

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

1987
V4268
c.2

OPTIMIZACION DE LA SEGURIDAD ESTATICA
DE SISTEMAS ELECTRICOS

LUIS S. VARGAS DIAZ



PROFESOR GUIA: SR. OSCAR MOYA A.

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN
INGENIERIA ELECTRICA Y AL TITULO DE INGENIERO
CIVIL ELECTRICISTA

~~00012-1232~~ 94-2908
16004

SANTIAGO-CHILE

1987

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis agradecimientos al Sr. Oscar Noya A., Profesor
Catedrático de esta Escuela, por su ayuda permanente y crítica constructiva en el de-
sarrollo de este trabajo.

Agradezco además a los Sres. Gunter Fourn y Eduardo Riecke, miembros
de la Comisión de Femen de Salud, quienes con su laboriosa dedicación
del trabajo profesional, realizaron importantes sugerencias para la realización
de este estudio de esta tesis.

A MIS PADRES.

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mis agradecimientos al Sr. Oscar Moya A., Profesor Guía de esta tesis, por su ayuda permanente y crítica estimulante en el desarrollo de este trabajo.

Agradezco además a los Sres. Gunter Fromm y Eduardo Ricke, miembros de la Comisión de Examen de Grado, quienes con su laboriosa corrección del informe preliminar, realizaron importantes sugerencias para la presentación final de esta tesis.

Capítulo II	Mejoramiento de Métodos Analíticos para Estimar el Estado Posicoincendia	4
2.1	Concepto y alcance de los métodos propuestos	4
2.2	Método para Estimar sobrecargas	6
2.3	Método para Estimar el Perfil de Generación de Activos	10
2.3.1	Introducción	10
2.3.2	Descripción del Método	11
Capítulo III	Métodos de Control Preventivo	13
3.1	Introducción	13
3.1.1	Consideraciones preliminares	13
3.1.2	Descripción de los Métodos Propuestos	15
3.1.3	Planteamiento del Problema de Optimización	18

3.2	Control Preventivo para Sobrecargas	20	
	3.2.1	Objetivos	20
	3.2.2	Funcional de Seguridad para Sobrecargas	20
	3.2.3	Planteamiento del Problema de Optimización	21
3.3	Control Preventivo Frente a las Solicitaciones de Reactivos en las Centrales Generadoras	25	
	3.3.1	Objetivos	25
	3.3.2	Planteamiento de la Funcional de Seguridad	26
	3.3.3	Planteamiento del problema de Optimización	27
	3.3.4	Relación entre el Voltaje y los Reactivos en las Centrales del Sistema	28
Cápítulo IV	<u>Aplicación de los Métodos Propuestos</u>	30	
4.1	Introducción	30	
4.2	Evaluación de Contingencias	32	
4.3	Aplicación al Sistema de 23 barras	34	
	4.3.1	Demanda Media	35
	4.3.2	Demanda Máxima	41
4.4	Aplicación al sistema de 47 barras	48	
Cápítulo V	<u>Conclusiones</u>	56	

Anexo A. Método de los Factores de Distribución.	59
Anexo B. Evidencia Experimental del Método de Estimación de Reactivos en las Centrales Generadoras	64
Anexo C. Sensibilidad Voltajes-Reactivos	76
Anexo D. Estados y Límites de Operación	78
Bibliografía	89

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1 SEGURIDAD DE SISTEMAS ELECTRICOS

1.1.1 Introducción

Uno de los principales objetivos de la operación de los sistemas eléctricos de potencia es la seguridad. El concepto básico de seguridad [1] puede expresarse como la capacidad que tiene el sistema para satisfacer la demanda, con la suficiente disponibilidad de reservas de producción y transmisión, de modo que permita enfrentar cualquier variación de la carga o salida imprevista de unidades generadoras o equipos de la red eléctrica, sin exceder los límites de tolerancia en las variaciones de frecuencia y voltaje del sistema.

Los estudios de seguridad comienzan con la planificación de largo plazo, cuando los sistemas de generación y transmisión son diseñados, previendo ciertas condiciones futuras. Sin embargo, por consideraciones económicas no es adecuado construir un sistema que sea seguro para todas las contingencias que se puedan presentar.

Por otro lado, en la etapa de planificación de la operación, se efectúan simulaciones de las condiciones de la red con algunas horas de adelanto, para asegurar que la distribución de la generación y transmisión serán adecuadas para satisfacer los requisitos de seguridad previamente definidos.

Sin embargo, los estudios desarrollados en las etapas anteriores no pueden garantizar que el nivel de seguridad, obtenido para una configuración dada del sistema, se mantendrá durante el funcionamiento en tiempo real. Esto se debe a

muchas causas; entre ellas las más frecuentes son: la predicción de carga está sujeta a errores, variaciones en las condiciones climáticas, aparición de perturbaciones inesperadas que amenacen la seguridad del sistema, etc.

Por lo tanto, para mantener la seguridad del sistema es necesario realizar en forma adicional, un control y análisis de la seguridad en tiempo real.

1.1.2 Control y Análisis de la Seguridad

En la literatura se habla de control de la seguridad o de un sistema de control de la seguridad, para definir un sistema integrado de controles manuales y automáticos cuyo objetivo es mantener la continuidad de servicio del sistema eléctrico de potencia bajo diversas condiciones de operación.

El análisis se basa fundamentalmente en la definición de cuatro estados de operación en régimen permanente, los cuales se determinan en función de tres conjuntos de restricciones:

- A.- Restricciones de carga. Son las restricciones impuestas por la demanda de potencia activa y reactiva del sistema.
- B.- Restricciones de operación. Están orientadas al uso de los componentes del sistema dentro de límites permisibles y a mantener la calidad del sistema. Las más importantes son: nivel de sobrecarga máximo por los equipos, tolerancia de las desviaciones de voltaje y frecuencia, límites de generación de reactivos en las unidades generadoras, etc.
- C.- Restricciones de seguridad.- Como ya se dijo, la seguridad del sistema es la capacidad que tiene éste para hacer frente a las contingencias sin violar las

restricciones de carga y operación. Para que esto sea posible, se deben imponer ciertas restricciones a las variables eléctricas. Por ejemplo, a los niveles de potencia en las líneas de transmisión, a la reserva de potencia reactiva en las barras generadoras, etc.

Por medio de las restricciones anteriores se definen los siguientes estados de operación:

- 1.- Estado normal. Los tres tipos de restricciones se satisfacen.
- 2.- Estado de alerta o normal inseguro. Las restricciones de carga y operación son satisfechas. No se satisfacen las restricciones de seguridad.
- 3.- Estado de emergencia. Las restricciones de operación y seguridad no son satisfechas. Las restricciones de carga pueden estar satisfechas.
- 4.- Estado de recuperación. Las restricciones de operación son satisfechas. Las de carga y seguridad no lo son.

La figura 1 representa los cuatro estados de operación y las transiciones entre ellos, éstas se producen por la ocurrencia de contingencias o acciones de control.

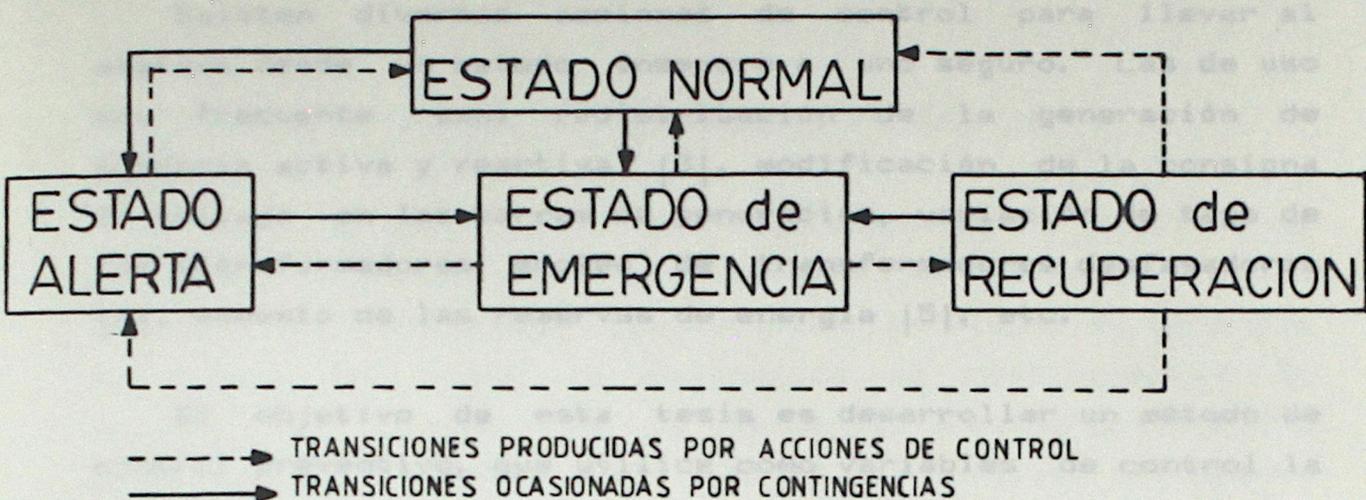


Figura 1. Estado de operación y transiciones.

Una contingencia puede llevar al sistema desde el estado normal a cualquiera de los otros estados. Las acciones de control por su parte, pueden efectuar transiciones entre cualquiera de los estados del sistema. Dependiendo del estado origen y al cual conduzcan al sistema se clasifican en:

- Control preventivo. El objetivo es llevar al sistema desde el estado de alerta al estado seguro.
- Control de emergencia. El objetivo es reducir las consecuencias de las violaciones de las restricciones de carga y operación.
- Control de recuperación. El objetivo es recuperar la carga, esto es, satisfacer las restricciones de carga.

El estudio que se realizará en este trabajo está relacionado con el control preventivo de los sistemas eléctricos de potencia.

1.2 OBJETIVOS

Existen diversas acciones de control para llevar al sistema desde un estado inseguro a uno seguro. Las de uso más frecuente son: redistribución de la generación de potencia activa y reactiva [3], modificación de la consigna de voltaje en las barras de generación, variación de taps de los transformadores, empleo de transformadores desfasadores [4], aumento de las reservas de energía [5], etc.

El objetivo de esta tesis es desarrollar un método de control preventivo, que utilice como variables de control la consigna de voltaje y el nivel de generación de potencia activa de las barras de generación del sistema.

Este control preventivo debe mostrar como resultado un perfil de generación de potencia activa y un perfil de voltajes de modo que, al operar el sistema bajo esas condiciones, se mejore la respuesta del sistema desde el punto de vista de la seguridad estática, ante la eventual ocurrencia de contingencias.

CAPITULO II: PLANTEAMIENTO DE METODOS ANALITICOS PARA ESTIMAR EL ESTADO POSTCONTINGENCIA

2.1 CONCEPTO Y ALCANCE DE LOS METODOS PROPUESTOS

Dentro de las funciones que componen el análisis de seguridad preventiva de los sistemas de potencia, ocupan un lugar muy importante los estudios de flujos de potencia en tiempo real para la evaluación de contingencias. Su objetivo es conocer, en la forma más precisa posible, el estado postcontingencia del sistema en régimen permanente para un gran número de salidas de equipos. Esto impone la necesidad de desarrollar métodos rápidos para la resolución de las ecuaciones no-lineales que describen al sistema.

Existen en la actualidad diversos métodos que cumplen bastante bien estos requisitos, entre los cuales podemos citar: el método Newton-Raphson Desacoplado Rápido [6], el método de Corriente Continua [7], el método Linealizado Iterativo [8], el método de Inyección de Potencias [9]. Ellos utilizan inversión de matrices que describen los fenómenos simplificados, o bien emplean métodos iterativos para encontrar la solución final del estado postcontingencia. Estas características los hace inapropiados para resolver problemas de optimización con programación lineal.

En este trabajo se emplearán métodos analíticos de características lineales, basados en el desacoplamiento que existe entre la potencia activa y la reactiva en los sistemas de potencia.

Para la potencia activa se utilizará el método de los Factores de Distribución [10], debido a que entrega resulta-

dos de aceptable exactitud en sistemas radiales [11] (que es el caso del sistema interconectado chileno).

Para los reactivos, dado que no existe hasta ahora en la literatura un método analítico lo suficientemente confiable, se plantea un procedimiento empírico para determinar la variación del perfil de generación de reactivos cuando se produce la salida de un equipo de la red eléctrica. Las hipótesis básicas de ambos métodos son las siguientes:

- Sólo se considera salida de equipos pasivos de la red. No se consideran salidas de generadores ni variaciones bruscas de la carga.
- La consigna de voltaje de generadores, así como el perfil de generación de potencia activa y de demanda, no varían apreciablemente entre el estado pre y postcontingencia.

Ambos métodos utilizan factores numéricos, asociados al efecto de la red eléctrica, en la determinación del estado postcontingencia que alcanza el sistema. Para ello se considera una configuración topológica base, sobre la cual se efectúan los estudios que calculan estos factores numéricos. Luego la validez del método esta condicionada a que la configuración del sistema, en el estado precontingencia, no difiera mucho del caso tomado como base para los análisis topológicos. Sin embargo como se verá más adelante, esta restricción puede evitarse implementando métodos de actualización de estos factores numéricos, que sean lo suficientemente rápidos como para que puedan usarse en la operación en tiempo real.

2.2 METODO PARA ESTIMAR SOBRECARGAS

Como se indicó anteriormente, se empleará el método de los Factores de Distribución en la determinación de los flujos de potencia activa por los equipos de la red eléctrica en el estado postcontingencia.

Este método aproximado establece que al producirse la salida del equipo k , el nuevo flujo de potencia activa que circulará por el equipo j , estará definido por la ecuación:

$$P_j^f = P_j + I_{j,k} \cdot P_k \quad (1)$$

Donde: P_j^f es el flujo de potencia activa por el equipo j en el estado postcontingencia.

P_j es el flujo de potencia activa por el equipo j en el estado precontingencia.

P_k es el flujo de potencia activa por el equipo k en el estado precontingencia.

$I_{j,k}$ es un factor que cuantifica el efecto de la salida del equipo k sobre el flujo de potencia activa que circula por el equipo j (sólo depende de la topología). Se les conoce con el nombre de Factores de Distribución.

Los factores $I_{j,k}$ se determinan de estudios fuera de línea para ahorrar procesamiento computacional en tiempo real. Dado que varían con la topología, es necesario actualizarlos después de cada alteración que experimente la red

eléctrica del sistema.

Este cálculo de las modificaciones sobre los factores de distribución se realiza en línea y con procedimientos de gran rapidez, lo que los hace especialmente apropiados para su aplicación en tiempo real.

La deducción de la fórmula (1), así como los métodos de cálculo y actualización de los Factores de Distribución se muestran en detalle en el Anexo A.

2.3 METODO PARA ESTIMAR EL PERFIL DE GENERACION DE REACTIVOS

2.3.1 Introducción

En esta sección se describe un método empírico para la obtención del perfil de generación de reactivos del estado postcontingencia mediante una relación lineal.

Suponiendo que la demanda no varía, toda salida de un equipo produce los siguientes cambios en el consumo de reactivos del sistema:

- Las pérdidas reactivas a través de los equipos de la red eléctrica varían (generalmente aumentan), debido principalmente al cambio en la magnitud de la corriente que circula por ellos.
- Si el equipo que sale es una línea de transmisión, se produce una pérdida de inyección de reactivos ($\approx j b V^2$) hacia el sistema.
- Al variar la magnitud del voltaje en todas las barras de carga, la inyección de reactivos ($j b / 2 * V^2$) por la capacidad de los diferentes equipos también varía (generalmente disminuye).

En la mayoría de los casos el primer factor mencionado es mucho más importante que los otros dos.

Por consiguiente, para las centrales, los efectos que más fuertemente influirán en la generación de reactivos son:

- La variación de las pérdidas de reactivos a través de los elementos del sistema .

- La ubicación relativa que tenga cada central en la red con respecto al equipo que sale. Esto porque dependiendo de la variación que experimente el consumo de reactivos de los equipos más próximos a la central, será la variación en la generación que ésta experimente.

De los puntos anteriores se desprende que existe una fuerte relación entre la topología, la variación del consumo de reactivos de los equipos y la variación en la generación de reactivos de las centrales, cuando se produce la salida de un equipo (k) del sistema.

2.3.2 Descripción del Método

De pruebas efectuadas en el sistema de 24 barras del IEEE [12] y en un modelo simplificado del sistema interconectado chileno, se encontró que para diferentes puntos de operación (determinados básicamente por distintos niveles de demanda), se verificaba la relación:

$$Q_i(k) = E_{i,k} \cdot QT(k) + F_{i,k} \quad (2)$$

Donde: $Q_i(k)$ es la variación en la generación de reactivos de la barra de generación i , producida por la salida del equipo k .

$QT(k)$ es la variación total experimentada por el consumo de reactivos del sistema.

$E_{i,k}$ y $F_{i,k}$ son constantes que toman en cuenta el efecto topológico. Este considera la posición relativa que tiene en la red eléctrica la barra de generación i con respecto al equipo k .

