseño y la operación de sistemas de potencia.

La mayoría de herramientas matemáticas usadas en estudios de estabilidad de voltaje se basan en conceptos y técnicas desarrolladas en base a análisis de bifurcación, sin embargo, recientemente nuevas herramientas basadas en técnicas de optimización han sido desarrolladas para estudios de problemas de estabilidad y colapso de voltajes en sistemas de potencia.

El propósito del presente artículo es desarrollar una formulación de flujo óptimo de potencia que considere restricciones de seguridad vinculadas con las condiciones de estabilidad de voltaje del sistema de potencia.

El algoritmo implementado es inicialmente aplicado a una red ejemplo de 7 barras con la finalidad de facilitar

el análisis de resultados y posteriormente se presentan los resultados obtenidos de su aplicación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) ecuatoriano.

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La función objetivo del problema es la minimización del costo operativo del grupo de unidades comprometidas en el abastecimiento de la demanda del sistema en una hora determinada.

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

Sujeto a:

- Restricciones de balance nodal – condiciones normales.
- Restricciones de balance nodal – condiciones al límite de cargabilidad.
- Restricciones sobre las variables del problema.

Las funciones de costo variable de las unidades de generación $C_i(P_{g_i})$, en general son consideradas como expresiones cuadráticas, sin embargo para el ejemplo de aplicación que considera al SNI ecuatoriano, y en función de las regulaciones aplicables, las funciones de costos son definidas como funciones lineales.

□ Restricciones de Balance Nodal

Condiciones Normales

También conocidas como restricciones de carga, son las restricciones básicas de balance de potencias tanto activa como reactiva para cada uno de los nodos de la red. Estas restricciones quedan representadas a través de las siguientes expresiones:

$$P_{g_i} - P_{d_i} - V_i^2 G_{ii} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n_b} V_i V_k [G_{ik} \cos(\phi_i - \phi_k) + B_{ik} \sin(\phi_i - \phi_k)] = 0$$

$$Qg_i - Qd_i + V_i^2 B_{ii} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n_b} V_i V_k [G_{ik} \text{Sen}(\phi_i - \phi_k) - B_{ik} \text{Cos}(\phi_i - \phi_k)] = 0$$

con : $i = 1, \dots, n_b$

Donde:

Pgi = Potencia activa de generación en el nodo i.

Pdi = Potencia activa de carga en el nodo i.

Qgi = Potencia reactiva de generación en el nodo i.

Qdi = Potencia reactiva de carga en el nodo i.

Vi = Módulo de la tensión en el nodo i.

Gii = Conductancia propia del nodo i (matriz de admitancias).

Bii = Suceptancia propia del nodo i (matriz de admitancias).

Gik = Conductancia mutua entre los nodos i y k (matriz de admitancias).

Bik = Suceptancia mutua entre los nodos i y k (matriz de admitancias).

ϕ_i = Ángulo de fase de la tensión de la barra i.

n_b = Número de nodos de la red de transporte.

Para un número total de nodos n_b se tienen $2 \cdot n_b$ restricciones no lineales que se deberán mantener como tales en el modelo.

Condiciones al Límite de Cargabilidad

Se emulan condiciones de alta cargabilidad mediante la modelación de restricciones de balance nodal en las que la potencia de inyección en el nodo se considera multiplicada por un factor $(1 + \lambda + k_G)$. La variable λ , conocida como margen de cargabilidad, representa la distancia desde el punto de operación actual al límite de operación voltaje estable. La variable k_G por su parte, es usada para reforzar el hecho de que, si bien los flujos de potencia representados por las expresiones (2) y los flujos de potencia de seguridad representados por las restricciones (3) están linealmente relacionados en términos de potencia activa (mediante el margen de cargabilidad λ), no lo están sus pérdidas.

$$(1 + \lambda + k_G)Pg_i - (1 + \lambda)Pd_i - Vc_i^2 G_{ii} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n_b} Vc_i Vc_k [G_{ik} \text{Cos}(\phi_{ci} - \phi_{ck}) + B_{ik} \text{Sen}(\phi_{ci} - \phi_{ck})] = 0$$

$$Qgc_i - (1 + \lambda)Qd_i + Vc_i^2 B_{ii} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n_b} Vc_i Vc_k [G_{ik} \text{Sen}(\phi_{ci} - \phi_{ck}) - B_{ik} \text{Cos}(\phi_{ci} - \phi_{ck})] = 0$$

con : $i = 1, \dots, n_b$

Donde:

Qgc_i = Potencia reactiva de generación en el nodo i en condiciones de límite de cargabilidad.

