INCORPORACION DE LAS RESTRICCIONES DE POTENCIA REACTIVA IMPUESTAS POR LOS GENERADORES EN PROGRAMAS DE FLUJOS DE POTENCIA

José Luis Carrera Nieto, Ing.

Jesús Játiva Ibarra, Ph.D.
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

RESUMEN

Se incorporan las restricciones de potencia reactiva impuestas por los generadores en programas de flujos de potencia mediante la solución de las ecuaciones correspondientes a los límites de los componentes de las unidades de generación. Se determina la disponibilidad de potencia reactiva de acuerdo con la potencia activa de salida del generador, dentro de las zonas seguras de operación en estado estable.

La metodología presentada puede ser utilizada con cualquier método de flujo de potencia. Se ha escrito un programa en lenguaje FORTRAN 77 para la solución del flujo de potencia por siete métodos, con la interfaz interactiva en FOXPRO que posibilita el ingreso de datos y la presentación de resultados.

Se realiza una aplicación al Sistema Nacional Interconectado (SNI) del Ecuador.

ABSTRACT

Reactive power restrictions imposed by generating units are incorporated to power flow programs by means of equations corresponding to limits of the power plant components. Reactive power availability is determined according to the generator active power output within secure zones of steady state operation.

The methodology presented may be utilized with any power flow method. A FORTRAN 77 program for the solution of power flow by seven methods has been written, with a FOXPRO interactive interface that enables data input as well as result presentation.

An application has been realized to the Interconnected National System (SNI) of Ecuador.

INTRODUCCION

El estudio de los flujos de potencia es uno de los tópicos más importantes en el análisis de un sistema eléctrico de potencia en estado estacionario. Usualmente los límites de potencia reactiva para la solución del flujo de potencia son considerados mediante márgenes fijos de mínima y máxima potencia reactiva. Estos valores son, en la mayoría de casos, utilizados independientemente de la potencia activa de salida. Bajo estas aproximaciones el diagrama P-Q de un generador sincrónico es un rectángulo, como se presenta en la figura 1.

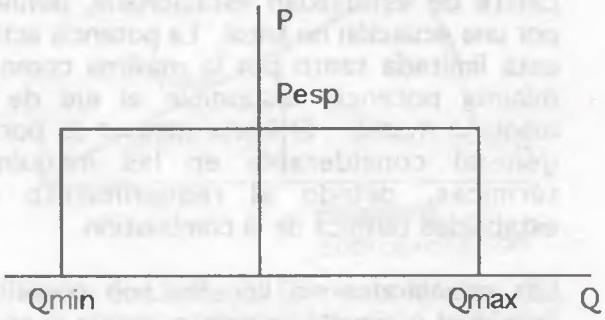


Figura 1 Diagrama P-Q Aproximado

Esta representación no necesariamente considera las potencialidades y riesgos de una unidad para suministrar o absorber potencia reactiva.

Por otra parte, cuando un generador es operado dentro de su capacidad nominal, normalmente se puede esperar una vida útil mayor y confiable; mientras que cuando sus condiciones de operación difieren de las nominales, sus componentes están expuestos a problemas de sobrecalentamiento, esfuerzos anormales mecánicos y eléctricos.

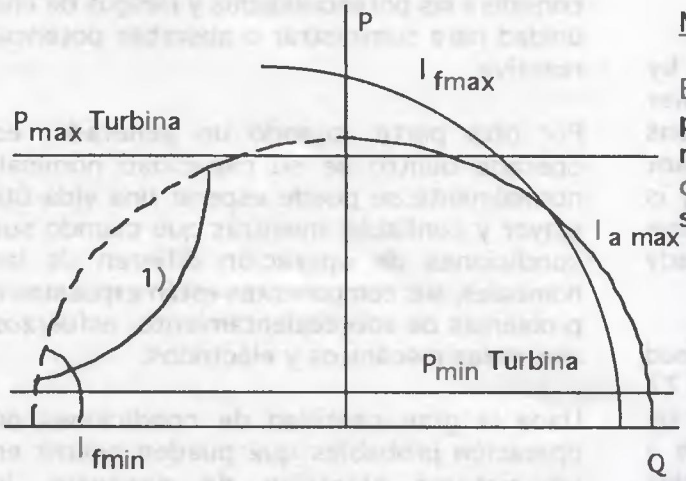
Dada la gran cantidad de condiciones de operación probables que pueden ocurrir en un sistema eléctrico de potencia, la incorporación de los límites de los generadores sincrónicos permitirá en unos casos extender las regiones seguras de operación y en otros prevenir de riesgos innecesarios a la unidad y por ende al sistema. Algunos autores consideran estas restricciones mediante el empleo de curvas aproximadas del diagrama P-Q, ya sea ingresando puntos de la curva del fabricante [1], o por ecuaciones lineales que definen los diferentes segmentos [2]. En este trabajo se

resuelven las ecuaciones de los componentes de las unidades de generación, individual o simultáneamente, para obtener los límites máximo y mínimo de potencia reactiva.