Es importante destacar que los factores $E_{i,k}$ y $F_{i,k}$ se obtienen de estudios fuera de línea, por lo tanto al momento de efectuar los cálculos se los tiene convenientemente almacenados en la memoria del computador.

Naturalmente al variar la topología es necesario recalcular estos factores, ya que ellos son dependientes de la configuración de la red. Sin embargo, esto puede hacerse en forma rápida empleando flujos de potencia aproximados. Por otro lado hay que considerar que aunque es necesario realizar esta actualización en línea, no es forzoso hacerla en tiempo real (la frecuencia con la cual se producen alteraciones topológicas no es grande en los sistemas reales). Esto significa que no se requiere una rapidez muy elevada para hacerla. Una explicación detallada del procedimiento de la actualización se explica en el Anexo B.

Por otro lado la variación del consumo total de reactivos del sistema $QT(k)$ se calcula en línea con el sistema, y depende por lo tanto del punto de operación en que éste se encuentre. La fórmula con la cual se estima (ver Anexo B) es la siguiente:

$$QT(k) = f_k \cdot \sum_{j=1}^{n1} X_j \cdot | (P_j^s)^2 - (P_j)^2 | + b_k \cdot V^2 \quad (3)$$

Donde: X_j es la reactancia del equipo j .

P_j^s es el flujo de potencia activa por el equipo j en el estado postcontingencia (ecuación 1).

P_j es el flujo de potencia activa por el equipo j en el estado precontingencia.

f_k es un factor de corrección asociado a la salida del equipo K y que depende de la topología del sistema y del perfil de demanda del sistema.

b_k es la susceptancia del equipo K .

V es el voltaje promedio entre las barras a las cuales esta conectado el equipo K .

n_l es el número de equipos del sistema.

Las ecuaciones (2) y (3) nos permiten conocer la variación que experimentarán las inyecciones de reactivos de las barras de generación, frente a cualquier salida de equipo (K) de la red eléctrica. Por lo tanto, el perfil de generación de reactivos del sistema en el estado postcontingencia se obtiene de la ecuación:

$$(Q_i)^* = Q_i(K) + Q_i \quad (4)$$

Donde: $(Q_i)^*$ es la generación de reactivos de la barra i en el estado postcontingencia.

$Q_i(K)$ es la variación en la generación de reactivos de la barra i , producida por la salida del equipo K .

Q_i es la generación de reactivos de la barra i en el estado precontingencia.

Así entonces, mediante las fórmulas (2), (3) y (4) conocemos la generación de reactivos en el estado postcontingencia para la salida de cualquier equipo (K) del sistema.

El control preventivo desarrollado aquí plantea en forma separada el mejoramiento de la seguridad frente a problemas de sobrecarga de los equipos de la red eléctrica y frente a la violación de los límites de potencia reactiva de los generadores.

El problema de seguridad preventiva se trata como un problema de optimización de funciones sujetas a un conjunto de restricciones. Se efectúan simplificaciones con el fin de aplicar programación lineal en su resolución.

El desarrollo de estos métodos supone que los estudios de evaluación de la seguridad ya están hechos y que se dispone por lo tanto de una jerarquización de contingencias, es decir, conocemos cuáles salidas son más severas para las sobrecargas de equipos y cuáles lo son para la generación de reactivos (generalmente no corresponden a los mismos equipos [12]).

Para efectos de notación se supone que la información al computador se refiere al momento en el que se efectúa la simulación.

El vector S , tal que

$S_i = 1$ significa que el equipo k está en el lugar i de la jerarquización, es decir, es la i -ésima peor contingencia frente a las sobrecargas.

CAPITULO III: METODOS DE CONTROL PREVENTIVO

3.1. INTRODUCCION

3.1.1. Consideraciones preliminares

El control preventivo desarrollado aquí plantea en forma separada el mejoramiento de la seguridad frente a problemas de sobrecarga de los equipos de la red eléctrica y frente a las violaciones de los límites de potencia reactiva de los generadores. (2), en función del estado de operación actual, que refleja adecuadamente el nivel de seguridad del sistema.

El problema de seguridad preventiva se trata como un problema de optimización de funcionales sujetas a un conjunto de restricciones. Se efectuaron simplificaciones con el fin de emplear programación lineal en su resolución. (3) durante la operación en tiempo real. En los estudios realizados

El desarrollo de estos métodos supone que los estudios de evaluación de la seguridad ya están hechos y que se dispone por lo tanto de una jerarquización de contingencias, es decir, conocemos cuales salidas son más severas para las sobrecargas de equipos y cuales lo son para la generación de reactivos (generalmente no corresponden a los mismos equipos [13]). (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) (16) (17) (18) (19) (20) (21) (22) (23) (24) (25) (26) (27) (28) (29) (30) (31) (32) (33) (34) (35) (36) (37) (38) (39) (40) (41) (42) (43) (44) (45) (46) (47) (48) (49) (50) (51) (52) (53) (54) (55) (56) (57) (58) (59) (60) (61) (62) (63) (64) (65) (66) (67) (68) (69) (70) (71) (72) (73) (74) (75) (76) (77) (78) (79) (80) (81) (82) (83) (84) (85) (86) (87) (88) (89) (90) (91) (92) (93) (94) (95) (96) (97) (98) (99) (100)

Para efectos de notación se supondrá que la información anterior está almacenada en la memoria del computador de la siguiente manera:

a) Para sobrecargas se dispone del vector S, tal que:

$S(q) = k$ significa que el equipo k está en el lugar q de la jerarquización, es decir, es la q-ésima peor contingencia frente a las sobrecargas.

b) Para los reactivos de las barras de generación el vector será R, tal que:

$R(q) = k$ significa que el equipo k es la q-ésima peor contingencia para los límites de generación de reactivos del sistema.

3.1.2. Descripción de los métodos propuestos

La idea central de los métodos planteados es determinar una funcional (F), en función del estado de operación actual, que refleje adecuadamente el nivel de seguridad del sistema.

Como se sabe, el índice de desempeño es una función de penalidad, que indica cuan seguro es el sistema frente a las posibles contingencias que pueden presentarse durante la operación en tiempo real. En los estudios realizados hasta ahora, existe gran variedad de planteamientos para la obtención de estos índices. La efectividad de cada uno de ellos depende de las características particulares de cada sistema.

Algunos de los aspectos más relevantes en la determinación de un índice apropiado son: la topología, el tipo de demanda y la distribución de la generación [14].

En el estudio realizado aquí, debido a la orientación seguida hacia el uso de programación lineal, se escogieron índices de desempeño (J) de la forma:

$$J = \sum_{i=1}^n \frac{X_i}{X_{lim,i}} \quad (5)$$

donde las variables usadas dependen del tipo de problema que se analice:

i) Sobrecargas.

$X_i = P_i$ Potencia activa que circula por el equipo i .

$X_{lim,i} = P_{max,i}$ Máxima potencia que puede circular por el equipo i .

$n = n_l$ Número de equipos de la red.

ii) Reactivos.

En este caso conviene referir la potencia reactiva generada en la barra i al valor medio del intervalo entre el límite superior y límite inferior:

$$Q_{Ni} = Q_i - Q_{Ci} \tag{6}$$

Donde: Q_i es la potencia reactiva generada en barra i .

$$Q_{Ci} = (Q_{max,i} + Q_{min,i})/2$$

En este caso las variables que se usarán en el problema de optimización serán:

$$X_i = Q_{Ni}$$

$$X_{lim,i} = \begin{cases} -Q_{lim,i} & \text{si } Q_{Ni} < 0 \\ Q_{lim,i} & \text{si } Q_{Ni} \geq 0 \end{cases}$$

$n = n_g$ Número de barras generadoras.

Con $Q_{lim,i} = (Q_{max,i} - Q_{min,i})/2$ (7)

3.1.3. Planteamiento del problema de optimización

La funcional que se empleará en los métodos de control preventivo, cuantifica en forma ponderada la severidad de las peores contingencias (las que ocupan los primeros lugares en la jerarquización), sobre la seguridad del sistema. La forma de la funcional utilizada en ambos casos es:

$$F = \sum_{i=1}^{NJ} \alpha_i \cdot J(i) \quad (8)$$

Donde: NJ es el número de contingencias considerado en el análisis.

$J(i)$ es el índice de desempeño de la i -ésima peor contingencia.

α_i es un factor de peso para aumentar la importancia relativa de una contingencia con respecto a las otras.

El problema del control preventivo será entonces:

$$\text{MIN } F = \sum_{i=1}^{NJ} \alpha_i \cdot J(i) \quad (9)$$

S. a. Condiciones de operación y demanda del sistema.

Estas condiciones de operación y demanda se detallarán en cada caso en los capítulos siguientes.

Por último es importante destacar que las variables de control, con las cuales se actuará sobre el sistema, serán la generación de potencia activa y la consigna de voltaje de las barras de generación, para los métodos de control preventivo de sobrecargas y reactivos respectivamente.

3.2 CONTROL PREVENTIVO PARA SOBRECARGAS

3.2.1 Objetivos

El objetivo del método propuesto es evitar que se produzcan sobrecargas en cualquier elemento del sistema, cuando ocurre la salida inesperada de algún equipo de la red eléctrica.

Para aquellos estados de operación en que sea imposible lograr dicho objetivo, se buscará aquel estado en que las violaciones a los límites de sobrecarga sean lo menos severas posibles en caso de que ocurran las contingencias. El criterio para decidir esto será la magnitud de la funcional F evaluado en el punto de operación. Es decir se buscará aquel punto de operación en que F sea mínima.

3.2.2 Funcional de seguridad para sobrecargas

De acuerdo al punto 3.1 la funcional de seguridad para sobrecargas (FS) tiene la forma:

$$FS = \sum_{k=1}^{n_s} \mu_k \cdot JS(k) \quad (10)$$

Donde: JS(k) es el índice de desempeño de sobrecargas para la k-ésima peor contingencia.

n_s es el número de contingencias más severas frente a problemas de sobrecargas, que se considera en el análisis.

μ_k factor de peso para la contingencia k-ésima.



Empleando los resultados de la jerarquización de contingencias y utilizando la ecuación (1) del punto 2.2, podemos expresar JS(k) como:

$$JS(k) = \sum_{j=1}^{n1} \alpha_j \cdot \frac{P_j + I_{j,s(k)} \cdot P_k}{P_{max,j}} \quad (11)$$

De este modo entonces las ecuaciones (10) y (11) definen la funcional de seguridad que se usará en el problema de optimización para sobrecargas.

3.2.3 Planteamiento del problema de optimización

Las variables usadas en el problema de optimización son los flujos de potencia activa por las líneas (P_i). Las variables con las cuales actuaremos sobre el sistema son las consignas de generación de potencia activa en las barras de generación. Para relacionar estos dos conjuntos de variables se utilizarán expresiones de la forma:

$$PG_i = \sum_{j=1}^{n1} \Gamma_j \cdot P_j + P_{Di} \quad (12)$$

Donde: PG_i es la generación de potencia activa de la barra i.

$$\Gamma_j = +1 \quad \text{si el flujo } P_j \text{ sale del nodo } i.$$
$$\Gamma_j = -1 \quad \text{si el flujo } P_j \text{ llega al nodo } i.$$

PDi representa la carga conectada al nodo i .

Pj es el flujo de potencia a través del equipo j .

ni es el número de equipos conectados al nodo i .

Así entonces el problema a resolver es el siguiente:

$$\text{MIN FS} = \sum_{k=1}^{ns} \mu_k \cdot \sum_{j=1}^{nl} \alpha_j \cdot \frac{P_j + I_{j,s(k)} \cdot P_k}{P_{\max,j}} \quad \text{las líneas (13) el} \quad (13)$$

Sujeto a las siguientes condiciones:

a) Balance de potencia en los nodos.

$$\sum_{j=1}^{ni} P_j = P_{Dd} \quad \text{para todo nudo de carga } d.$$

Donde: P_{Dd} es la demanda de potencia activa de la barra d .

Pj flujo de potencia activa por equipo j que llega al nodo d .

nd número de equipos conectados a la barra d .

b) Límites de sobrecarga de los equipos.

$$P_j < \beta_j \cdot P_{\max,j} \quad \text{para todo equipo } j.$$

Donde: $P_{\max,j}$ es el flujo de potencia activa máximo por el equipo j .

β_j es un factor de holgura para el equipo j.

c) Límites de desplazamiento desde el estado inicial.

El motivo de esta restricción es asegurar que el punto solución del problema de optimización no varíe muy significativamente del estado inicial, para que las aproximaciones del método sigan teniendo validez.

$$\sigma_j \cdot P_{j0} < P_j < \delta_j \cdot P_{j0} \quad \text{para todo equipo } j.$$

Donde: P_{j0} es el flujo de potencia por las líneas en el estado actual antes de la optimización.

σ_j y δ_j son factores de holgura.

d) Límites de la capacidad de generación de las centrales.

$$\sum_{j=1}^{n_i} P_j + P_{Di} \leq P_{Gmax,i} \quad \text{para toda barra de generación.}$$

Donde: $P_{Gmax,i}$ es la máxima potencia de generación de la barra i.

n_i es el número de equipos que llegan al nodo de generación i.

Resumiendo entonces para el estado de operación actual se resuelve el problema de optimización sujeto a las restricciones anteriores, con ello obtenemos los flujos de potencia óptimos por las líneas: $P_1, P_2, P_3, \dots, P_{nl}$.

Luego, con la matriz de incidencia (ecuación 12), se

obtiene el nuevo perfil de generación de potencia activa con que deben operarse las centrales, para que mejore la seguridad estática del sistema eléctrico frente a las posibles sobrecargas que pueden presentarse al ocurrir la salida inesperada de equipos de la red.

El objetivo del método que se describe en esta sección es obtener el perfil de generación de potencia reactiva de las centrales del sistema, de modo que no se produzcan violaciones a los límites de generación de reactivos cuando ocurre alguna contingencia en el sistema.

Por otro lado, en forma análoga al problema de sobrecargas, en aquellos estados de operación críticos en que el objetivo anterior no sea alcanzable, el método entregará aquel perfil de generación que minimice las violaciones de los límites de reactivos en el sistema.

El problema de optimización de la seguridad se plantea en función de la generación de reactivos de las centrales, es decir, la variable que se empleará en el problema de programación lineal será la cantidad de reactivos que genera cada barra de generación.

Sin embargo como la variable de control en las centrales generalmente es la consigna del voltaje de generación, se plantea en este capítulo un método que utiliza una matriz de sensibilidad, para obtener el perfil de voltajes que debe fijarse en cada barra de generación, para obtener los valores de reactivos entregados por el método de control preventivo.

3.3 CONTROL PREVENTIVO FRENTE A LAS SOLICITACIONES DE REACTIVOS EN LAS CENTRALES GENERADORAS

3.3.1. Objetivos

El objetivo del método que se describe en esta sección es obtener el perfil de generación de potencia reactiva de las centrales del sistema, de modo que no se produzcan violaciones a los límites de generación de reactivos cuando ocurre alguna contingencia en el sistema.

Por otro lado, en forma análoga al problema de sobrecargas, en aquellos estados de operación críticos en que el objetivo anterior no sea alcanzable, el método entregará aquel perfil de generación que minimice las violaciones de los límites de reactivos en el sistema.

El problema de optimización de la seguridad se plantea en función de la generación de reactivos de las centrales, es decir, la variable que se empleará en el problema de programación lineal será la cantidad de reactivos que genera cada barra de generación.

Sin embargo como la variable de control en las centrales generalmente es la consigna del voltaje de generación, se plantea en este capítulo un método que utiliza una matriz de sensibilidad, para obtener el perfil de voltajes que debe fijarse en cada barra de generación, para obtener los valores de reactivos entregados por el método de control preventivo.

3.3.2. Planteamiento de la funcional de seguridad

Como se dijo anteriormente en la sección 3.1, la funcional en este caso tiene la forma:

$$FR = \sum_{k=1}^{nr} \Omega_k \cdot JR(k) \quad (14)$$

Donde: $JR(k)$ es el índice de desempeño de reactivos para la k -ésima peor contingencia.

Ω_k factor de peso para la contingencia k -ésima.

nr es el número de las contingencias más severas que se consideran en el análisis.

Usando los resultados de la jerarquización de contingencias, podemos expresar $JR(k)$ como:

$$JR(k) = \sum_{i=1}^{ng} \phi_i \cdot \frac{QN_i + Q_i(k)}{\pm Q_{lim,i}} \quad (15)$$

Donde: QN_i es la generación de reactivos, centrada en torno al origen, de la barra de generación i en el estado precontingencia.

$Q_i(k)$ es la variación de reactivos de la barra i al producirse la salida del equipo k . Esta definida por la ecuación (6) del punto 2.3.

$\pm Q_{lim,i}$ es el límite de reactivos de barra i , será positivo si $(QN_i + Q_i(k)) \geq 0$, y negativo en

caso contrario.

ϕ_i es un factor de peso para el i -ésimo generador.

n_g es el número de barras de generación del sistema.

Las ecuaciones (14) y (15) definen la funcional de seguridad que se utilizará en el método de control preventivo.