Vc_i = Módulo de la tensión en el nodo i en condiciones de límite de cargabilidad.

ϕ_{ci} = Ángulo de fase de la tensión de la barra i en condiciones de límite de cargabilidad.

Restricciones Sobre las Variables del Problema

Límites Sobre los Módulos de las Tensiones Nodales

Los módulos de los voltajes en todos los nodos deben satisfacer un límite mínimo y un límite máximo por restricciones operativas:

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (4)$$

$$Vc_i^{\min} \leq Vc_i \leq Vc_i^{\max} \quad (5)$$

$$F(V, \phi)_{jk}^{\min} \leq F_{jk}(V, \phi) \leq F(V, \phi)_{jk}^{\max} \quad (6)$$

$$Fc(Vc, \phi c)_{jk}^{\min} \leq Fc_{jk}(Vc, \phi c) \leq Fc(Vc, \phi c)_{jk}^{\max} \quad (7)$$

Para i desde 1 hasta el número total de nodos de la red n_b . El subíndice c indica la correspondencia con restricciones de seguridad. La función F y Fc se refieren a los límites de flujo por los elementos de transmisión, sean éstos de corriente, potencia activa ó aparente.

Límites Sobre las Potencias Activas y Reactivas de Generación

Para el caso de la potencia activa se tienen límites superior e inferior determinados por las capacidades de las máquinas motrices de los grupos generadores y por el diseño de la unidad generadora. Para la potencia reactiva, los límites se establecen en función de la curva de capacidad del generador, es decir que, el valor máximo y mínimo son límites constantes que se encuentren dentro de la región segura de operación de la curva de capacidad.

$$Pg_i^{\min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{\max} \quad (8)$$

$$Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max} \quad (9)$$

$$Qgc_i^{\min} \leq Qgc_i \leq Qgc_i^{\max} \quad (10)$$

Para i desde 1 hasta el número total de nodos de generadores n_g . El subíndice c indica la correspondencia con restricciones de seguridad.

3. CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1. Estudio sobre una Red Eléctrica de Pequeñas Dimensiones

3.1.1. Descripción de la Red

Se ha considerado un sistema eléctrico consistente de 7 barras, 5 líneas, 2 transformadores, 2 generadores y un capacitor paralelo. La Figura 1 presenta el diagrama unifilar de dicho sistema, mientras que los datos de los nodos son presentados en la Tabla 1. La Tabla 2 presenta los datos de líneas y transformadores de red y finalmente los datos de las unidades generadoras son resumidos en las Tablas 3(a) y 3(b).

TABLA 1: Datos de Nodos

No.	TENSIÓN NOMINAL	CARGA		COMPENSACIÓN
	[kV]	ACTIVA [MW]	REACTIVA [MVar]	[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	----
TOTAL		550	160	

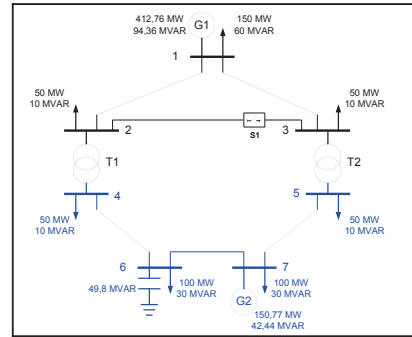


FIGURA 1: Diagrama Unifilar de Red Ejemplo

TABLA 2: Datos de Líneas. (*) Transformadores

Línea/Trafo No.	Nodo Inicial	Nodo Final	R [ohms]	X [ohms]	I _{max} [A]	P _{max} [MW]
1	1	3	14,52	24,2	425	200
2	5	7	12,197	19,166	425	200
3	6	7	10,454	17,424	400	200
4	4	6	12,197	19,166	400	200
5	1	2	14,52	24,2	400	200
1*	3	5	0	9,68**	-----	1 000
2*	2	4	0	9,68**	-----	1 000