METODOLOGIA

La incorporación de las restricciones de potencia reactiva impuestas por los generadores para la determinación de las zonas seguras de operación del trabajo toma en cuenta las siguientes restricciones: a) Límite de la corriente de armadura, definida por una ecuación cuadrática, b) Límites de máxima y mínima corriente de excitación, definidas por ecuaciones no lineales y c) Límite de estabilidad estacionaria, definida por una ecuación no lineal. La potencia activa está limitada tanto por la máxima como la mínima potencia disponible al eje de la máquina motriz. El límite mínimo es por lo general considerable en las máquinas térmicas, debido al requerimiento de estabilidad térmica de la combustión.

Las ecuaciones no lineales son resueltas individual o simultáneamente, según el caso, mediante el método de Newton-Raphson. En la figura 2 se presenta un diagrama P-Q típico de un generador sincrónico.



1) Límite de Estabilidad de Estado Estable

Figura 2. Diagrama P-Q con Restricciones de Potencia Reactiva

MODELOS DE GENERADORES DE ROTOR CILINDRICO Y DE POLOS SALIENTES

Existen dos tipos de generadores por el tipo de rotor que son construidos: rotor de polos salientes y rotor cilíndrico. Las máquinas impulsoras utilizadas son esencialmente de dos tipos: las hidráulicas de baja velocidad y las turbinas de gas o vapor de alta velocidad, por lo que se hace necesario, para cumplir con la frecuencia establecida, dotarles de gran número de polos a las primeras y de uno o dos pares de polos a las segundas.

Los generadores hidráulicos, con bajas velocidades y considerable número de polos, debido a las pocas exigencias en la resistencia mecánica del rotor y su más simple construcción, son hechos con rotor de polos salientes y devanados concentrados.

Mientras tanto en turbogeneradores con altas velocidades, uno o dos pares de polos y considerables potencias, la velocidad que alcanza la circunferencia del rotor es muy grande (125 - 185 m/s) creando fuerzas centrífugas en determinadas partes del rotor bastante grandes, que exigen grandes resistencias mecánicas del mismo, haciendo que para tener una mejor fijación y disposición del devanado, se lo construya distribuido sobre la superficie del rotor, en ranuras y dispuesto de tal forma que el campo generado sea aproximadamente senoidal.

Modelo de Rotor Cilíndrico

El diagrama fasorial (figura 3) de voltajes práctico para un generador sincrónico de rotor cilíndrico, en el cual no se toma en cuenta la resistencia estatórica Ra, es el siguiente:

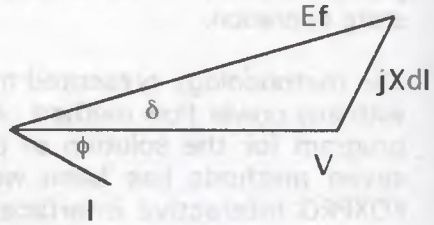


Figura 3 Diagrama Fasorial de Voltajes para Generador de Rotor Cilíndrico

Con:

$$P = \frac{VE_f}{X_d} \operatorname{sen} \delta \qquad (1)$$

$$Q = \frac{VE_f}{X_d} \cos \delta - \frac{V^2}{X_d} \qquad (2)$$

Modelo de Rotor de Polos Salientes

El diagrama fasorial para voltajes de un generador de rotor de polos salientes se presenta en la figura 4.

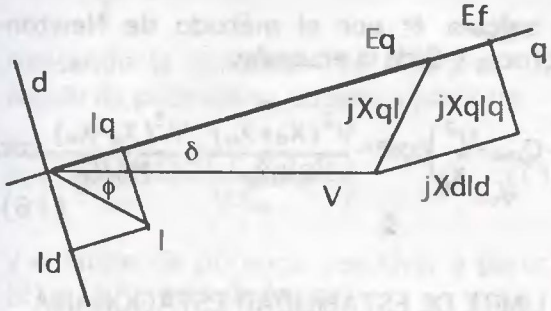


Figura 4 Diagrama Fasorial de Voltajes para Generador de Rotor de Polos Salientes

Con:

$$P=\frac{VE_f}{X_d}\,\text{sen}\,\delta + \frac{V^2\text{sen}\,2\delta}{2X_dX_q}(X_d-X_q) \qquad (3)$$

$$Q=\frac{VE_f}{X_d}\cos\delta-\frac{V^2}{2X_dX_q}(X_d+X_q)+\frac{V^2\cos 2\delta}{2X_dX_q}(X_d-X_q) \qquad (4)$$