3.3.3 Planteamiento del problema de optimización

El método de control preventivo consiste en resolver el problema de optimización:

$$\text{MIN FR} = \sum_{k=1}^{n_r} \Omega_k \cdot \sum_{i=1}^{n_g} \phi_i \cdot \frac{Q_{Ci} + Q_i + Q_i(k)}{\pm Q_{lim, i}} \quad (16)$$

Con Respecto a Q_i

Sujeto a las siguientes restricciones:

a) Límites de operación de las centrales.

$$v_i \cdot Q_{lim, i} < Q_{Ni} < \beta_i \cdot Q_{lim, i} \quad \text{para cada barra } i.$$

v_i, β_i factores de holgura para la barra de generación i .

b) Límites de desplazamiento desde el estado inicial.

$$\xi_i \cdot Q_{i0} < Q_i < r_i \cdot Q_{i0} \quad \text{para cada barra de generación } i.$$

ξ_i, r_i son factores de tolerancia.

Al igual que el caso anterior, es necesario restringir las variaciones para asegurar que se cumplirán las linealizaciones usadas.

Por último, conviene aclarar que el balance de potencia reactiva en los nodos será suministrado por la barra libre. Es por lo tanto necesario que ésta barra posea una reserva adecuada para abastecer las variaciones que se producirán al modificar el perfil de generación del sistema.

3.3.4 Relación entre el voltaje y los reactivos en las centrales del sistema

Se utilizarán relaciones de sensibilidad de la forma:

$$|\Delta V| = |S| \cdot |\Delta Q| \quad (17)$$

Donde: $|\Delta V|$ vector que contiene las variaciones de voltaje en las barras de generación del sistema.

$|S|$ matriz de sensibilidad reactivos-voltajes. Se obtiene en forma muy simple a partir del jacobiano del sistema. En el Anexo C se muestra en detalle los cálculos para su determinación.

$|\Delta Q|$ vector que contiene las variaciones de inyección de reactivos en las barras de generación del sistema.

De esta forma entonces para un conjunto dado de variaciones en la generación de reactivos $|\Delta Q|$, mediante la ecuación (17) se determinan las variaciones sobre la consigna de voltaje de los generadores.

Los resultados de los cálculos se aplicarán los métodos de control de voltaje descritos anteriormente. Se analizarán los resultados de los cálculos que corresponden a diferentes variaciones de la generación de reactivos en el sistema central.

El procedimiento seguido en los análisis es el siguiente:

1. Se determina el punto de operación característico del sistema en el punto de operación característico. En este punto se verá el efecto que tiene sobre el sistema la acción de los equipos más importantes. Para cada caso se obtiene el valor del voltaje más bajo de los generadores de carga y el mayor ángulo del sistema. Además se obtienen los resultados de la evaluación de contingencias de los generadores de carga y se obtiene el número de violaciones de los límites de voltaje y ángulo. Este análisis se realiza en el punto de operación característico.

2. Después de haberse procedido a determinar el estado óptimo del sistema se analizará el efecto de las variaciones de los límites de voltaje y ángulo. En forma análoga al caso anterior se obtendrán los valores límites de las variables de voltaje y ángulo y la evaluación de contingencias respectivas.

3. Después de haberse determinado el estado con respecto a los límites de voltaje y ángulo se efectuarán los mismos cálculos que en el punto anterior.

4. Con la información obtenida, se construirán tablas de resultados para preparar en forma más eficiente los logros de los cálculos en cada caso de optimización.

CAPITULO IV: APLICACION DE LOS METODOS PROPUESTOS

4.1 INTRODUCCION

En este capítulo se aplicarán los métodos de control preventivo desarrollados anteriormente. Se escogieron dos sistemas de prueba que corresponden a diferentes versiones del sistema interconectado central.

El procedimiento seguido en los análisis es el siguiente:

- Se fijará en primer lugar un punto de operación característico. En este punto se verá el efecto que tiene sobre el sistema la salida de los equipos más importantes. Para cada una de ellas se entregará el valor del voltaje más bajo de las barras de cargas y el mayor ángulo del sistema. Además se mostrarán los resultados de la evaluación de contingencias respectiva, que incluirá el número de violaciones ocurridas en los equipos del sistema y el índice de desempeño asociado al tipo de violación. Esto se explica en detalle en el punto siguiente.
- En segundo lugar se procederá a determinar el estado óptimo para las sobrecargas del sistema. En forma análoga al caso anterior se entregarán los valores límites de las variables de la red y la evaluación de contingencias respectiva.
- Finalmente se optimizará el estado con respecto a los reactivos de las centrales y se efectuarán los mismos análisis anteriores.

Con la información obtenida, se construirán tablas de datos para comparar en forma más eficiente los logros obtenidos en cada etapa de optimización.

Se empleará un flujo de potencia Newton Raphson completo para determinar en cada caso el estado del sistema.

Con el objeto de establecer un criterio de comparación entre dos estados, este programa no toma en cuenta los límites de generación de reactivos, sino que considera que las barras de generación, manteniendo su voltaje fijo, pueden satisfacer cualquier exigencia del sistema. Los límites se considerarán en la etapa de evaluación de la seguridad; allí se entenderá que un sistema es inseguro si es que existe alguna violación a los límites de operación de las máquinas de generación. Así entonces un estado será más seguro que otro si las violaciones sobre estos límites se reducen.

donde P_j es el flujo de potencia activa por el grupo j .

FR_j es un factor de peso definido por la siguiente ecuación:

$$FR_j = \begin{cases} 1.0 & \text{si } P_j \leq P_{max,j} \\ 1.0 - 100 \frac{P_j - P_{max,j}}{P_{max,j} - (1.2 \cdot P_{max,j})} & \text{si } P_{max,j} < P_j < 1.2 \cdot P_{max,j} \\ 0.0 & \text{si } P_j \geq 1.2 \cdot P_{max,j} \end{cases} \quad (19)$$

La figura 2 muestra la forma de este factor.

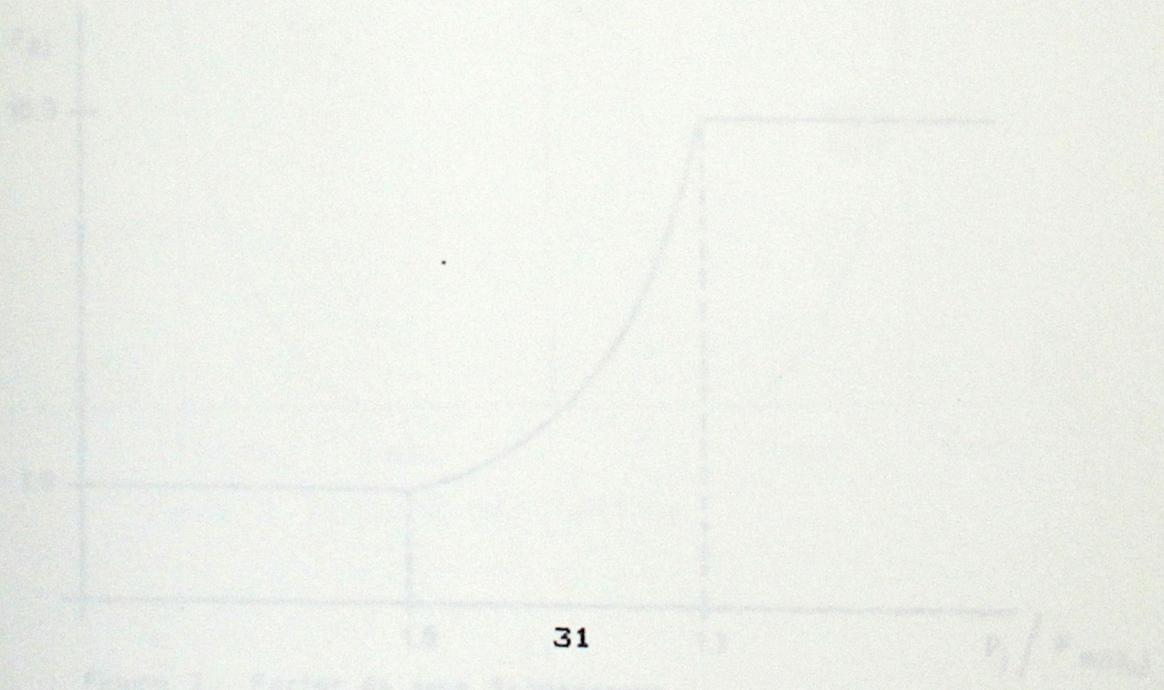


Figura 2. Factor de peso de reactivos

4.2 EVALUACION DE CONTINGENCIAS

De trabajos anteriores realizados sobre el tema [14], utilizando sistemas similares a los tratados aqui, se han escogido los siguientes índices de desempeño para efectuar la jerarquización de contingencias:

a) Sobrecargas.

$$J_p = \frac{\sum_{j=1}^{n1} P_j \cdot FP_j}{\sum_{j=1}^{n1} P_j} \quad (18)$$

Donde: P_j es el flujo de potencia activa por el equipo j .

FP_j es un factor de peso definido por la siguiente ecuación:

$$FP_j = \begin{cases} 1.0 & \text{si } P_j < P_{max,j} \\ 1.0 + 100 \left(\frac{P_j}{P_{max,j}} - 1 \right)^2 & \text{si } P_{max,j} < P_j < 1.3 \cdot P_{max,j} \\ 10.0 & \text{si } P_j > 1.3 \cdot P_{max,j} \end{cases} \quad (19)$$

La figura 2 muestra la forma de este factor.

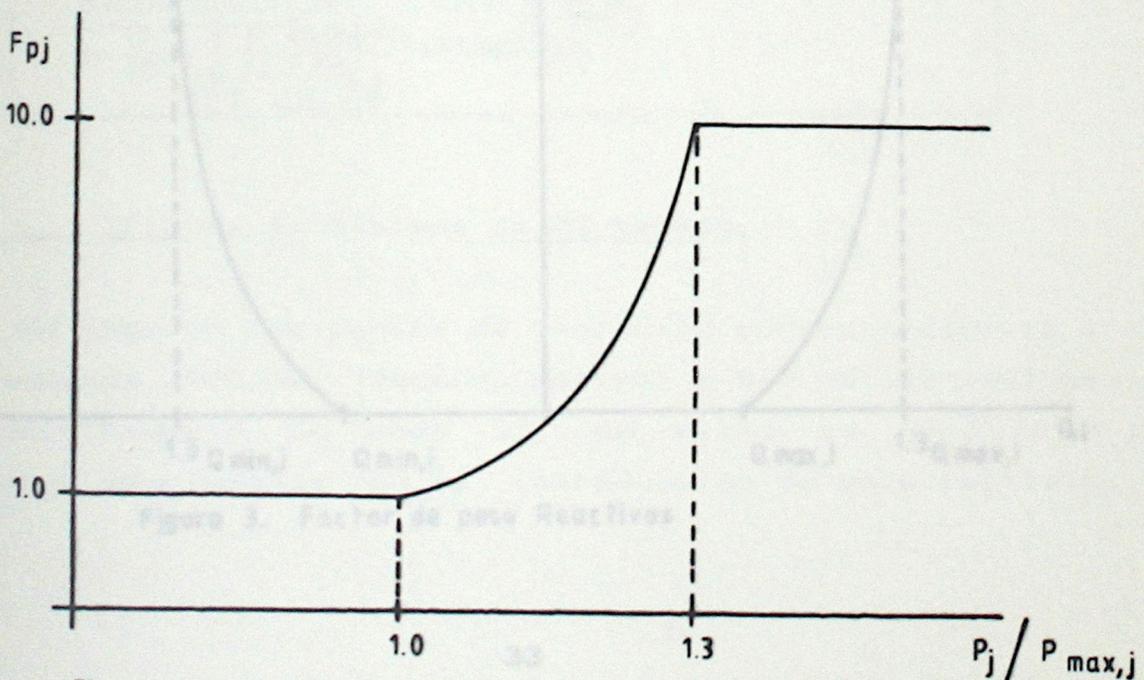


Figura 2. Factor de peso Sobrecargas

b) Reactivos.

$$JQ = \frac{\sum_{i=1}^{ng} Q_i \cdot F_{Qi}}{\sum_{i=1}^{ng} Q_i} \quad (20)$$

Donde: Q_i es la generación de reactivos de la barra i .

F_{Qi} es un factor de peso definido por:

$$F_{Qi} = \begin{cases} 0 & \text{si } Q_{min,i} < Q_i < Q_{max,i} \\ 111.11 \cdot \left(\frac{Q_i - Q_{lim,i}}{Q_{lim,i}} \right)^2 & \text{si } 1 < \frac{Q_i}{Q_{lim,i}} < 1.3 \\ 10 & \text{cualquier otro caso.} \end{cases} \quad (21)$$

El gráfico correspondiente se muestra en la figura 3.

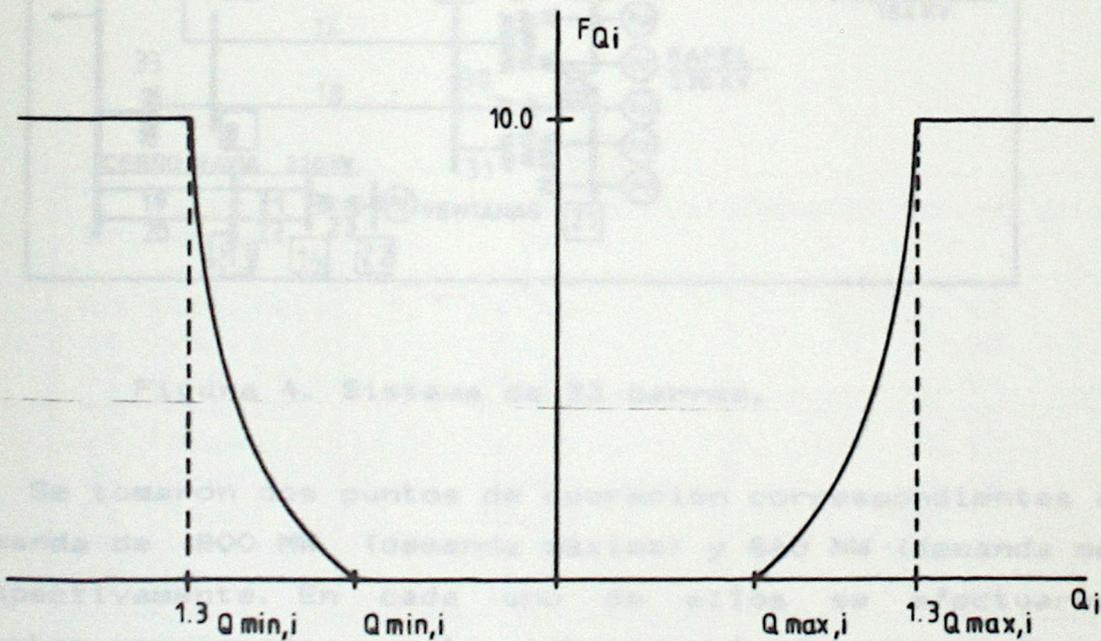


Figura 3. Factor de peso Reactivos

4.3 APLICACION AL SISTEMA DE 23 BARRAS

Este sistema se muestra en la figura 4 y es una versión simplificada del antiguo sistema interconectado, donde existía una línea de doble circuito de 220 Kv entre Charrúa y Alto Jahuel, una línea de doble circuito de 154 Kv entre Itahue y Cerro Navia y aún no existía la central Colbún. De este sistema se representan 23 barras, 22 líneas de transmisión y 11 transformadores.

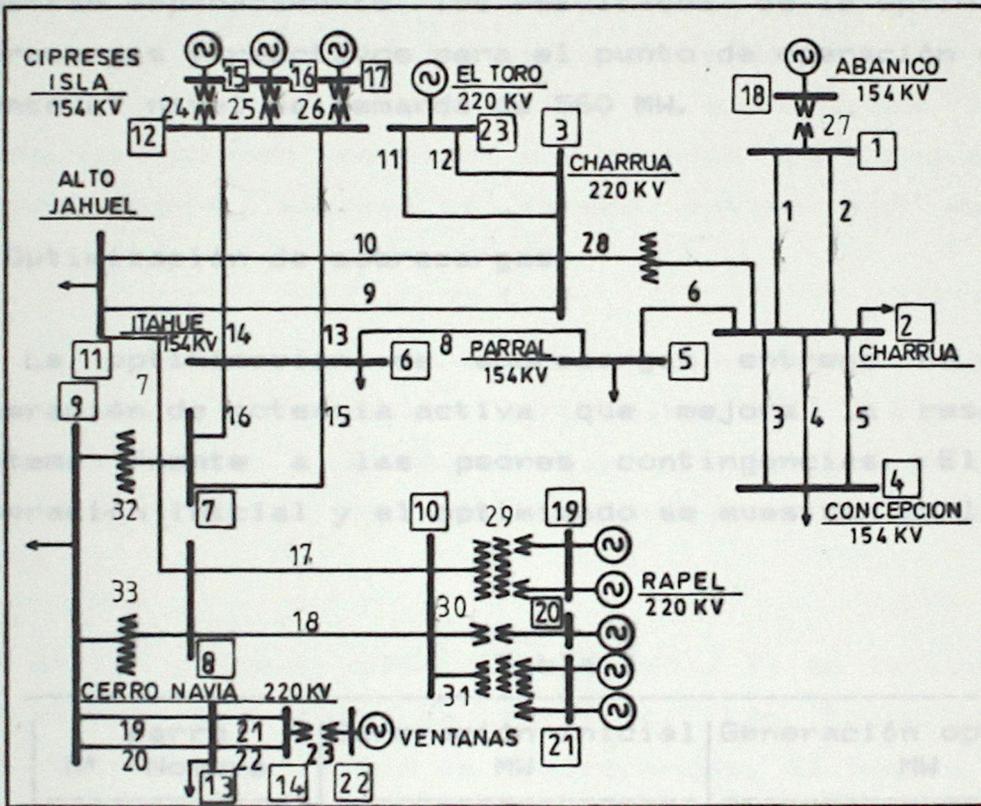


Figura 4. Sistema de 23 barras.