(**) Referido a nodo de alta

TABLA 3 (a): Parámetros de los Generadores (Polinomio de Consumo)

Gen. No.	Nod. No.	Polinomio de Consumo del Generador		
		a [Gcal/MW ² h]	b [Gcal/MWh]	c [Gcal/h]
1	1	0,000926	0,926	9,2601
2	7	0,001543	1,543	11,2384

TABLA 3 (b): Parámetros de los Generadores (Límites de Generación)

Gen. No.	Nod. No.	Límites de Generación			
		P _{max} [MW]	P _{min} [MW]	Q _{max} [MW]	Q _{min} [MW]
1	1	648	0,0	200	-305,8
2	7	140	0,0	100	-80,0

3.1.2. Análisis de resultados

Con la finalidad de realizar un análisis comparativo, en primera instancia se simuló un flujo óptimo de potencia para el cual se consideraron relajadas las restricciones de seguridad (expresiones (3), (5), (7) y (10)). En la Tabla 4 se presentan los resultados de los despachos, de potencia activa y reactiva para los dos generadores que alimentan la red y las pérdidas de potencia activa de la red de transmisión para el caso señalado.

TABLA 4: Despacho de las Unidades
Generadoras-Restricciones de Seguridad Relajadas

GENERADOR 1		GENERADOR 2		Función Objetivo	Perd.
Pg1 [MW]	Qg1 [MVA _r]	Pg2 [MW]	Qg2 [MVA _r]	[\$]	[MW]
430,68	58,72	135,5	81,35	8 057,90	15,97

En la Tabla 5 se muestran los resultados de la simulación de flujo óptimo considerando el modelo excepto las restricciones de flujo por los elementos de transmisión y diferentes valores de la variable λ .

TABLA 5: Despacho de las Unidades Generadoras-Modelo Sin Restricciones de Flujo

λ	GENERADOR 1		GENERADOR 2		Función Objetivo	Perd.
	Pg1 [MW]	Qg1 [MVA _r]	Pg2 [MW]	Qg2 [MVA _r]	[\$]	[MW]
0,05	430,68	58,78	135,51	81,31	8 285,02	15,97
0,1	430,68	58,78	135,51	81,31	8 285,02	15,97
0,15	429,24	59,26	136,78	80,49	8 285,09	15,8
0,1686*	425,6	60,5	140	78,44	8 285,99	15,36

*Valor máximo de λ .

Al comparar los resultados se aprecia la redistribución del despacho tanto de potencia activa como reactiva de las unidades conforme el valor de λ es incrementado, es decir, mientras mayor es el margen que se busca exista entre el punto actual de operación y el nivel crítico de cargabilidad del sistema.

Si se analiza la configuración de la red ejemplo se aprecia que el incremento de la generación de potencia activa de la unidad G2 permite la descarga del sistema de transmisión lo que se refleja en un menor nivel de pérdidas. Por otra parte, se observa que cuando el margen de cargabilidad es incrementado el nivel de reserva de reactivos se incrementa para la unidad G2. Finalmente, se obtiene el máximo valor del margen de cargabilidad cuando la unidad G2 alcanza su máximo valor de potencia activa.

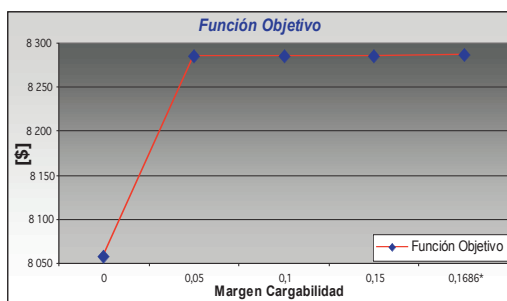


FIGURA 1

Al considerar las restricciones de flujo a través de los elementos de transmisión, el margen de cargabilidad baja notablemente, principalmente, debido a que al aumentar la carga del sistema el flujo por los elementos de transmisión también aumenta.