LIMITE DE CORRIENTE DE ARMADURA

La máxima corriente que puede fluir por el devanado estatórico determina el límite de potencia aparente S, cuyo lugar geométrico, para I_n cuando el ángulo de factor de potencia ϕ varía entre 0° y 180°, proporciona una ecuación cuadrática.

$$S_n = V\,I_n^* \qquad (5)$$

$$Q = \pm\sqrt{S_n^2 - P^2} \qquad (6)$$

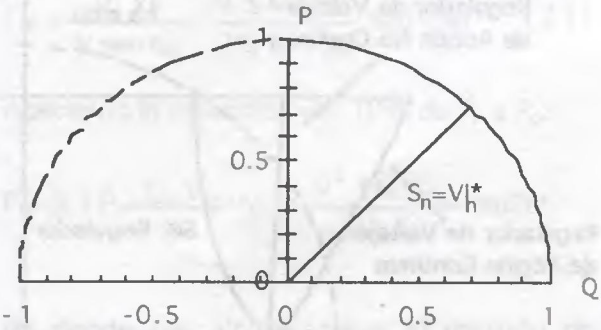


Figura 5 Límite de Corriente de Armadura

LIMITE DE CORRIENTE MAXIMA DE EXCITACION

La potencia reactiva generada está restringida por la corriente máxima que puede circular en el campo, así como también por la capacidad del suministro a la excitación. Tal característica está condicionada por el límite térmico de los devanados del rotor.

La potencia reactiva máxima del generador es un dato usualmente conocido, de la misma se calcula la corriente máxima de excitación.

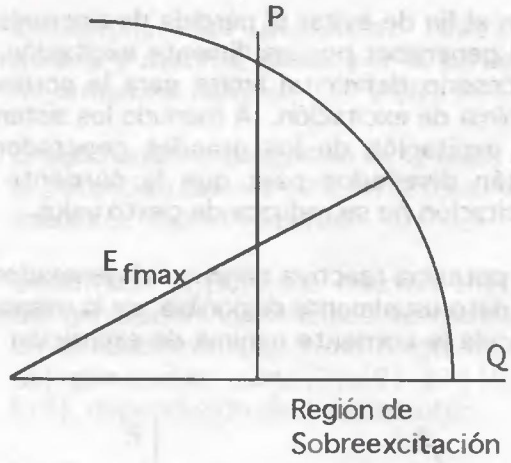


Figura 6 Límite de Corriente Máxima de Excitación

Para Rotor Cilíndrico

De (1), con $\delta = 0°$, se tiene E_{fmax}:

$$E_{fmax} = \frac{Q_{max}X_d}{V} + V \qquad (7)$$

Reemplazando en la ecuación de P y despejando el ángulo δ^*:

$$\delta^* = \text{sen}^{-1}\left(\frac{P}{Q_{max} + \frac{V^2}{X_d}}\right) \qquad (8)$$

El valor de Q para un valor dado de P se obtiene a partir de (8), (7) y (2):

$$Q=\left(Q_{max}+\frac{V^2}{X_d}\right)\cos\delta^* - \frac{V^2}{X_d} \qquad (9)$$

Para Rotor de Polos Salientes

De (4), con $\delta = 0°$ se tiene E_{fmax} igual a (7), y para un valor dado de P:

$$P=\left(Q_{max}+\frac{V^2}{X_d}\right)\text{sen}\delta^* + \frac{V^2\,(X_d-X_q)}{2X_dX_q}\,\text{sen}2\delta^* \qquad (10)$$

se calcula δ^* por el método de Newton-Raphson, y Q de la ecuación:

$$Q=\left(Q_{max}+\frac{V^2}{X_d}\right)\cos\delta^*-\frac{V^2(X_d+X_q)}{2X_dX_q}+\frac{V^2(X_d-X_q)}{2X_dX_q}\cos 2\delta^* \quad (11)$$

LIMITE DE CORRIENTE MINIMA DE EXCITACION

Con el fin de evitar la pérdida de sincronismo del generador por insuficiente excitación, es necesario definir un límite para la corriente mínima de excitación. A menudo los sistemas de excitación de los grandes generadores, están diseñados para que la corriente de excitación no se reduzca de cierto valor.

La potencia reactiva mínima del generador es un dato usualmente disponible, de la misma se calcula la corriente mínima de excitación.