Se tomaron dos puntos de operación correspondientes a una demanda de 800 MW (demanda máxima) y 640 MW (demanda media) respectivamente. En cada uno de ellos se efectuaron las pruebas mencionadas en la introducción de este capítulo. Se

entregará una información resumida de los resultados obtenidos. La información más detallada referente a los estados del sistema así como a la evaluación de contingencias se entrega en el Anexo D.

4.3.1 Demanda Media

En este estado sólo existen tres contingencias capaces de llevar al sistema a un estado de emergencia. Ellas son las salidas de los transformadores 28, 33 y 32. A continuación se muestran separadamente los resultados de la optimización de sobrecargas y reactivos para el punto de operación correspondiente al nivel de demanda de 560 MW.

a) Optimización de sobrecargas.

La optimización de sobrecargas entrega un perfil de generación de potencia activa que mejora la respuesta del sistema frente a las peores contingencias. El perfil de generación inicial y el optimizado se muestran en la Tabla I.

Tabla I

Nº	Barra Nombre	Generación inicial MW	Generación optimizada MW
15	Cip. Isla	32.00	34.41
16	Cip. Isla	16.00	17.20
17	Cip. Isla	32.00	34.41
18	Abanico	48.00	57.60
19	Rapel	32.00	28.37
20	Rapel	16.00	14.18
21	Rapel	32.00	28.37
22	Ventanas	192.00	194.60
23	El Toro	163.17	154.49

La máxima variación experimentada en las barras de generación fue de 9.6 MW en la barra 18 que equivale a un 20% del nivel de potencia inicial. Es importante destacar que esta variación puede controlarse a partir de las restricciones impuestas al problema de optimización (parámetros β , σ , y δ , del punto 3.2.3). Sin embargo, debido a que se utiliza el método de los factores de distribución, no es conveniente alejarse mucho del estado inicial para evitar que se alteren en forma apreciable las hipótesis del método. El análisis de los dos sistemas estudiados, mostró que se obtienen resultados confiables si no se producen variaciones en el perfil de generación superiores al 30%. Por otro lado, desde un punto de vista práctico, es conveniente también que estas variaciones no sean muy grandes para que el operador pueda llevar al sistema al estado óptimo sin mayores problemas.

Tal como se indicó en la introducción, se determinó un nuevo estado de operación modificando sólo la generación de potencia activa, que aparece en la columna 3 de la Tabla I. La síntesis de los resultados obtenidos se muestra en la Tabla II.

En la primera columna de la Tabla II se indica el código del equipo que sale de servicio. Las columnas 2,3 y 4 corresponden al índice de sobrecargas, al número de equipos sobrecargados y a la mayor diferencia angular entre barras de generación de la red para el estado inicial respectivamente. En las columnas siguientes se muestran las variables análogas para el estado optimizado desde el punto de vista de las sobrecargas.

Tabla II

Salida Equipo	Estado inicial			Optimo sobrecargas		
	J_p	N_0	δ_{max}	J_p	N_0	δ_{max}
28	1.856	2	51.24	1.491	2	42.09
33	1.528	2	34.38	1.415	1	29.47
32	1.000	0	22.01	1.000	0	25.24

N_0 : Indica el número de equipos sobrecargados.

δ_{max} : Es la mayor mayor diferencia angular entre barras de generación del sistema.

J_p : Es el índice de desempeño de sobrecargas definido en la sección 4.2.

Si se compara la magnitud de los índices de desempeño podemos ver que en el estado optimizado las sobrecargas son menores. Esto implica que la severidad relativa de las salidas ha disminuido. Además, si comparamos los ángulos mayores vemos que hay una notoria reducción en el estado optimizado (aproximadamente un 20%). Esto es de esperar, ya que es bien conocida la estrecha relación existente entre los flujos de potencia activa y los ángulos, y en el estado optimizado se tiene una distribución más homogénea de los flujos de potencia a través de la red. Es importante notar además que adicionalmente se mejora la estabilidad del sistema al disminuir las diferencias angulares entre barras de generación.

b) Optimización de reactivos.

A continuación se efectuó la optimización de reactivos. Las potencias reactivas y las consignas de voltaje se muestran en la Tabla III.

En las columnas 2 y 3 se muestran los perfiles de generación de reactivos y voltaje del estado óptimo de sobrecargas (estado final de la etapa anterior). En las columnas 4 y 5 se indican los valores análogos para el sistema optimizado desde el punto de vista de los reactivos.

Tabla III

Barra		Optimo sobrecargas		Optimo reactivos	
Nº	Nombre	Gen. Reac. MVAR	Voltaje %/ ₁	Gen. Reac. MVAR	Voltaje %/ ₁
15	Cip. Isla	-7.97	1.030	- 8.51	1.0124
16	Cip. Isla	-6.59	1.020	- 7.42	1.0000
17	Cip. Isla	-11.71	1.030	-12.47	1.0124
18	Abanico	15.25	1.100	13.58	1.0947
19	Rapel	- 9.49	1.040	- 7.21	1.0400
20	Rapel	- 8.71	1.040	- 6.69	1.0400
21	Rapel	- 9.49	1.040	- 7.21	1.0400
22	Ventanas	43.32	1.100	38.83	1.0798
23	El toro	-95.50	1.040	-89.04	1.0400

La máxima variación de reactivos fue en la barra 23 y corresponde a un 8% aproximadamente. De las pruebas realizadas se observó que si se permitían variaciones sobre el 15% en el perfil de reactivos, se podían obtener variaciones excesivas sobre el perfil de voltajes, pudiendo incluso sobrepasar los límites de operación impuestos sobre estas variables. Es necesario por lo tanto, realizar una investigación preliminar sobre la tolerancia aceptable para el cambio en el perfil de generación de reactivos, de modo que no se sobrepasen los límites de operación de los voltajes de las barras de generación. En nuestro caso, como ya se indicó, este límite es de 15%.

Los resultados correspondientes a la evaluación de contingencias de esta etapa se muestran en la Tabla IV.

Tabla IV

Salida equipo	Optimo sobrecargas			Optimo reactivos		
	J_0	Nº	V_{MIN}	J_0	Nº	V_{MIN}
28	1.000	0	1.0200	1.000	0	1.0000
33	2.643	1	0.9445	1.709	1	0.9263
32	1.209	1	1.0200	1.146	2	1.0120

Nº: Indica el número de generadores con sus límites de reactivos excedidos.

V_{MIN} : Es el voltaje más bajo de las barras de carga.

J_0 : Es el índice de desempeño de reactivos definido en la sección 4.2.

Se observa que existe un apreciable mejoramiento de los índices de desempeño del sistema. Además, es importante notar que el número de equipos en que se sobrepasan límites de potencia reactiva por la salida del transformador 32 aumento de 1 a 2 en el caso optimizado. Esto no implica que la salida sea más severa, ya que en la práctica es más seguro un sistema en que se sobrecargaan levemente un pequeño grupo de generadores, que uno en que se exceden los límites de uno sólo y que incluso podría conducir a la caída total del sistema, si no se dispone de la suficiente reserva de reactivos.

Para mostrar más claramente el efecto del control preventivo total, incluyendo las dos etapas de optimización, se presentarán a continuación dos tablas que comparan la seguridad del sistema entre el estado inicial y el final obtenido luego de la última etapa de optimización.

En la Tabla V se comparan los índices de desempeño y el número de equipos con límites excedidos en cada caso para el estado inicial y final.

Tabla V

Salida equipo Nº	Estado inicial				Estado final			
	Sobrecargas		Reactivos		Sobrecargas		Reactivos	
	J _p	Nº	J _e	Nº	J _p	Nº	J _e	Nº
28	1.856	2	1.000	0	1.507	2	1.000	0
33	1.528	2	2.131	1	1.418	1	1.709	1
32	1.000	0	1.482	1	1.000	0	1.146	2

En la Tabla VI se muestran los voltajes mínimos y el ángulo mayor para los mismos estados de la tabla anterior.

Tabla VI

Salida equipo	Estado inicial		Estado final	
	V _{MIN}	δ _{MAX}	V _{MIN}	δ _{MAX}
28	1.017	51.24	1.000	43.05
33	0.945	34.38	0.926	30.17
32	1.020	22.01	1.012	25.76

En la Tabla V se observa que todos los valores de los índices de desempeño se redujeron, lo que indica que se consiguió un notorio aumento de la seguridad del sistema. Además, de la Tabla VI se desprende que adicionalmente el sistema disminuye las desviaciones angulares consiguiéndose

un estado más estable desde el punto de vista dinámico. Con respecto a las tensiones se observa que en el estado optimizado ellas son algo menores. Sin embargo, esto no es un índice de que el perfil real de voltajes que alcance el sistema frente a la contingencia sea peor, ya que, como se indicó al comienzo de este capítulo, no se consideraron los límites de reactivos en las centrales para la convergencia de los flujos de potencia. Naturalmente, si se hubieran considerado, el estado inicial hubiera tenido un perfil de voltajes mas bajo, debido a que requiere balancear una mayor cantidad de reactivos con las centrales restantes del sistema.

Otro resultado importante de destacar es la poca influencia que tienen entre sí las acciones de control. En efecto, si observamos las diferencias angulares que aparecen en la última columna de la Tabla II, que corresponden al estado óptimo para las sobrecargas, se puede verificar que no son muy diferentes de los obtenidos luego de aplicar el control de reactivos, los que aparecen en la última columna de la Tabla VI. El fenómeno es similar para los voltajes. En este caso vemos que el control de sobrecargas no lo afecta notoriamente (comparar cuarta columna de la Tabla IV con la segunda columna de la Tabla VI). En cambio, con la segunda etapa de optimización correspondiente a los reactivos, se experimenta una variación apreciable, como lo muestra la comparación entre las columnas cuarta y última de la Tabla IV.

4.3.2 Demanda Máxima

Para este estado existen cuatro contingencias capaces de llevar al sistema a un estado de emergencia: las salidas de los transformadores 28, 33, 32 y la línea 17. Debido a la gravedad de algunas salidas, en la práctica ellas conducirían

a una caída total del sistema (se alcanzan diferencias angulares superiores a los 90 grados). Sin embargo, se ha considerado importante entregar los resultados teóricos que arroja la optimización en aquellos casos, pues muestran muy claramente la potencialidad del método de control preventivo propuesto en esta tesis.

a) Optimización de sobrecargas.

El perfil de generación inicial y el optimizado se muestran en la Tabla VII.

Tabla VII

Barra Nº	Barra Nombre	Generación inicial MW	Generación optimizada MW
15	Cip. Isla	40.00	35.48
16	Cip. Isla	20.00	17.74
17	Cip. Isla	40.00	35.48
18	Abarico	50.00	65.00
19	Rapel	60.00	53.04
20	Rapel	30.00	26.52
21	Rapel	60.00	53.04
22	Ventanas	240.00	245.13
23	El Toro	165.70	174.19

La máxima variación experimentada en las barras de generación fue de 15 MW en la barra 18, que equivale a un 25% del nivel de potencia inicial.

La Tabla VIII muestra los resultados comparativos de la evaluación de contingencias para el estado inicial y el optimizado:

Tabla VIII

Salida Equipo	Estado inicial			Optimo sobrecargas		
	J_p	N_0	δ_{max}	J_p	N_0	δ_{max}
28	4.992	12	123.30	1.980	7	69.79
33	3.278	7	74.30	3.741	11	72.55
17	1.576	1	7.33	1.100	1	3.83
32	1.000	0	20.44	1.000	0	19.36

La comparación de los índices de desempeño arroja algunas conclusiones importantes. En primer lugar se observa que el peor índice correspondiente a la barra 28 fue mejorado notoriamente en el estado optimizado. Además, en este caso el número de equipos sobrecargados disminuyó de 12 a 7.

En segundo lugar llama la atención que el índice de desempeño asociado al equipo 33 subió levemente, es decir, esta salida se hizo más severa que en el estado inicial. En los hechos entonces se obtuvo una gran atenuación de la severidad de la salida del equipo 28 a costa del empeoramiento de la severidad asociada al equipo 33. Esto resulta coherente con el planteamiento teórico del método, ya que con la elección de los factores μ_k en la funcional de seguridad, se puede elegir la importancia relativa de una contingencia (k) sobre el resto. En el ejemplo mostrado aquí el factor asociado al equipo 28 fue 10 (el mayor factor) y al equipo 33 fue 5. Estos valores se determinaron en forma heurística de simulaciones realizadas sobre el sistema bajo estudio.

Por otro lado se obtuvo una reducción de más de 30 grados en la mayor diferencia angular entre barras de generación del sistema. Esto es un resultado adicional que tiende a mejorar, como ya se dijo, la estabilidad del sistema.

b) Optimización de reactivos.

El perfil de generación de reactivos y de consignas de voltaje se muestran en la Tabla IX.

Tabla IX

Barra		Optimo sobrecargas		Optimo reactivos	
Nº	Nombre	Gen. Reac. MVAR	Voltaje %/1	Gen. Reac. MVAR	Voltaje %/1
15	Cip. Isla	-5.34	1.030	-5.60	1.0186
16	Cip. Isla	-5.29	1.020	-6.21	1.0054
17	Cip. Isla	-8.12	1.030	-8.50	1.0186
18	Abanico	20.81	1.100	18.64	1.0947
19	Rapel	-2.25	1.040	-0.91	1.0400
20	Rapel	-3.06	1.040	-1.87	1.0400
21	Rapel	-2.25	1.040	-0.91	1.0400
22	Ventanas	68.26	1.100	66.53	1.0900
23	El Toro	-77.13	1.040	-72.18	1.0400

La máxima variación de reactivos fue de 5 MVAR en la barra 23 y corresponde a un 6% aproximadamente del valor inicial.

Los resultados correspondientes a la evaluación de contingencias de esta etapa se muestran en la Tabla X.

Tabla X

Salida equipo Nº	Optimo sobrecargas			Optimo reactivos		
	J_a	Nº	V_{MIN}	J_a	Nº	V_{MIN}
28	3.755	1	0.9610	3.809	1	0.9480
33	6.994	4	0.6700	5.446	2	0.7500
17	1.000	0	1.0070	1.000	0	1.0020
32	1.000	0	1.0090	1.000	0	1.0050

Se aprecia que existe un mejoramiento de los índices de desempeño del sistema, así como una disminución del número de generadores con sus límites de operación excedidos. Es importante destacar además el notorio mejoramiento del perfil de voltajes del sistema (sobre todo para la salida del equipo 33). Por último, cabe señalar que en esta etapa de optimización no hubo alteración en la contingencia más severa. Es decir, se observa una menor sensibilidad para alterar la jerarquización de contingencias del sistema vía acciones de control preventivo que en el caso de sobrecargas, donde es relativamente fácil bajar el impacto de unas contingencias sobre las otras.

Con el fin de resumir los resultados obtenidos, en forma similar al punto anterior, en las Tablas XI y XII se confronta la seguridad del sistema entre el estado inicial (antes de las acciones de control) y el final, obtenido luego de la última etapa de optimización.

Tabla XI

Salida equipo	Estado inicial				Estado Final			
	Sobrecargas		Reactivos		Sobrecargas		Reactivos	
	J _p	Nº	J _e	Nº	J _p	Nº	J _e	Nº
28	4.922	12	4.986	4	2.021	7	3.809	1
33	3.278	7	6.990	4	2.952	7	5.446	2
17	1.576	1	1.000	0	1.102	1	1.000	0
32	1.000	0	1.000	0	1.000	0	1.000	0

Tabla XII

Salida equipo	Estado inicial		Estado final	
	V_{MIN}	δ_{MAX}	V_{MIN}	δ_{MAX}
28	0.750	123.30	0.948	69.79
33	0.759	74.30	0.750	72.55
17	1.006	7.33	1.002	3.83
32	1.010	20.44	1.005	19.36

En la Tabla XI se observa que todos los valores de los índices de desempeño se redujeron, lo que indica un notorio aumento de la seguridad del sistema. Por otra parte, de la Tabla XII se desprende además que el sistema disminuye las desviaciones angulares alcanzando un estado más estable.