TABLA 6: Despacho de las Unidades
Generadoras-Modelo Completo

λ	GENERADOR 1		GENERADOR 2		Función Objetivo	Perd.
	Pg1 [MW]	Qg1 [MVA _r]	Pg2 [MW]	Qg2 [MVA _r]	[\$]	[MW]
0,091	425,6	60,5	140	78,44	8 285,90	15,36

El límite de corriente por el elemento 1, en el punto de máxima cargabilidad se mantiene en su límite máximo (425 A). El problema deja de ser factible cuando la unidad G2 alcanza su máxima potencia de generación.

Un aspecto importante dentro del estudio de estabilidad de voltaje es la distribución de la potencia reactiva en el sistema. Los transformadores regulantes sea con tap ó LTC tienen un rol activo en este aspecto. Si se adiciona un control de tap al transformador que une los nodos 2 y 4 con las siguientes características: 5 pasos, porcentaje de regulación de cada paso es de 2,5 % y el tap neutro es el paso 3. Los resultados que se obtienen modelando este elemento son los siguientes:

TABLA 7: Despacho de las Unidades Generadoras-Modelo Sin Restricciones de Flujo y Tap

Tap	λ max	GENERADOR 1		GENERADOR 2		Función Objetivo
		Pg1 [MW]	Qg1 [MVA _r]	Pg2 [MW]	Qg2 [MVA _r]	[\$]
7	0,323	425	77,78	139,94	58,18	8 274,64
1,025	0,247	425,3	69,03	139,89	68,21	8 278,03
0,975	0,086	426,4	52,1	139,97	89,06	8 298,36
0,95	0	427,4	43,9	139,95	100	8 315,73

Al tener voltajes más altos las pérdidas en la red de transmisión son menores y el margen de cargabilidad aumenta. El caso en que el tap se encuentra en 0,95 el generador G2 para poder mantener su voltaje debe entregar toda su potencia reactiva disponible, lo cual no permite aumentar el margen de cargabilidad pues el problema no tendría solución.

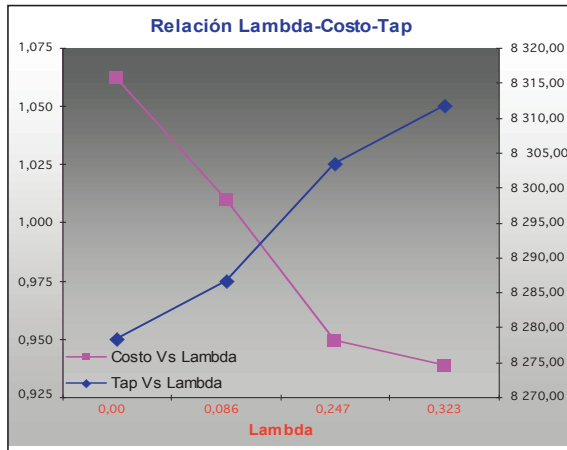


FIGURA 2

Al incluir las restricciones de flujo en la red de transmisión, el efecto del tap es totalmente distinto. Para este caso solamente se consideran dos pasos del tap, pero en ambos casos el margen de cargabilidad es menor al valor inicial obtenido sin considerar el tap debido a la restricción de máxima corriente por el elemento 1.

TABLA 8: Despacho de las Unidades Generadoras-Modelo Completo y Tap

Tap	λ max	GENERADOR 1		GENERADOR 2		Función Objetivo [\$]
		Pg1 [MW]	Qg1 [MVar]	Pg2 [MW]	Qg2 [MVar]	
1,025	0,072	425,23	69,04	139,92	68,19	8 278,05
0,975	0,086	426,35	52,1	139,97	89,06	8 298,36

3.2. ESTUDIO SOBRE EL SNI ECUATORIANO

3.2.1. Descripción de la Red

Se ha considerado el SNI ecuatoriano formado por 254 barras, 88 líneas, 76 transformadores de 2 devanados y 46 transformadores de 3 devanados, 89 generadores y 87 MVARs de compensación capacitiva estática en paralelo. El sistema colombiano se lo modela como un generador ubicado en la barra de Jamondino. La demanda en bornes de generación es de 2 500 MW.