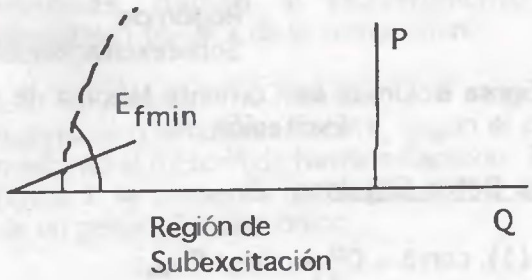


Figura 7 Límite de Corriente Mínima de Excitación

Para Rotor Cilíndrico

De (1), con $\delta = 180^o$, se tiene E_{fmin}:

$$E_{fmin} = -\frac{Q_{min}X_d}{V} - V \quad (12)$$

Reemplazando en la ecuación de P y despejando el ángulo δ^*:

$$\delta^* = \text{sen}^{-1}\left(\frac{-P}{Q_{min}+\frac{V^2}{X_d}}\right) \quad (13)$$

El valor de Q para un valor dado de P se obtiene a partir de (13), (12) y (2):

$$Q=\left(-Q_{min}-\frac{V^2}{X_d}\right)\cos\delta^*-\frac{V^2}{X_d} \quad (14)$$

Para Rotor de Polos Salientes

De (4), con $\delta = 180^o$, se tiene E_{fmin} igual a (12), y para un valor dado de P:

$$P=\left(-Q_{min}-\frac{V^2}{X_d}\right)\text{sen}\delta^*+\frac{V^2(X_d-X_q)}{2X_dX_q}\text{sen}2\delta^* \quad (15)$$

se calcula δ^* por el método de Newton-Raphson, y Q de la ecuación:

$$Q=\left(-Q_{min}-\frac{V^2}{X_d}\right)\cos\delta^*-\frac{V^2(X_d+X_q)}{2X_dX_q}+\frac{V^2(X_d-X_q)}{2X_dX_q}\cos 2\delta^* \quad (16)$$

LIMITE DE ESTABILIDAD ESTACIONARIA

En la práctica existe un límite gobernado por la pérdida de sincronismo en operación a factores de potencia en adelanto. Se introduce un margen de seguridad cuando un generador trabaja en condiciones de subexcitación mediante la reducción de la potencia activa para permitir un incremento adicional de carga (usualmente 10%) antes de que se presente una condición de inestabilidad. Este margen de seguridad protege también contra falta de precisión en las constantes de la máquina y del sistema, que afectan los cálculos teóricos; variaciones en el sistema en estado estable, incrementos en las reactancias debido a pérdidas en las líneas de transmisión, etc.

En la figura 8 se indica la característica del límite de estabilidad estacionaria de un generador sincrónico: sin regulador de voltaje, con regulador de voltaje de acción no continua y con regulador de voltaje de acción continua. En este trabajo se modela el circuito de campo sin regulador de voltaje.

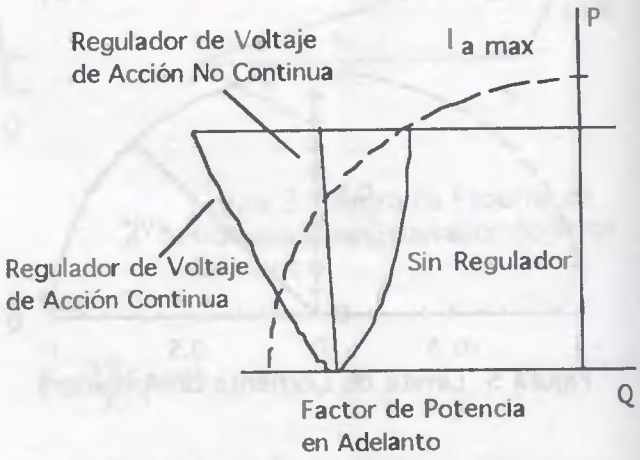


Figura 8 Límite de Estabilidad Estacionaria

Para Rotor Cilíndrico

De (1) y para potencia máxima, $\delta = 90^o$:

$$E_{fo} = \frac{P_o X_d}{V} \qquad (17)$$

Aplicando la reducción de $0.1P_n$ a P_o, el ángulo de potencia se obtiene a partir de:

$$\delta^* = \text{sen}^{-1}\left(\frac{(P_o - 0.1\ P_n)\ X_d}{V\ E_{fo}}\right) \qquad (18)$$

y el límite de potencia reactiva, a partir de (2) y (17), está dado por:

$$Q = P_o \cos\delta^* - \frac{V^2}{X_d} \qquad (19)$$

Para Rotor de Polos Salientes

Calculando Q_n a partir de P_o y S_n con $Q_n = -\sqrt{S_n^2 - P_o^2}$, se pueden determinar E_{fn} y δ_n resolviendo las dos ecuaciones no lineales (3) y (4) por el de Newton-Raphson. Con estas dos variables conocidas se evalua el ángulo δ_m para máxima potencia activa igualando la derivada de (3) a cero:

$$\cos\delta_m = \frac{-S_1 \pm \sqrt{S_1^2 + 32S_2^2}}{8\ S_2} \qquad (20)$$

donde:

$$S_1 = \frac{E_{fn}\ V}{X_d}, \text{ y } S_2 = \frac{V^2\ \text{sen}\ 2\delta_n}{2\ X_d\ X_q}$$