Al igual que en el caso anterior, se disminuye la severidad de las solicitaciones sobre los reactivos, lo que indica una mayor capacidad para enfrentar los problemas de bajo voltaje en el sistema real. Además, se verifica también aquí que existe poca sensibilidad entre las acciones de control, es decir, se mantiene el desacoplamiento potencia activa-ángulos, potencia reactiva-voltajes.

Sintetizando entonces los resultados obtenidos de este sistema para los dos estados de operación estudiados, podemos concluir que se logra un apreciable mejoramiento de la seguridad estática del sistema, tanto en sobrecargas como en reactivos. Esto se logra dentro de las restricciones de operación de los generadores del sistema (tanto en potencia activa como en perfiles de voltaje).

Además se comprobó que los límites impuestos sobre las variables de optimización (los flujos por los equipos y la generación de reactivos), acotan bastante bien el espacio

4.4 APLICACION AL SISTEMA DE 47 BARRAS

Este sistema se muestra en la figura 5 y es una configuración parecida al sistema interconectado actual, donde se ha agregado un tercer circuito en 500 Kv en el tramo Colbún-Alto Jahuel.

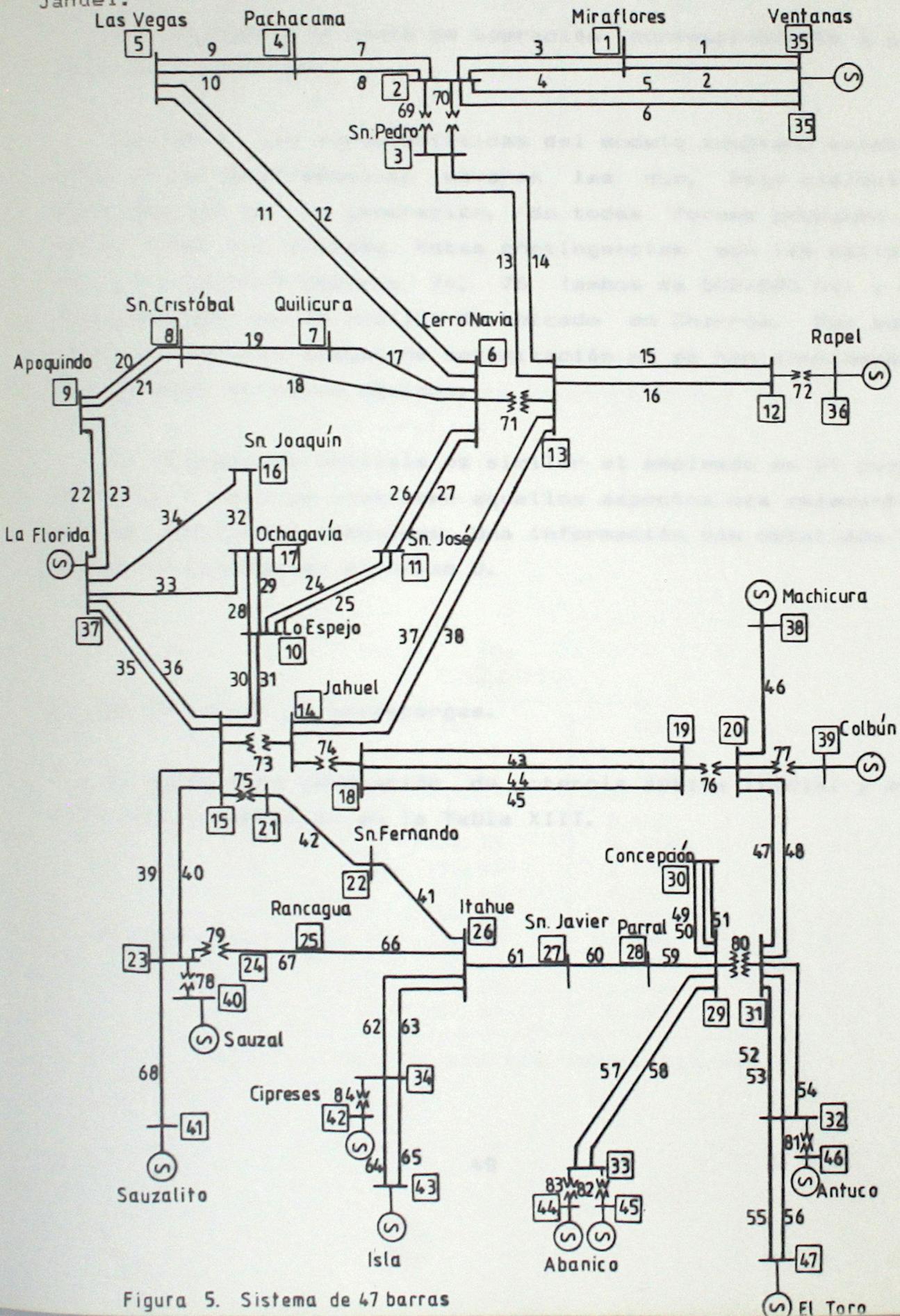


Figura 5. Sistema de 47 barras

Este sistema está compuesto de 47 barras, de las cuales 13 son de generación, 68 líneas de transmisión y 16 transformadores. Se ha tomado como barra libre el nodo 47 que corresponde a la central El Toro.

Se considera un punto de operación correspondiente a una demanda de 1600 MW.

Debido a las características del modelo adoptado existen ciertas salidas demasiado severas las que, bajo cualquier distribución de la generación, de todas formas producen la caída total del sistema. Estas contingencias son las salidas de los transformadores 74, 76 (ambos de 500/220 Kv) y el transformador 80 de 220/154 Kv ubicado en Charrúa. Por esta razón en las dos etapas de optimización no se han considerado las salidas de estos equipos.

El esquema de análisis es similar al empleado en el punto anterior y sólo se mostrarán aquellos aspectos más relevantes de los resultados obtenidos. Una información más detallada de ellos se entrega en el Anexo D.

a) Optimización de sobrecargas.

El perfil de generación de potencia activa inicial y optimizado se muestran en la Tabla XIII.

Equipos	Potencia activa inicial (MW)	Nº	Potencia activa optimizada (MW)	Optimo sobrecargas	Nº	Potencia activa optimizada (MW)
71	2.088	5	28.75	2.088	5	28.77
19	1.004	1	21.40	1.001	1	21.78
37	1.000	0	21.42	1.000	0	21.80
44	1.000	0	24.30	1.000	0	24.56
41	1.000	0	22.75	1.000	0	22.16
13	1.000	0	21.23	1.000	0	21.56
47	1.000	0	24.10	1.000	0	23.09
55	1.000	0	24.30	1.000	0	24.16

Nº: Indica el número de equipos sobrecargados.

Tabla XIII

Barra		Generación inicial MW	Generación optimizada MW
Nº	Nombre		
35	Ventanas	210.00	212.19
36	Rapel	330.00	350.00
37	La Florida	70.00	90.00
38	Machicura	80.00	56.00
39	Colbún	300.00	242.76
40	Sauzal	50.00	70.00
41	Sauzalito	9.00	9.00
42	Cipreses	70.00	90.00
43	Isla	50.00	35.00
44	Abanico	25.00	25.00
45	Abanico	15.00	10.50
46	Antuco	200.00	264.12
47	El Toro	234.80	189.35

La máxima variación experimentada en las barras de generación fue de 64.12 MW en la barra 46 que equivale a un 30% de la potencia inicial.

En la Tabla XIV se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de contingencias frente a sobrecargas para el estado inicial y el optimizado.

Tabla XIV

Salida Equipo	Estado inicial			Optimo sobrecargas		
	J_p	Nº	δ_{max}	J_p	Nº	δ_{max}
73	2.362	8	40.68	2.033	8	39.87
71	2.088	5	38.75	2.023	5	38.77
18	1.004	1	31.40	1.001	1	31.72
37	1.000	0	31.42	1.000	0	31.65
44	1.000	0	34.35	1.000	0	34.26
41	1.000	0	32.75	1.000	0	33.16
13	1.000	0	31.23	1.000	0	31.56
47	1.000	0	34.10	1.000	0	35.09
59	1.000	0	34.30	1.000	0	34.16

Nº: Indica el número de equipos sobrecargados.

δ_{max} : Es la mayor diferencia angular entre barras de generación.

J_p : Es el índice de desempeño de sobrecargas definido en la sección 4.2.

Se aprecia que se bajaron los índices de desempeño asociados a las salidas más severas, aunque el mejoramiento no es muy ostensible. La comparación de los ángulos mayores indica también que no hubo disminución importante de ellos. Sin embargo, se consiguieron los objetivos del método en el sentido de mejorar la respuesta del sistema frente a las sobrecargas, para las salidas más severas.

b) Optimización de reactivos.

El perfil de generación de reactivos y de consignas de voltaje se muestran en la Tabla XV.

Tabla XV

Barra		Optimo sobrecargas		Optimo reactivos	
Nº	Nombre	Gen. Reac. MVAR	Voltaje %	Gen. Reac. MVAR	Voltaje %
35	Ventanas	11.34	1.030	9.45	1.0444
36	Rapel	-3.76	1.050	-7.36	1.0644
37	La Florida	4.70	1.000	4.50	1.0149
38	Machicura	-25.54	1.060	-35.04	1.0660
39	Colbún	-82.45	1.050	-66.02	1.0660
40	Sauzal	0.59	1.000	0.91	1.0143
41	Sauzalito	-3.08	1.000	-3.31	1.0123
42	Cipreses	3.05	1.020	0.98	1.0354
43	Isla	9.38	1.023	8.81	1.0385
44	Abanico	5.17	1.040	5.92	1.0496
45	Abanico	9.17	1.040	10.66	1.0494
46	Antuco	-26.58	1.020	-33.17	1.0211
47	El Toro	0.82	1.040	-22.78	1.0400

La máxima variación de reactivos fue en la barra 47 y corresponde a 23.60 MVAR. La máxima variación del voltaje se produjo en la barra 43 y fue de 0.0155 %.

Los resultados correspondientes a la evaluación de contingencias de esta etapa se muestran en la Tabla XVI.

Tabla XVI

Salida equipo	Optimo sobrecargas			Optimo reactivos		
	J_R	Nº	V_{MIN}	J_R	Nº	V_{MIN}
73	4.338	3	0.9550	3.500	4	0.9750
71	5.170	2	0.9530	4.398	2	0.9690
18	1.408	1	0.9740	1.446	1	0.9900
37	1.394	1	0.9740	1.416	1	0.9900
44	4.174	2	0.9660	4.330	3	0.9815
41	1.447	1	0.9660	1.498	1	0.9800
13	1.411	1	0.9730	1.443	1	0.9800
47	1.566	1	0.9710	1.707	2	0.9810
59	1.412	1	0.9450	1.470	1	0.9630

Nº: Indica el número de generadores con sus límites de reactivos excedidos.

V_{MIN} : Es el voltaje más bajo de las barras de carga.

J_R : Es el índice de desempeño de reactivos definido en la sección 4.2.

En estos resultados se advierte en forma apreciable el mejoramiento de la seguridad frente a las violaciones de límites de reactivos. En primer lugar se logró la disminución de dos (salida equipos 73 y 71) de las tres peores contingencias y se mantuvo la severidad de la restante. Además, el voltaje más bajo correspondiente a cada salida se mejoró en todos los casos, lo que muestra la acertada acción de control ejercida.

Por otro lado, es importante notar que el número de barras en las que se violaron los límites de reactivos aumentó en tres casos: salida de equipos 73, 44 y 47. Esto muestra la tendencia del control, observada anteriormente, que opta por exceder levemente los límites de varias centrales en vez de hacerlo fuertemente en un número muy reducido de ellas.

En la Tabla XVII se comparan los índices de desempeño y el número de límites violados en cada caso para el estado inicial (sin acciones de control) y el final luego de efectuadas las acciones de control preventivo.

Tabla XVII

Salida equipo	Estado inicial				Optimo reactivos			
	Sobrecargas		Reactivos		Sobrecargas		Reactivos	
	J _p	Nº	J _e	Nº	J _p	Nº	J _e	Nº
73	2.362	8	4.328	3	2.042	8	3.504	4
71	2.088	5	5.170	2	2.020	5	4.398	2
18	1.004	1	1.408	1	1.001	1	1.446	1
37	1.000	0	1.379	1	1.000	0	1.416	1
44	1.000	0	4.174	2	1.000	0	4.330	3
41	1.000	0	1.448	1	1.000	0	1.498	1
13	1.000	0	1.411	1	1.000	0	1.443	1
47	1.000	0	1.566	1	1.000	0	1.707	2
59	1.000	0	1.412	1	1.000	0	1.470	1

En la Tabla XVIII se muestran los voltajes mínimos y la mayor diferencia angular para los mismos estados de la tabla anterior.

Tabla XVIII

Salida equipo	Estado inicial		Estado final	
	V_{MIN}	δ_{MAX}	V_{MIN}	δ_{MAX}
73	0.955	40.68	0.975	38.77
71	0.952	38.75	0.969	37.88
18	0.971	31.40	0.990	31.11
37	0.972	31.42	0.990	31.04
44	0.963	34.35	0.982	33.53
41	0.963	32.75	0.980	32.50
13	0.971	31.23	0.989	30.95
47	0.969	34.10	0.981	34.42
59	0.945	34.30	0.963	33.44

Desde el punto de vista de las sobrecargas se logró un mejoramiento de la seguridad, el que se refleja bastante bien en la disminución de los índices de desempeño para las tres peores contingencias. Además, de la Tabla XVIII se desprende que el sistema disminuye las desviaciones angulares consiguiéndose un estado más estable desde el punto de vista dinámico.

Con respecto a los voltajes se observa que en el estado optimizado se suben todos los valores mínimos y por otro lado, se logra un apreciable descenso de los índices de desempeño de las peores contingencias.

Por otra parte, al igual que en el caso anterior, quedó de manifiesto la escasa sensibilidad existente entre los dos controles ejercidos.

Podemos aseverar finalmente que se alcanzaron los objetivos planteados por el control preventivo, en el

sentido de mejorar la seguridad estática del sistema, tanto desde el punto de vista de las sobrecargas como de los reactivos de la generación del sistema.

El método de control preventivo desarrollado en esta tesis, mejora la seguridad estática de un sistema eléctrico de energía al evaluar el estado de las líneas de transmisión y transformadores y de los reactivos de las barras de generación.

Para las sobrecargas, el control ejercido sobre la generación de potencia redistribuye los flujos de potencia a través de la red, de modo que el impacto de las peores contingencias sobre las sobrecargas de los equipos disminuya en forma apreciable.

Si consideramos que en general las contingencias se producen al estar el sistema en condiciones normales de operación, el método de control preventivo puede ser considerado como un método de control preventivo, ya que evita la aparición de situaciones de emergencia, y no varía en su operación a otro estado de emergencia. El objetivo de la optimización de sobrecargas es evitar la aparición de situaciones de emergencia, ya que el método de control preventivo evita la aparición de situaciones de emergencia.

El uso de factores de peso en la función funcional permite ponderar la importancia de las contingencias de sobrecarga de los equipos, ya que la importancia de las contingencias de sobrecarga de los equipos puede ser ponderada en función de la importancia de las contingencias de sobrecarga de los equipos. Por otro lado, el método de control preventivo permite ponderar la importancia de las contingencias de sobrecarga de los equipos, ya que el método de control preventivo permite ponderar la importancia de las contingencias de sobrecarga de los equipos.

CAPITULO V: CONCLUSIONES

El método de control preventivo desarrollado en esta tesis, mejora la seguridad estática de un sistema eléctrico desde el punto de vista de las sobrecargas de líneas de transmisión y transformadores y de los reactivos de las barras de generación.

Para las sobrecargas, el control ejercido sobre la generación de potencia activa redistribuye los flujos de potencia a través de la red, de modo que el impacto de las peores contingencias sobre las sobrecargas de los equipos disminuye en forma apreciable.

Si consideramos que en general las peores contingencias sobre un sistema real son conocidas (ya sea por la experiencia del operador o producto de una jerarquización de contingencias), y no varían mucho de un punto de operación a otro, entonces la función objetivo en la optimización de sobrecargas no experimenta grandes cambios, característica que la hace especialmente fácil de programar y de emplear en la operación en línea del sistema de potencia.

El uso de factores de peso en la funcional permite ponderar la seguridad estática del sistema entre algunas contingencias específicas (que pueden seleccionarse de acuerdo a su importancia estratégica, probabilidad de ocurrencia o algún otro criterio heurístico). Por otro lado, el hecho de que se utilicen como variables de optimización los flujos de potencia, permite controlar separadamente los niveles de sobrecarga tolerables por cada uno de los equipos. Esto otorga gran flexibilidad al operador para permitir que

ciertos equipos de la red (los menos importantes, los más nuevos, etc.) puedan trabajar con márgenes de seguridad mucho menores que los del resto de la red.

Otro resultado importante lo constituye la disminución de los máximos ángulos de las barras del sistema al producirse la eventual salida de equipos. Esta característica hace que el sistema adicionalmente sea más estable desde el punto de vista dinámico en el estado postcontingencia.