3.2.2. Análisis de Resultados

La metodología de análisis parte de un compromiso de unidades de generación previamente establecido por el despacho económico, en el que se desea conocer el máximo margen de cargabilidad con las condiciones predefinidas de generación.

λ	Función Objetivo [\$]
0	64 991,70
0,037	64 991,70

La función objetivo con y sin la consideración de un margen de cargabilidad alcanza un mismo costo de operación para el sistema y el máximo factor de cargabilidad que se alcanza es de 3,7%. Esto se debe a que la mayoría de unidades se encuentran despachadas a su máxima potencia activa y prácticamente las variables sujetas a cambio son las potencias reactivas de las unidades tal como se puede apreciar en la Figura 3.

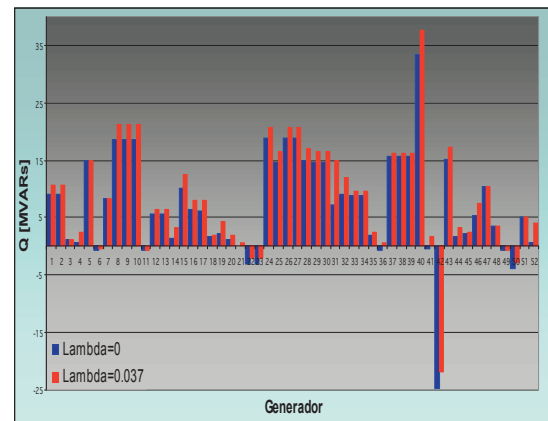


FIGURA 3: Generación de Potencia Reactiva en Función de Lambda

4. CONCLUSIONES

En el presente artículo se ha descrito un modelo de flujo óptimo que incluye restricciones de seguridad relativas a la estabilidad de voltaje. El modelo introduce las ecuaciones de máxima cargabilidad del sistema que permiten modelar restricciones de estabilidad de voltaje.

Adicionalmente, se investiga el efecto de los cambios en los taps de los transformadores en la modelación propuesta. Cuando no se consideran los límites de los elementos de transmisión, el efecto de los taps de permitir que los generadores entreguen mas potencia reactiva o que las barras con compensación shunt tengan un mayor voltaje permite aumentar la cargabilidad del sistema.

La presente metodología permite al operador de mercado definir un margen de estabilidad de voltaje que debe ser respetado. Por ejemplo, en el caso de la interconexión del lado Oeste de los EEUU este valor es de al menos el 5% para condiciones normales y contingencia N-1.

Dado que las restricciones de potencia reactiva en los generadores juegan un papel importante en la estabilidad de voltaje, el modelo puede ser mejorado al incluir una modelación más exacta de los límites de capacidad de los generadores y del control de taps o LTCs.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] CAÑIZARES, C.; Aplication of Optimization to Voltage Collapse Analysis, IEEE/PES Summer Meeting, San Diego, July, 1998.
- [2] CONEJO, MILANO, GARCIA; Congestion Management Ensuring Voltage Stability, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 21, February, 2006.
- [3] ROSEHART, W.; Optimization of Power Systems with Voltage Security Constraints, Phd Thesis, University of Waterloo, Canada, 2000.
- [4] MILANO, F.; Pricing System Security in Electricity Market Models with Inclusion of Voltage Stability Constraints, Phd Thesis, University of Genova, Italy, 2003.



Nelson Granda Gutiérrez.- Nació en Septiembre de 1981 en Loja – Ecuador. Cursó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico en Agosto del 2006.

Actualmente, se encuentra laborando en la Dirección de Operaciones del CENACE. Su campo de acción la Operación en Tiempo Real del Sistema Nacional Interconectado.



Hugo Arcos Martínez.- Nació en Quito, Ecuador, en 1972. Recibió su 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 el 2003.

Actualmente se encuentra trabajando en el 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.