Reemplazando en (3), se despeja E_{fo}:

$$E_{fo} = \frac{P_o X_d}{V\ \text{sen}\ \delta_m} - \frac{V^2(X_d - X_q)}{2X_q\ \text{sen}\ \delta_m}\ \text{sen}\ 2\delta_m \qquad (21)$$

Aplicando la reducción del 10% de P_n a P_o:

$$P_o - 0.1P_n = \frac{E_{fo}\ V}{X_d}\text{sen}\delta^* + \frac{V^2\ (X_d - X_q)}{2X_dX_q}\text{sen}2\delta^* \qquad (22)$$

de donde se calcula δ^* por el método de Newton-Raphson. El valor de Q se obtiene de (4) con E_{fo} y δ^* ya calculados.

ALGORITMO PARA EL CALCULO DE LAS RESTRICCIONES DE POTENCIA

Para Rotor Cilíndrico

1 Verificar los límites de potencia activa máxima y mínima del generador con la potencia especificada. El rango de operación de la unidad depende de las características y estado de funcionamiento de la máquina motriz y sus componentes.

2 Determinar las potencias reactivas mínima y maxima, dadas por la corriente de armadura nominal, (5) y (6).

El signo positivo o negativo de Q indica que la potencia reactiva está en retraso o en adelanto, respectivamente.

3 Determinar la potencia reactiva máxima del generador, los cálculos se realizarán en el cuadrante (+,+) del diagrama P-Q del generador, con (7)-(9) o (10) y (11), dependiendo del tipo de rotor.

Verificar si existe corte entre la potencia activa especificada con las curvas de corriente de armadura y/o de corriente máxima de excitación. Con los valores de potencia reactiva máxima determinados, se escoje el valor más pequeño como la Q_{max}.

4 Determinar la potencia reactiva mínima del generador, los cálculos se realizarán en el cuadrante (+,-) del diagrama P-Q del generador, con (12)-(14) o (15) y (16), dependiendo del tipo de rotor.

5 Determinar la potencia reactiva por límite de estabilidad estacionaria con (17)-(19), o (20)-(22), dependiendo del tipo de rotor.

Verificar si existe corte entre la potencia activa especificada con las curvas de corriente de armadura, de corriente mínima de excitación y/o de estabilidad estacionaria. Con los valores de potencia reactiva determinados, se escoje el valor menos negativo como la Q_{min}.

Estos valores de Q_{max} y Q_{min} se entregan como datos de potencia reactiva de generación en las barras tipo PV, para la solución del flujo de potencia por cualquiera de los diferentes métodos.

DIAGRAMAS DE BLOQUE

La estructuración del sistema computacional se divide en dos niveles y dos subniveles. El nivel 0 muestra de una manera global el sistema de cálculo de las restricciones de potencia reactiva. Este consta de los módulos: usuario, flujos de potencia y base de datos, como se indica en la figura 9.

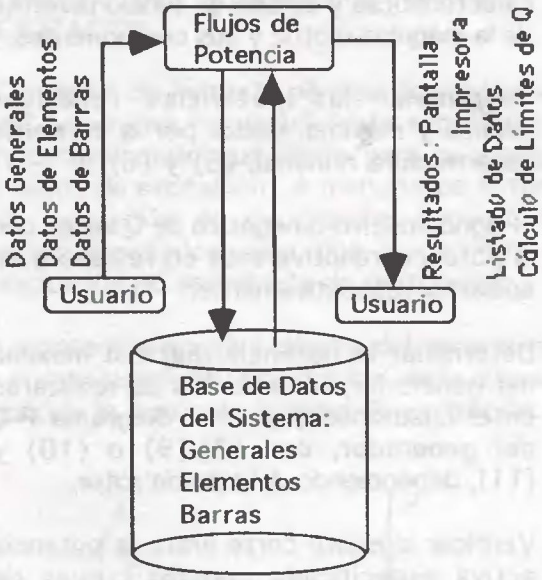


Figura 9 Nivel 0

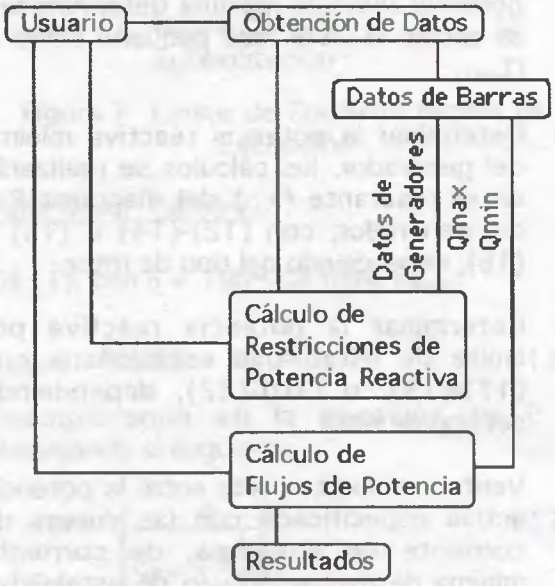


Figura 10 Nivel 1

El nivel 1 muestra detalles del nivel 0. Contiene a tres subniveles que son: obtención de datos, cálculo de restricciones de potencia reactiva y solución por los diferentes métodos, como se ilustra en la figura 10. En el subnivel 1.1. se presenta un desglose de la obtención de datos, con las siguientes opciones: crear, modificar, consultar, retirar y listar, ver figura 11.