Con respecto al control sobre los reactivos, se puede concluir de los resultados obtenidos, que mejora apreciablemente el perfil de voltajes del sistema, así como el índice de desempeño asociado a las contingencias más severas.

Este control redistribuye la generación de reactivos de modo que, al producirse una contingencia, se minimizan las violaciones de los límites en las barras de generación. El criterio seguido aquí, cuando no es posible alcanzar un estado sin exceder los límites de operación de los generadores, es sobrepasar lo menos posible los límites de operación de varias barras, en vez de sobrepasar en forma severa los límites de unas pocas centrales. También en este caso es posible ponderar el mejoramiento de la seguridad del sistema con respecto a algunas contingencias especiales, mediante la adecuada selección de los factores de peso de la función objetivo.

Por otro lado, el hecho de que el control preventivo utilice programación lineal en la solución de los problemas de optimización, asegura una rapidez de procesamiento compatible con los requerimientos de la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos de potencia. Con respecto a este punto debe destacarse que el control preventivo siempre entregará una solución factible, ya que, como se mostró en el

capítulo III, el punto de operación inicial satisface en todos los casos las restricciones impuestos sobre las variables de optimización. Se elimina así uno de los más conocidos inconvenientes que se presentan en el uso de la programación lineal.

El desacoplamiento existente entre las dos etapas de optimización, permite al operador emplear cualquiera de las acciones de control separadamente, sin que se afecte la seguridad de la restante, es decir, puede tomar acciones de control sólo sobre las sobrecargas sin influir en la seguridad de los reactivos y viceversa.

Por último, con respecto a los requisitos computacionales existe un compromiso entre el tiempo de procesamiento y la memoria empleada por el computador. Este tiene su origen en el uso de factores numéricos, calculados previamente y actualizados en línea, que permiten el uso de fórmulas aproximadas para estimar las variables en el estado postcontingencia. Sin embargo, este mayor gasto de memoria no resulta ser crítico, puesto que están disponibles en el mercado una amplia variedad de dispositivos de memoria, a precios convenientes, para aumentar la capacidad de los computadores actualmente en uso.

ANEXO A

METODO DE LOS FACTORES DE DISTRIBUCION

A.1 Descripción general del método

Son bien conocidas las relaciones entre la inyección de potencia activa y los ángulos de las barras de un sistema eléctrico:

$$|P| = |B| \cdot |\theta|$$

$$\delta \quad (1)$$

$$|\theta| = |X| \cdot |P|$$

donde $|B|$ es la matriz susceptancia, y $|X|$ es la matriz reactancia.

Cuando ocurre la salida de cualquier equipo de la red eléctrica, por ejemplo el equipo k entre los nodos p y q , en general se producen cuatro cambios en la matriz susceptancia. Llamando $b_k = 1/X_{p,q}$ podemos expresar este cambio como:

$$|\delta B| = b_k \cdot |M_k| \cdot |M_k|^T \quad (2)$$

donde $|M_k|$ es un vector que tiene sólo dos elementos no nulos, el elemento p vale $+1$ y el q vale -1 .

El nuevo vector de ángulos (la inyección de potencia permanece constante) estará dado por:

$$||\theta| + |\delta\theta|| = ||X| + |\delta X|| \cdot |P| \quad (3)$$

Desarrollando los productos y aplicando (1) se obtiene:

$$|\delta\theta| = |\delta X| \cdot |B| \cdot |\theta| \quad (4)$$

Usando el lema de inversión de matrices se encuentra:

$$|\delta X| = r_{kk} \cdot |X| \cdot |M_k| \cdot |M_k|^T \cdot |X|^T \quad (5)$$

Donde:

$$r_{kk} = -b_k / (1 + b_k \cdot \Xi_{kk}) \quad \text{escalar} \quad (6)$$

$$\Xi_{kk} = |M_k|^T |B|^{-1} |M_k| \quad \text{escalar}$$

El cambio del ángulo de la línea 1 se puede expresar:

$$\delta\theta_1 = |M_1|^T \cdot |\delta\theta| \quad (7)$$

y en términos de los ángulos de barra en el estado precontingencia:

$$\delta\theta_1 = |M_1|^T \cdot |\delta X| \cdot |B| \cdot |\theta| \quad (8)$$

reemplazando (5) y desarrollando obtenemos:

$$\delta\theta_1 = \Xi_{1k} \cdot r_{kk} \cdot \theta_k \quad (9)$$

donde θ_k es el ángulo de la línea k en el estado precontingencia.

Expresando la ecuación (8) en función de los flujos de potencia activa se tiene:

$$\delta P_1 = b_1 \cdot \Xi_{1k} \cdot r_{kk} \cdot P_k / b_k \quad (10)$$

Si definimos $I_{1,k} = b_1 \cdot \Xi_{1k} \cdot r_{kk} / b_k$ llegamos finalmente a la

ecuación:

$$\delta P_1 = I_{1,k} \cdot P_k \quad (11)$$

Así el flujo de potencia activa que circula por el equipo 1 cuando ha salido de servicio el equipo k, está dado por:

$$P_1' = P_1 + I_{1,k} \cdot P_k \quad (12)$$

que es como se presenta en la ecuación (1) de la sección 2.2.

Es importante notar que para calcular los factores $I_{1,k}$ es necesario tener almacenada la matriz reactancia X correspondiente al caso tomado como base. Por lo tanto cada vez que se modifique la topología del sistema será necesario recalcularla para determinar los nuevos factores de distribución.

A.2 Actualización de los factores $I_{1,k}$ ante cambios topológicos

Los factores $I_{1,k}$ se calculan a partir de la matriz reactancia |X| tomada como base. Sin embargo, en la operación en tiempo real la configuración de la red experimenta cambios debido a la mantención de equipos o a la ocurrencia de contingencias, es por lo tanto necesario actualizarla en la operación en línea del sistema.

Como la frecuencia de estos cambios es baja, los requisitos de rapidez en la determinación del nuevo caso base no son tan importantes.

Para las nuevas condiciones topológicas la matriz reactancia X debe cumplir con la ecuación:

$$B \cdot X = U \quad (13)$$

Donde: U es la matriz identidad.

B es la matriz susceptancia del sistema modificado.

Para simplificar los cálculos, la ecuación anterior se descompondrá en columnas:

$$B \cdot X_i = U_i \quad (14)$$

donde los subíndices i indican que se trata del vector correspondiente a la columna i de la matriz original. Así entonces, el vector U_i tendrá todos sus elementos nulos salvo el correspondiente a la posición i que valdrá 1.

Vemos que la ecuación (14) tiene la forma de una ecuación matricial simple, la que puede ser resuelta fácilmente aplicando la técnica de compensación.

Para simplificar la notación llamaremos:

$$X_i = V \quad \text{y} \quad U_i = I$$

Luego la ecuación (14) queda:

$$B \cdot V = I \quad (15)$$

Si multiplicamos por la matriz reactancia del sistema original se tiene:

$$X^{\circ} \cdot |B^{\circ} + \Delta B| \cdot V = X^{\circ} \cdot I \quad (16)$$

donde el superíndice (°) indica que se trata de los valores del caso base.

Desarrollando:

$$|U + X^0 \cdot \Delta B| \cdot V = V^0 \quad (17)$$

Luego si tenemos almacenado el valor correspondiente de V^0 (que corresponde a la columna i de la matriz reactancia del sistema original), el sistema (17) se transforma en un problema muy simple de resolver, equivalente a un sistema de dos ecuaciones (ya que B sólo tiene cuatro elementos no nulos correspondientes a los nodos entre los cuales se produce la variación topológica). El resto de las variables puede obtenerse con sustituciones simples.

De esta manera entonces se dispone de un método muy rápido para determinar la nueva matriz de reactancia del sistema al producirse alteraciones en la red.

Por simplicidad en los análisis que siguen se considera que la demanda varía en forma proporcional en todas las barras, es decir, que los consumos se pueden representar en todo instante como:

$$\text{Demanda barra } i = k_i(P_{maxi} + jQ_{maxi})$$

Donde: P_{maxi} es la demanda máxima de potencia activa de la barra i .

ANEXO B

EVIDENCIA EXPERIMENTAL DEL METODO DE ESTIMACION DE REACTIVOS EN LAS CENTRALES GENERADORAS

B.1 Consideraciones previas

El método seguido para determinar la variación experimentada en la generación de reactivos supone que se conocen, al menos en forma aproximada, los niveles de generación de potencia activa de las centrales que están en funcionamiento y la demanda del sistema (por ejemplo se dispone de los resultados del despacho económico diario). Se ha comprobado que los resultados obtenidos son muy poco sensibles a las variaciones en la generación de potencia activa, por lo que no es necesario tener gran exactitud en la estimación de estos valores. Sin embargo, en las barras de carga la sensibilidad requerida es un poco mayor, por lo que conviene disponer de cierta precisión para determinarla. Afortunadamente, los métodos de estimación de la demanda existentes [16] entregan una predicción lo suficientemente aceptable, como para que la aplicación del método planteado en este trabajo sea factible.

Por simplicidad en los análisis que siguen se considera que la demanda varía en forma proporcional en todas las barras, es decir, que los consumos se pueden representar en todo instante como:

$$\text{Demanda barra } i = K * (P_{\text{maxi}} + jQ_{\text{maxi}})$$

Donde: P_{maxi} es la demanda máxima de potencia activa en la barra i .

Q_{maxi} es la demanda máxima de potencia reactiva en la barra i .

K es un factor que varía entre 0,31 (demanda mínima) y 1,0 (demanda máxima).

Para simplificar la entrada de datos se considera que el número de centrales es siempre el mismo para los diferentes niveles de demanda, y al igual que para las cargas, se supone que la generación varía proporcionalmente, es decir, para cada barra de generación se cumple:

$$\text{Potencia de generación en barra } j = K * P_j$$

donde P_j es la potencia generada por la barra j en el punto de demanda máxima.

B.2 Relación entre la variación de consumo total de reactivos en el sistema y la variación experimentada en los reactivos de las barras de generación

Para diversos valores de la demanda (cinco valores de K entre 1.0 y 0.31) se retiraron los equipos más importantes del sistema, y se determinó la variación experimentada por el consumo total de potencia reactiva y la variación en los reactivos de las barras de generación.

Se efectuaron pruebas tanto en el sistema de 23 barras chileno como en el de 24 barras del IEEE mostrado en la figura 6.

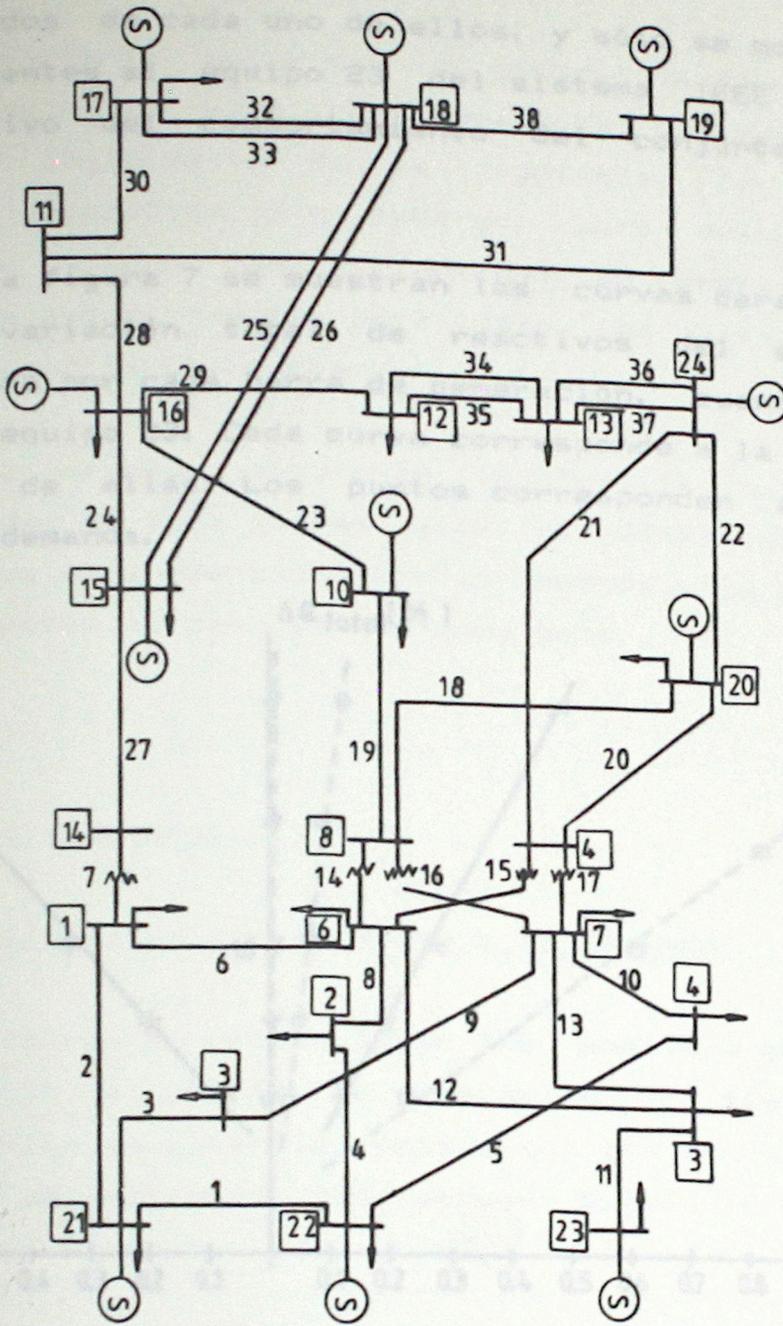


Figura 6. Sistema IEEE 24 barras

Los resultados obtenidos de las pruebas de simulación de contingencias en ambos sistemas entregaron resultados similares. Todos los equipos presentaron un comportamiento análogo en cada uno de los estudios realizados. Es por esta razón que se ha considerado innecesario mostrar en detalle

los resultados de cada uno de ellos, y sólo se mostrarán los correspondientes al equipo 23 del sistema IEEE tomado como representativo del comportamiento del conjunto de equipos analizados.

En el la figura 7 se muestran las curvas características entre la variación total de reactivos del sistema y la experimentada por cada barra de generación, cuando ocurre la salida del equipo 23. Cada curva corresponde a la característica de una de ellas. Los puntos corresponden a diferentes niveles de demanda.

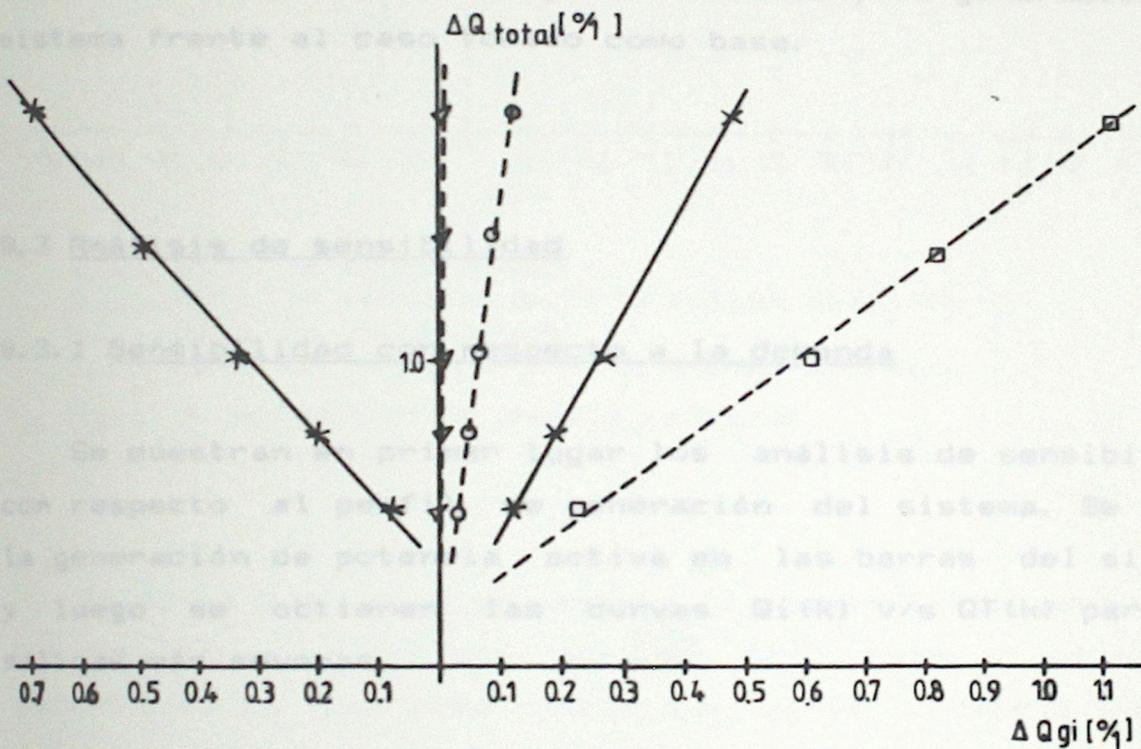


Figura 7. Curva de Reactivos

En todos los casos se obtuvieron curvas cercanas a la recta (ecuación (2) de la sección 2.3 de esta tesis) de la forma:

$$Q_i(k) = E_{i,k} \times Q_T(k) + F_{i,k} \quad (1)$$

Que determinan la variación de la generación de reactivos de la barra i ($Q_i(k)$) cuando sale de servicio el equipo k .

Es importante notar que en general la forma de la curva $Q_i(k)$ v/s $Q_T(k)$ será característica de cada sistema y dependerá lógicamente de la topología, la demanda y las barras de generación. Sin embargo, para estos dos sistemas estudiados y con las variaciones de generación y demanda detalladas anteriormente, para todas las salidas de equipos se obtuvieron líneas rectas.

En la sección siguiente se realiza un análisis de sensibilidad de las curvas $Q_i(k)$ v/s $Q_T(k)$ con respecto a variaciones experimentadas por la demanda y la generación del sistema frente al caso tomado como base.

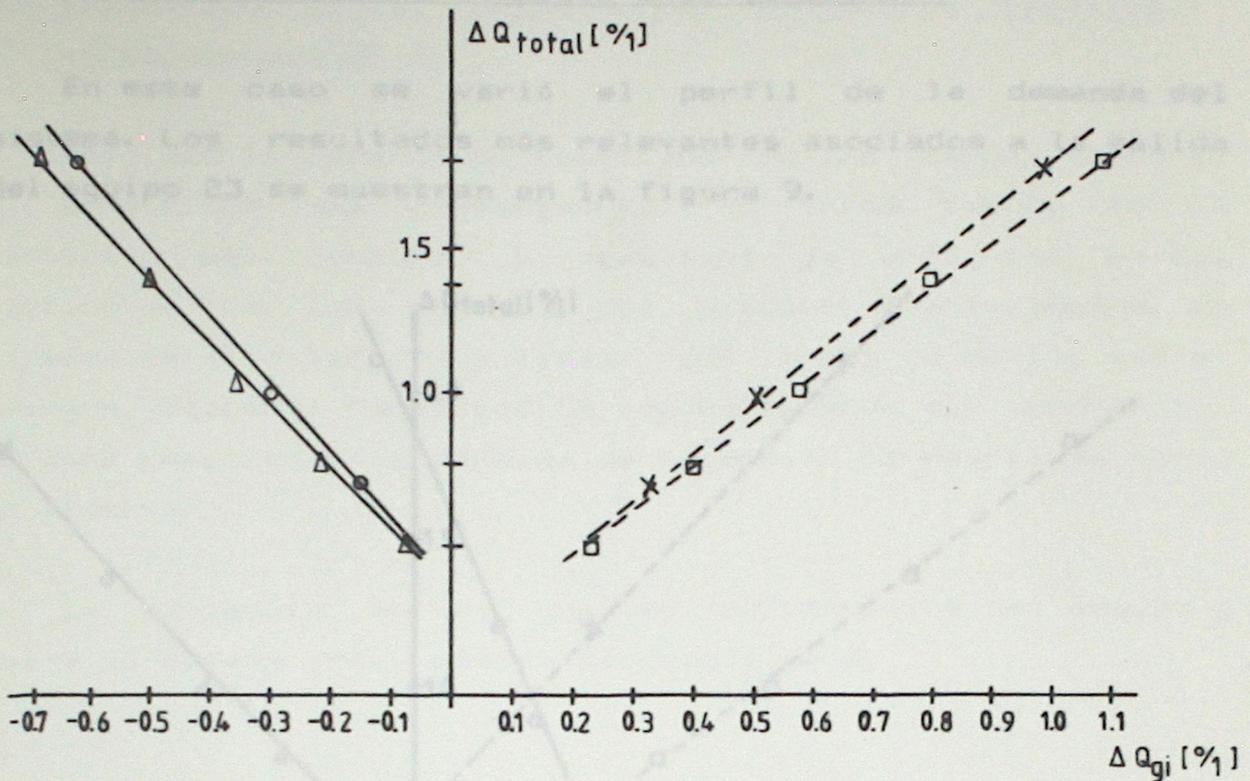
B.3 Análisis de sensibilidad

B.3.1 Sensibilidad con respecto a la demanda

Se muestran en primer lugar los análisis de sensibilidad con respecto al perfil de generación del sistema. Se varia la generación de potencia activa en las barras del sistema y luego se obtienen las curvas $Q_i(k)$ v/s $Q_T(k)$ para las salidas más severas.

Al igual que en el caso anterior la respuesta de los sistemas fue análoga para todas las salidas de equipos, por lo que sólo se mostrarán los efectos asociados a la salida del equipo 23.

En la figura 8 se muestran las curvas de aquellas barras de generación, donde las variaciones con respecto al caso base eran más apreciables.



- Δ — Barra 16 estado original
- O — Barra 16 estado con perfil de demanda modificado
- \square — Barra 20 estado original
- X — Barra 20 estado con perfil de demanda modificado

Figura 8 Variación de la demanda modificada

En todos los casos se observa una pequeña variación entre los resultados obtenidos con el caso base y el sistema perturbado. Es por esta razón que no se requiere una gran precisión en la estimación del perfil de generación de potencia activa del sistema. Bastará por lo tanto el conocimiento del perfil de generación típico tomado como base (por ejemplo los resultados del despacho de carga diario), para obtener las relaciones entre $Q_i(k)$ y $Q_T(k)$, las que se mantendrán para distintos perfiles de generación que no se aparten en forma excesiva del caso tomado como base.

B.3.2 Sensibilidad con respecto a la generación

En este caso se varió el perfil de la demanda del sistema. Los resultados más relevantes asociados a la salida del equipo 23 se muestran en la figura 9.

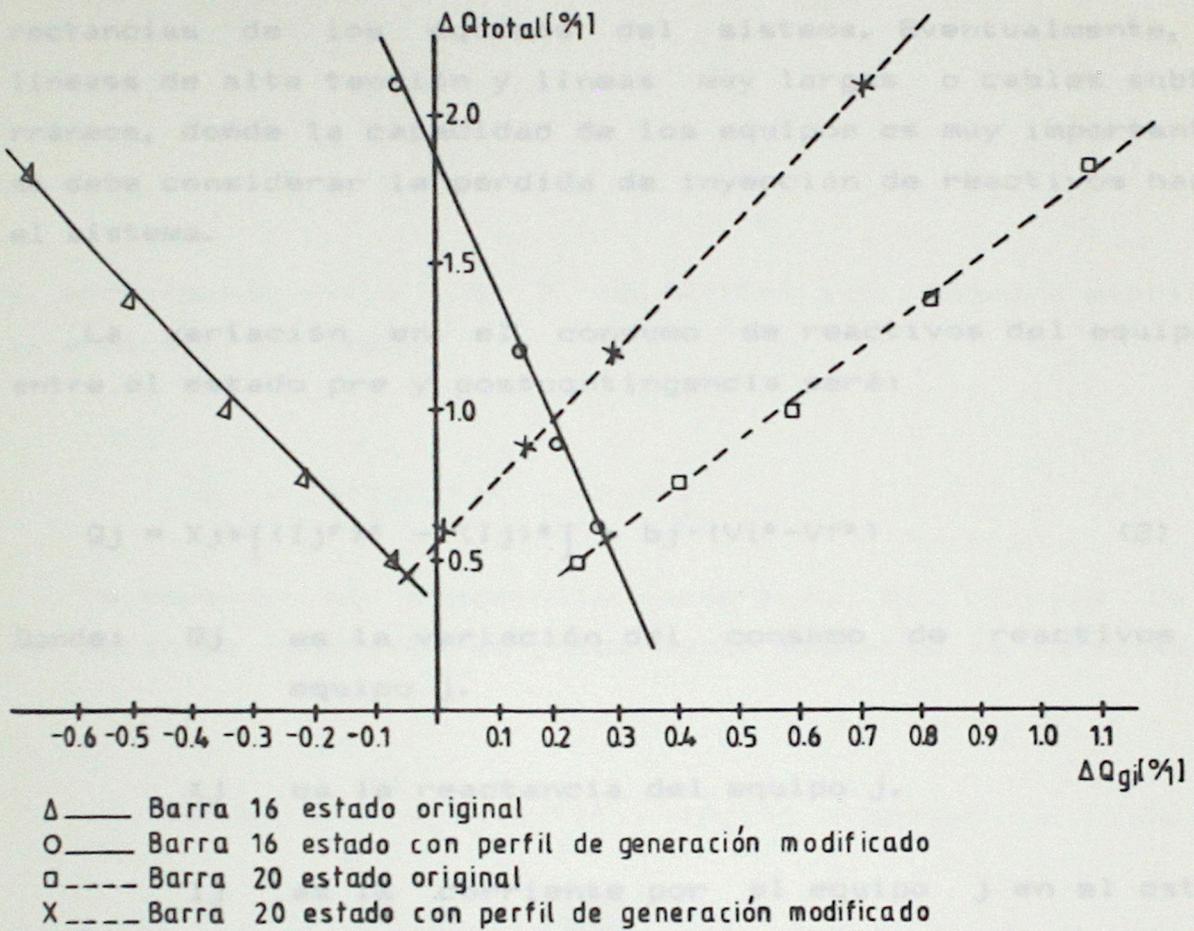


Figura 9. Variación de la generación

El examen de estas curvas revela que la variación experimentada por las curvas $Q_T(k)$ v/s $Q_i(k)$ es más significativa que en el caso anterior. Es necesario por lo tanto, que la predicción de la demanda tenga cierto nivel de precisión. La tolerancia de la estimación dependerá lógicamente de las características particulares de cada sistema.

B.4 Estimación de la variación del consumo de reactivos en el sistema QT(k)

Dado que la demanda de reactivos en las cargas no varía al producirse una contingencia, la única fuente de la variación del consumo de reactivos se encuentra en las reactancias de los equipos del sistema. Eventualmente, en líneas de alta tensión y líneas muy largas o cables subterráneos, donde la capacidad de los equipos es muy importante, se debe considerar la pérdida de inyección de reactivos hacia el sistema.

La variación en el consumo de reactivos del equipo j entre el estado pre y postcontingencia será:

$$Q_j = X_j \cdot [(I_j^p)^2 - (I_j)^2] + b_j \cdot (V_i^2 - V_f^2) \quad (2)$$

Donde: Q_j es la variación del consumo de reactivos del equipo j .

X_j es la reactancia del equipo j .

I_j es la corriente por el equipo j en el estado precontingencia.

I_j^p es la corriente por el equipo j en el estado postcontingencia.

$V_i^2 - V_f^2$ es la diferencia promedio del voltaje entre las barras a las cuales está conectado el equipo j , en los instantes pre y postcontingencia. Los valores reales de esta diferencia son muy pequeños, por lo que se les puede despreciar con respecto a los restantes.

b_j es la susceptancia del equipo j .

Expresando la corriente en función de la potencia y el voltaje, se tiene:

$$(I_j)^2 = \frac{(P_j)^2 + (Q_j)^2}{(V_i)^2} \quad (3)$$

y aproximando $V_i = 1.0$ y $(Q_j/P_j)^2 \ll 1.0$ podemos escribir la ecuación (2) como:

$$Q_j = X_j * [(P_j^F)^2 - (P_j)^2] \quad (4)$$

De acuerdo al desarrollo anterior, el cálculo de la variación de reactivos se puede hacer mediante la fórmula:

$$QT(k) = \sum_{j=1}^{n1} X_j * [(P_j^F)^2 - (P_j)^2] + b_k * V_k^2 \quad (5)$$

donde b_k es la susceptancia del equipo k y V el voltaje promedio de las barras terminales del equipo k en el estado precontingencia.

Debido al error sistemático que se produce al despreciar Q^2 frente a P^2 , es necesario emplear un factor de corrección para mejorar la estimación de $QT(k)$. La figura 10 muestra una curva del valor exacto en función del valor aproximado por la fórmula (5), para la salida del equipo 23. Se trata de una recta, por lo que el factor de corrección resulta ser constante.

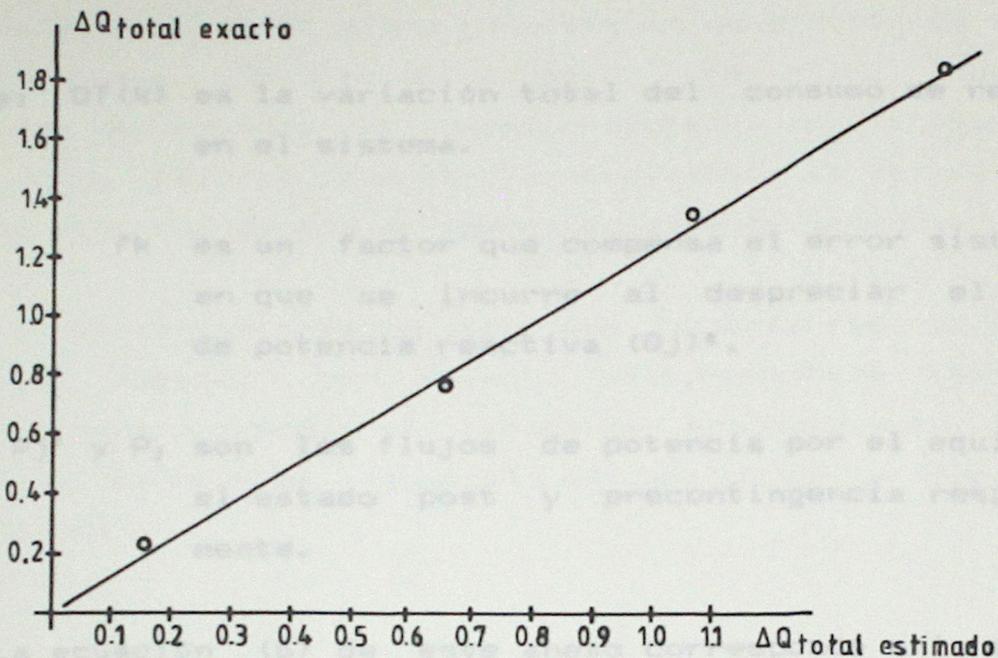


Figura 10. Correlación para variación de reactivos

Luego es necesario agregar un factor de corrección a la ecuación (5) para estimar en forma más precisa la variación de reactivos. Este factor es dependiente del equipo y variará para cada uno de ellos. De los estudios realizados se determinó que su valor fluctuaba entre 1.05 y 1.25 para los equipos de los dos sistemas considerados en este anexo.

La ecuación definitiva entonces para calcular la variación total de reactivos en el sistema, asociada a la salida del equipo k es:

$$QT(k) = f_k \times \sum_{j=1}^{n1} X_j \cdot |(P_j^F)^2 - (P_j)^2| + b_k \cdot V^2 \quad (6)$$

Donde: $QT(k)$ es la variación total del consumo de reactivos en el sistema.

f_k es un factor que compensa el error sistemático en que se incurre al despreciar el término de potencia reactiva $(Q_j)^2$.

P_j^F y P_j son los flujos de potencia por el equipo j en el estado post y precontingencia respectivamente.

La ecuación (6) de este anexo corresponde a la ecuación (3) mencionada en el punto 2.3 de esta tesis.

B.5 Actualización de los factores $E_{i,k}$ y $F_{i,k}$.

Dado que estos factores relacionan el efecto de una contingencia con las barras de generación, la mayoría de ellos son nulos o despreciables. Los factores significativos son los correspondientes a las centrales más cercanas solamente.

Por otra parte, al ser calculados considerando una configuración topológica base, será necesario actualizarlos cuando esta configuración base varíe.

Lo anterior indica que el primer paso a seguir para lograr la actualización consiste en determinar el conjunto de

los equipos de la red para los cuales es necesario realizarla. Esto disminuye considerablemente el esfuerzo computacional en esta etapa.

La actualización misma consiste en determinar la ecuación de la nueva característica $Q_i(k)$ v/s $Q_T(k)$ asociada al conjunto de equipos (k) preseleccionados en la etapa anterior. Para ello se debe simular nuevamente la salida de cada equipo para dos puntos de operación característicos.

La simulación anterior conviene hacerla con un flujo de potencia rápido, por ejemplo Newton-Raphson desacoplado rápido, para disminuir el tiempo de procesamiento. Con ello se logra mejorar el desempeño del método en la operación en tiempo real.

$|\Delta V|$ es el vector de la variación de voltaje.

$|B|$ es la parte del jacobiano del sistema que relaciona estas variables.

Escribamos la ecuación (11) como:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_g \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{gg} & B_{gl} \\ B_{lg} & B_{ll} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_g \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (12)$$

donde el subíndice g indica barras de generación y el subíndice l barras de carga.

Dado que sólo se variará la inyección de potencia reactiva en las barras de generación, se obtienen las siguientes relaciones:

ANEXO C

SENSIBILIDAD VOLTAJE-REACTIVOS

Desarrollando ambas ecuaciones se llega a la expresión:
 En el método Newton-Raphson desacoplado se determina la siguiente relación entre la inyección de reactivos y los voltajes:

$$|\Delta Q| = |B| \cdot |\Delta V| \quad (1)$$

Donde: $|\Delta Q|$ es el vector de la variación en la inyección de reactivos de las barras del sistema.