En el subnivel 1.2. se presentan las opciones de solución por los métodos de: Gauss-Seidel, Newton-Raphson Formal, Newton-Raphson Desacoplado, Newton-Raphson Desacoplado Rápido, Newton-Raphson en Coordenadas Rectangulares, Newton-Raphson de Segundo Orden y del Multiplicador Optimo, como se indica en la figura 12.

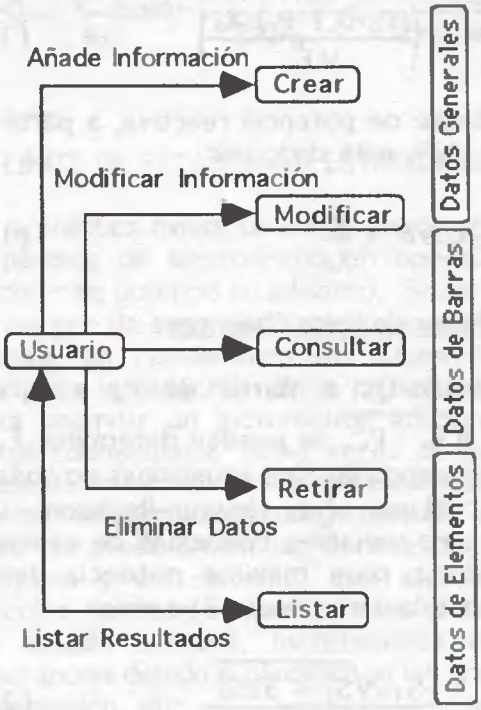


Figura 11 Subnivel 1.1

APLICACION

Se ha tomado como caso de aplicación el Sistema Nacional Interconectado (SNI) para ser resuelto en la forma tradicional, con datos fijos de potencia reactiva, y con las restricciones de potencia reactiva impuestas por las unidades de generación.

El SNI ha sido reducido a 67 barras, una barra oscilante, 9 barras de voltaje controlado, 57 barras de carga, 84 líneas de transmisión y transformadores y 10 capacitores. En la tabla 1 se presentan los datos de las unidades de generación en las que se consideran los diagramas P-Q.

Para la aplicación del ejemplo se han tomado nueve barras de voltaje controlado, por cuanto se dispone de estas barras la información acerca de los diagramas P-Q de los generadores, las demás barras van con sus valores aproximados de límites de potencia

reactiva. La enumeración de las barras corresponde a la adoptada por INECEL.

Tabla 1 Datos de Generadores del Sistema SNI

Generador	X_d pu	X_q pu	MVA_b	KV_b	fp	Q_{max} pu	Q_{min} pu
Paute	1.09	0.74	111	13.8	0.90	0.670	-0.780
Vap 2	1.63	1.41	86	13.2	0.85	0.756	-0.523
Esmer	1.96	1.88	155	13.8	0.85	0.79	-0.500
St. R.	2.25	2.03	16	13.8	0.80	0.823	-0.500
Pucar	.978	0.59	40	13.8	0.92	0.700	-0.700
Agoy	1.05	0.68	85	13.8	0.90	0.665	-0.800
Vap 1	1.35	1.30	35.3	13.8	0.85	0.710	-0.620
Vap G	1.35	1.30	35.3	13.8	0.85	0.710	-0.620
Gas 2	1.97	1.88	28.5	13.8	0.85	0.789	-0.490

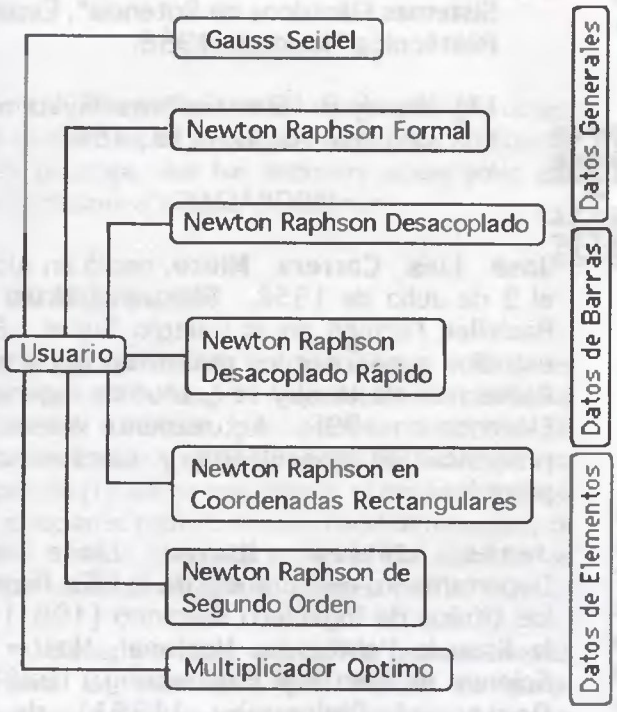


Figura 12 Subnivel 1.2

Resultados

Los resultados obtenidos de Q_{min} y Q_{max} con los diagramas P-Q reales son los siguientes:

Generador	MVA_b	P_G	Q_{max} [pu]	Q_{min} [pu]
Paute	111	0.811	0.5092	-0.6345
Vapor 2	86	0.407	0.6944	-0.3374
Esmeraldas	155	0.323	0.7494	-0.2672
St. Rosa	16	0.25	0.7982	-0.2039
Pucará	40	0.875	0.4822	-0.4781
Agoyán	85	0.882	0.4706	-0.4706
Vapor 1	35.3	0.822	0.4551	-0.3555
Vapor Guay	35.3	0.510	0.6175	-0.4167
Gas 2	28.5	0.351	0.7406	-0.2489

En la tabla 2 se presentan algunos porcentajes de error del módulo de voltaje y ángulo de barra.

Tabla 2. ERRORES DE VOLTAJE Y ANGULO OBTENIDOS SIN Y CON RESTRICCIONES DE Q

	Aproximado		Con Restricciones		Errores	
Barra	Módulo	Angulo	Módulo	Angulo	ΔV %	Δδ %
2	1.0504	-0.711	1.0506	-0.710	-0.0190	0.141
3	1.0681	-0.753	1.0685	-0.752	-0.0375	0.133
4	1.0183	-2.646	1.0184	-2.642	-0.0098	0.151
47	0.9316	-24.831	0.9330	-24.785	-0.1501	0.186
48	0.9500	-37.289	0.9518	-37.201	-0.1891	0.237
53	1.0200	-10.492	1.0200	-10.455	0	0.354
62	0.9728	-16.941	0.9743	-16.906	-0.1540	0.207
63	0.8475	-24.542	0.8490	-24.482	-0.1767	0.245
88	1.0723	-0.287	1.0802	-0.401	-0.7313	-28.429
89	0.9112	8.422	0.9230	8.132	-1.2784	3.566

Respecto a las variaciones de flujos: en el área del Paute la mayor variación de flujo de potencia activa se produce en la línea 3-2, con un valor de 0.488%; de flujo de potencia reactiva los porcentajes más altos son para las barras adyacentes a la barra 3: -17.872 y -41.824%; en el área de Pascuales la mayor variación de potencia activa se presenta en la línea 24-44, con un valor de 2.528%, en cuanto al flujo de potencia reactiva los porcentajes más altos son: 3.206, 2.466, 3.302%; en el área de Santa Rosa se tiene la mayor variación de potencia activa se produce en la línea 58-71, con un valor de 1.042%, para el caso del flujo de potencia reactiva los porcentajes más altos del área obtenidos son: 6.392, 5.696, 5.306, -7.234 y 7.837%; en el área de Totoras se tiene que la mayor variación de potencia activa se produce en la línea 80-82, con un valor de 26.605%; en cuanto al flujo de potencia reactiva, los porcentajes más altos del área obtenidos son: -20.218, -26.605, -12.291, -13.412, -31.910, 7.264 y -12.445%. Las pérdidas para el caso con restricciones son menores, debido al mejor perfil de voltaje del sistema.

CONCLUSIONES

La incorporación de los diagramas P-Q de los generadores en los flujos de potencia permite explotar de mejor manera la capacidad de las unidades de generación. En los diagramas P-Q aproximados se asumen valores de $Q_{mín}$ y $Q_{máx}$, sin tomar en cuenta las potencialidades y riesgos de una unidad para suministrar o absorber potencia reactiva.

Los mayores cambios producidos cuando se introducen los límites de potencia reactiva con las restricciones son las especificaciones de voltaje de las barras de voltaje controlado, y también en la barra oscilante.

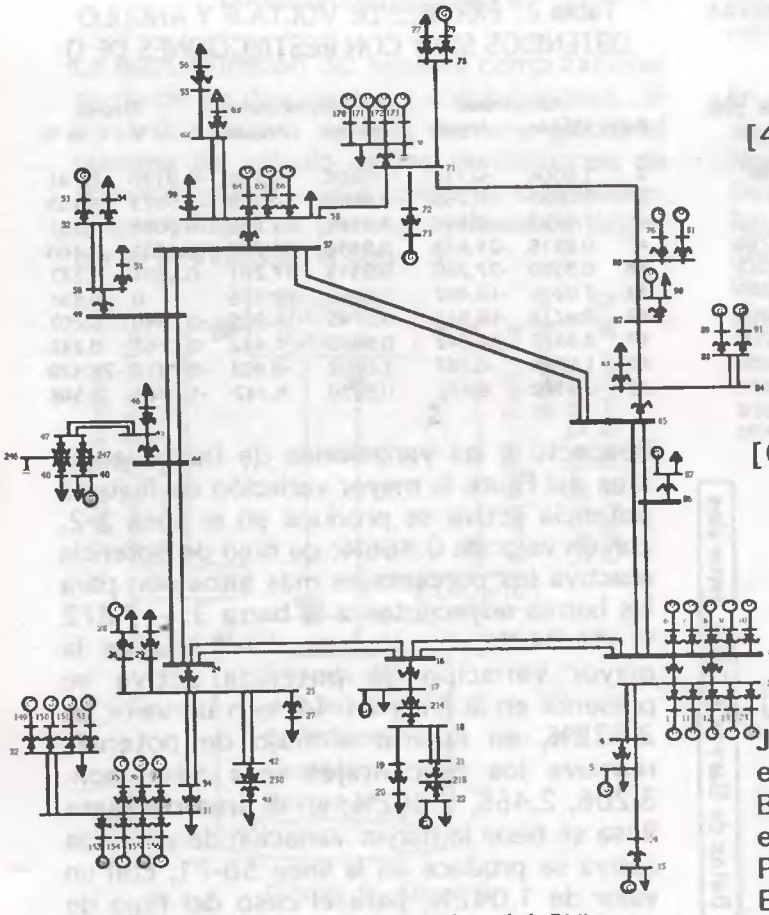


Figura 13 Diagrama Unifilar del SNI

La metodología desarrollada para la determinación de las zonas seguras de operación de unidades de generación puede ser incorporada en algoritmos de análisis de estabilidad estacionaria y transitoria, en análisis de tiempo real, como por ejemplo en simuladores de control automático de generación y simuladores de entrenamiento de operadores.

De la aplicación realizada al SNI, se recomienda que las unidades de la central Agoyán operen utilizando más ampliamente sus posibilidades de generación reactiva.

REFERENCIAS

[1] Power System Simulator PSS, Reference Manual, Power Technology, Inc., 1990.

[2] Shoults R. and Játiva J., "Multi-Area Adaptive LFC Developed for a Comprehensive AGC Simulator," IEEE Trans. on Power Systems, May 1993.

[3] Carrera J., "Incorporación de las Restricciones de Potencia Reactiva Impuestas por los Generadores en Programas de Flujos de Potencia", Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Julio, 1995.

[4] Mármol E., "Estudio de Flujos de Carga Mediante los Métodos de Newton-Raphson", Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, 1983.

[5] Duque N., "Nuevos Métodos de Flujos de Potencia y su Aplicación a Sistemas Mal Condicionados", Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, 1984.

[6] Arguello G., "Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia", Escuela Politécnica Nacional, 1988.

[7] Weedy B. "Electric Power Systems", Ed. John Wiley & Sons Ltd., 1967.

BIOGRAFIAS

José Luis Carrera Nieto, nació en Aloag el 9 de Julio de 1958. Obtuvo el título de Bachiller Técnico en el Colegio Sucre. Sus estudios superiores los realizó en la Escuela Politécnica Nacional y se graduó de Ingeniero Eléctrico en 1995. Actualmente ejerce su profesión en consultoría y construcción privadas.

Jesús Játiva Ibarra, Jefe del Departamento de Potencia de la FIE. Recibió los títulos de Ingeniero Eléctrico (1981) de la Escuela Politécnica Nacional, Master of Science in Electrical Engineering (1988) y Doctor of Philosophy (1991) de la University of Texas at Arlington (UTA), USA. Es coautor del libro "Analysis and Control System Techniques for Electric Power Systems" editado por la Academic Press Inc. en 1991, y ha escrito para la Power Engineering Society del IEEE. Fue miembro Postdoctoral en el Energy Systems Research Center de UTA, Asesor del Centro Nacional de Control de Energía, Evaluador Científico de Proyectos del CONACYT-BID, Coordinador, Autor y Expositor en las Jornadas en Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la FIE e Instructor de Cursos de Sistemas de Potencia en UTA e INECEL, Interno de Energía en el Texas Governor's Energy Management Center, Ingeniero de la Westinghouse en Dallas, Texas. Participó en el International Training Programme en Conservación de Energía en la Industria en Malmo, Suecia en 1995.