$|\Delta V|$ es el vector de la variación de voltaje.

$|B|$ es la parte del jacobiano del sistema que relaciona estas variables.

Escribamos la ecuación (1) como:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_g \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{gg} & B_{gl} \\ B_{lg} & B_{ll} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_g \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (2)$$

donde el subíndice g indica barras de generación y el subíndice l barras de carga.

Dado que sólo se variará la inyección de potencia reactiva en las barras de generación, se obtienen las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
 |\Delta Q_g| &= |B_{gg}| \cdot |\Delta V_g| + |B_{g1}| \cdot |\Delta V_1| & (3) \\
 0 &= |B_{1g}| \cdot |\Delta V_g| + |B_{11}| \cdot |\Delta V_1|
 \end{aligned}$$

Desarrollando ambas ecuaciones se llega a la expresión:

$$|\Delta Q_g| = |B_g| \cdot |\Delta V_g| \quad (4)$$

Donde: $|B_g| = ||B_{gg}| - |B_{g1}| \cdot |B_{11}|^{-1} \cdot |B_{1g}||$

En nuestro caso conocemos las variaciones en la inyección de reactivos de las barras generadoras, por lo tanto debemos invertir la ecuación (4) para determinar las consignas de voltaje:

$$|\Delta V_g| = |S| \cdot |\Delta Q_g| \quad (5)$$

Donde: $|S| = |B_g|^{-1}$

Esta es la ecuación que se utiliza para obtener el perfil de generación de reactivos determinado por el proceso de optimización de la seguridad descrito en la sección 3.3.

ANEXO D

Tabla D.1

ESTADOS Y LIMITES DE OPERACION

No. Equipo	Potencia Máxima
1	0.4500
2	0.4500
3	0.4500
4	0.4500
5	0.4500
6	0.4500
7	0.4500
8	0.4500
9	0.4500
10	0.4500
11	0.4500
12	0.4500
13	0.4500
14	0.4500
15	0.4500
16	0.4500
17	0.4500
18	0.4500
19	0.4500
20	0.4500
21	0.4500
22	0.4500
23	0.4500
24	0.4500
25	0.4500
26	0.4500
27	0.4500
28	0.4500
29	0.4500
30	0.4500
31	0.4500
32	0.4500
33	0.4500

En este anexo se entregan en forma detallada los estados correspondientes a cada etapa de optimización, así como los límites de las variables de operación usadas en la evaluación de contingencias.

Se seguirá el mismo orden en que se desarrollan los análisis en el Capítulo IV.

D.1 Sistema de 23 barras.

D.1.1 Límites de operación de los equipos

En la Tabla D.I se muestra el límite de sobrecarga adoptado para los equipos de la red. El código de los equipos es igual al que aparece en la figura 4.

En la tabla D.II se muestran los límites de reactivos en las barras de generación.

Tabla D. I

Nº Equipo	Potencia Máxima % Base 100 MVA
1	0.4600
2	0.4600
3	0.8600
4	0.8600
5	0.8600
6	0.6000
7	0.9000
8	0.6000
9	0.9500
10	0.9500
11	2.4800
12	2.4800
13	0.6700
14	0.6700
15	0.6000
16	0.6000
17	1.1900
18	1.1900
19	1.5000
20	1.5000
21	1.5000
22	1.5000
23	3.2000
24	1.7100
25	0.8500
26	1.7100
27	1.3600
28	1.9500
29	0.7000
30	0.3100
31	0.6200
32	1.8800
33	1.2000

En la tabla D. II se muestran los límites de reactivos en las barras de generacion.

Tabla D. II

Nº Barra	Límite inferior %/ Base 100 MVA	Límite superior %/ Base 100 MVA
15	-0.2000	0.4000
16	-0.1000	0.2000
17	-0.2000	0.4000
18	-0.3000	0.4000
19	-0.4000	0.4000
20	-0.2000	0.2000
21	-0.4000	0.4000
22	-0.3000	1.0000
23	-0.8000	0.9000

D.1.2 Estados de operación

A continuación se entregan los estados resultantes de un flujo de potencia Newton-Raphson completo para cada una de las etapas de optimización del punto 4.3.

a) Demanda Media

Estado Inicial

BARRA	VOLTAJE		PCT.AC.	PCT.REA
	MAGNITUD	DELTA		
1	1.0905	-2.7330	0.0	0.0
2	1.0676	-4.1955	-0.1632	0.0204
3	1.0632	-3.0930	0.0	0.0
4	1.0469	-6.2366	-0.9824	-0.2584
5	1.0624	-5.7842	-0.1700	-0.0150
6	1.0537	-5.1936	-0.3740	-0.1020
7	1.0516	-8.8546	0.0	0.0
8	1.0516	-9.9486	0.0	0.0
9	1.0454	-11.1598	-1.2000	-0.3740
10	1.0536	-7.8949	0.0	0.0
11	1.0542	-10.2008	-0.9520	-0.4012
12	1.0471	-0.8943	0.0	0.0
13	1.0602	-10.0666	-0.8840	-0.0952
14	1.0786	-7.4361	-0.8160	-0.0816
15	1.0300	2.3715	0.3200	-0.0825
16	1.0200	2.4035	0.1600	-0.0673
17	1.0300	1.4694	0.3200	-0.1199
18	1.1000	-1.1441	0.4800	-0.1571
19	1.0400	-5.6122	0.3200	-0.0974
20	1.0400	-6.6066	0.1600	-0.0901
21	1.0400	-5.6122	0.3200	-0.0974
22	1.1000	-0.3719	0.3200	-0.0974
23	1.0400	0.0	1.9200	0.4276
			1.6317	-0.9646

Estado Optimo de Sobrecargas

BARRA	MAGNITUD	DELTA	PCT.AC.	PCT.REA
1	1.0910	-2.0785	0.0	0.0
2	1.0669	-3.8906	-0.1632	0.0204
3	1.0630	-2.9360	0.0	0.0
4	1.0462	-5.9342	-0.9824	-0.2584
5	1.0614	-5.2779	-0.1700	-0.0150
6	1.0525	-4.4872	-0.3740	-0.1020
7	1.0496	-8.5616	0.0	0.0
8	1.0513	-10.0429	0.0	0.0
9	1.0446	-11.1286	-1.2000	-0.3740
10	1.0531	-8.2200	0.0	0.0
11	1.0540	-10.2642	-0.9520	-0.4012
12	1.0468	0.1201	0.0	0.0
13	1.0598	-9.8756	-0.8840	-0.0952
14	1.0785	-7.1791	-0.8160	-0.0816
15	1.0300	3.6327	0.3441	-0.0797
16	1.0200	3.6672	0.1720	-0.0659
17	1.0300	2.6622	0.3441	-0.1171
18	1.1000	-0.1725	0.5760	0.1525
19	1.0400	-6.1955	0.2837	-0.0949
20	1.0400	-7.0774	0.1418	-0.0871
21	1.0400	-6.1955	0.2837	-0.0949
22	1.1000	-0.0177	1.9460	0.4332
23	1.0400	0.0	1.5449	-0.9550

Estado Optimo de Reactivos

BARRA	MAGNITUD	DELTA	PCT.AC.	PCT.REA
1	1.0867	-2.0479	0.0	0.0
2	1.0637	-3.8917	-0.1632	0.0204
3	1.0609	-2.9307	0.0	0.0
4	1.0429	-5.9478	-0.9824	-0.2584
5	1.0528	-5.2208	-0.1700	-0.0150
6	1.0390	-4.3448	-0.3740	-0.1020
7	1.0337	-8.5509	0.0	0.0
8	1.0453	-10.0637	0.0	0.0
9	1.0358	-11.1658	-1.2000	-0.3740
10	1.0501	-8.2667	0.0	0.0
11	1.0483	-10.2915	-0.9520	-0.4012
12	1.0306	0.4296	0.0	0.0
13	1.0449	-9.7782	-0.8840	-0.0952
14	1.0613	-6.9609	-0.8160	-0.0816
15	1.0124	4.0599	0.3441	-0.0851
16	1.0000	4.1039	0.1720	-0.0742
17	1.0124	3.0568	0.3441	-0.1247
18	1.0947	-0.1251	0.5760	0.1358
19	1.0400	-6.2363	0.2837	-0.0721
20	1.0400	-7.1211	0.1418	-0.0669
21	1.0400	-6.2362	0.2837	-0.0721
22	1.0798	0.4537	1.9460	0.3883
23	1.0400	0.0	1.5461	-0.8904

b) Demanda Máxima

Estado Inicial

BARRA	VOLTAJE		POT.AC.	PCT.REA
	MAGNITUD	DELTA		
1	1.0867	-3.0472	0.0	0.0
2	1.0593	-4.5313	-0.2040	0.0255
3	1.0568	-3.1176	0.0	0.0
4	1.0320	-7.1253	-1.2280	-0.3230
5	1.0492	-5.3329	-0.2125	-0.0187
6	1.0399	-3.4544	-0.4675	-0.1275
7	1.0320	-7.1322	0.0	0.0
8	1.0309	-7.7382	0.0	0.0
9	1.0224	-9.5191	-1.5000	-0.4675
10	1.0457	-3.9461	0.0	0.0
11	1.0314	-8.5536	-1.1900	-0.5015
12	1.0422	1.8653	0.0	0.0
13	1.0411	-8.1317	-1.1050	-0.1190
14	1.0664	-4.7802	-1.0200	-0.1020
15	1.0300	5.9678	0.4000	-0.0512
16	1.0200	6.0080	0.2000	-0.0518
17	1.0300	4.8340	0.4000	-0.0801
18	1.1000	-1.3862	0.5000	0.2191
19	1.0400	0.3696	0.6000	-0.0207
20	1.0400	-1.5114	0.3000	-0.0320
21	1.0400	0.3696	0.6000	-0.0207
22	1.1000	4.1653	2.4000	0.6745
23	1.0400	0.0	1.6570	-0.7757

Estado Optimo de Sobrecargas

BARRA	VOLTAJE		POT.AC.	PCT.REA
	MAGNITUD	DELTA		
1	1.0877	-2.5556	0.0	0.0
2	1.0589	-4.5956	-0.2040	0.0255
3	1.0565	-3.2705	0.0	0.0
4	1.0316	-7.1917	-1.2280	-0.3230
5	1.0493	-6.4371	-0.2125	-0.0187
6	1.0405	-5.5811	-0.4675	-0.1275
7	1.0328	-8.9860	0.0	0.0
8	1.0311	-9.4665	0.0	0.0
9	1.0223	-11.2016	-1.5000	-0.4675
10	1.0453	-6.1265	0.0	0.0
11	1.0316	-10.0818	-1.1900	-0.5015
12	1.0421	-0.8536	0.0	0.0
13	1.0410	-9.4766	-1.1050	-0.1190
14	1.0664	-5.9887	-1.0200	-0.1020
15	1.0300	2.7851	0.3548	-0.0534
16	1.0200	2.8208	0.1774	-0.0529
17	1.0300	1.7798	0.3548	-0.0812
18	1.1000	-0.3980	0.6500	0.2081
19	1.0400	-2.3108	0.5304	-0.0225
20	1.0400	-3.9737	0.2652	-0.0306
21	1.0400	-2.3108	0.5304	-0.0225
22	1.1000	3.1496	2.4513	0.6826
23	1.0400	0.0	1.7419	-0.7713

Estado Optimo de Reactivos

BARRA	VOLTAJE		PCI.AC.	POT.BEA
	MAGNITUD	DELTA		
1	1.0837	-2.5208	0.0	0.0
2	1.0563	-4.5981	-0.2040	0.0250
3	1.0549	-3.2666	0.0	0.0
4	1.0288	-7.2073	-1.2280	-0.3230
5	1.0434	-6.4104	-0.2125	-0.0187
6	1.0316	-5.5017	-0.4675	-0.1275
7	1.0261	-8.9891	0.0	0.0
8	1.0275	-9.4803	0.0	0.0
9	1.0172	-11.2306	-1.5000	-0.4675
10	1.0435	-6.1479	0.0	0.0
11	1.0281	-10.1013	-1.1900	-0.5015
12	1.0313	-0.6596	0.0	0.0
13	1.0331	-9.4336	-1.1050	-0.1190
14	1.0575	-5.8720	-1.0200	-0.1020
15	1.0186	3.0582	0.3548	-0.0560
16	1.0054	3.1071	0.1774	-0.0621
17	1.0186	2.0310	0.3548	-0.0850
18	1.0947	-0.3449	0.6500	-0.1864
19	1.0400	-2.3257	0.5304	-0.0091
20	1.0400	-3.9914	0.2652	-0.0187
21	1.0400	-2.3257	0.5304	-0.0091
22	1.0900	3.4290	2.4513	-0.6653
23	1.0400	0.0	1.7426	-0.7218

D.2 Sistema de 47 barras.

D.2.1 Límites de operación de los equipos

En la Tabla D.III se muestra el límite de sobrecarga adoptado para los equipos de la red. El código de los equipos es igual al que aparece en la figura 5.

Tabla D. III

Nº Equipo	Potencia Máxima • /, Base 100 MVA	Nº Equipo	Potencia Max. • /, Base 100MVA
1	1.1000	47	2.2200
2	1.1000	48	2.2000
3	1.1000	49	1.5400
4	1.1000	50	1.5400
5	1.1000	51	1.5400
6	1.1000	52	2.2000
7	1.1000	53	2.2000
8	1.1000	54	2.2000
9	1.1000	55	2.2000
10	1.1000	56	2.2000
11	1.1000	57	1.5400
12	1.1000	58	1.5400
13	2.2000	59	1.5400
14	2.2000	60	1.5400
15	2.2000	61	1.5400
16	2.2000	62	1.5400
17	1.1000	63	1.5400
18	1.1000	64	1.5400
19	1.1000	65	1.5400
20	1.1000	66	1.5400
21	1.1000	67	1.5400
22	1.1000	68	1.1000
23	1.1000	69	4.0000
24	1.1000	70	4.0000
25	1.1000	71	4.0000
26	1.1000	72	4.0000
27	1.1000	73	4.0000
28	5.0000	74	6.0000
29	5.0000	75	1.5400
30	5.0000	76	6.0000
31	5.0000	77	6.0000
32	5.0000	78	1.5400
33	5.0000	79	1.5400
34	5.0000	80	4.0000
35	5.0000	81	2.2000
36	1.1000	82	1.5400
37	2.2000	83	1.5400
38	2.2000	84	1.5400
39	1.1000		
40	1.1000		
41	1.5400		
42	1.5400		
43	5.0000		
44	5.0000		
45	5.0000		
46	2.2200		

Estado Inicial

En la tabla D.VI se muestran los límites de reactivos en las barras de generación.

Tabla D.VI

Nº Barra	Límite inferior %/ Base 100 MVA	Límite superior %/ Base 100 MVA
35	-1.0500	1.0500
36	-1.1500	1.1500
37	-0.4360	0.4360
38	-0.4360	0.4360
39	-1.3000	1.3000
40	-0.2300	0.2300
41	-0.0436	0.0436
42	-0.4360	0.4360
43	-0.2000	0.2000
44	-0.0800	0.0800
45	-0.0500	0.0500
46	-1.0000	1.0000
47	-1.3000	1.3000

D.2.2 Estados de operación

A continuación se entregan los estados resultantes de un flujo de potencia Newton-Raphson completo para cada una de las etapas de optimización del punto 4.4.

Estado Inicial

VOLTAJE

BARRA	MAGNITUD	DELTA	POT.AC.	POT.REA
1	1.0133	-24.4773	-0.9360	-0.1466
2	1.0176	-24.3895	-0.3660	0.0252
3	1.0194	-23.9067	-1.5804	0.1248
4	1.0075	-25.3513	-0.2832	-0.0396
5	1.0031	-25.8806	-0.3000	-0.0432
6	1.0057	-26.3838	-0.7572	-0.1080
7	0.9946	-27.4395	-0.4872	-0.0696
8	0.9846	-28.4787	-1.0404	-0.1476
9	0.9876	-28.3526	-0.5808	-0.0828
10	0.9961	-27.2750	-1.1424	-0.1584
11	1.0033	-26.6233	-0.3108	-0.0444
12	1.0523	-12.4148	0.0	0.0
13	1.0289	-20.7873	0.0	0.0
14	1.0501	-19.5875	0.0	0.0
15	1.0184	-24.4586	-0.2604	-0.1092
16	0.9816	-28.4141	-1.0764	-0.1536
17	0.9894	-28.0033	-0.8628	-0.1236
18	1.0909	-15.3219	0.0	-2.0000
19	1.0977	-13.0544	0.0	-2.5000
20	1.0714	-8.8800	0.0	0.0
21	1.0104	-24.0464	0.0	0.0
22	0.9802	-21.3913	-0.3036	-0.1068
23	0.9995	-23.2643	-0.5040	-0.0188
24	0.9754	-22.9684	0.0	0.0
25	0.9712	-22.7294	-0.2820	-0.1944
26	0.9898	-17.9559	-0.3744	-0.0948
27	0.9846	-17.8755	-0.2532	-0.0204
28	0.9863	-16.0350	-0.1944	-0.0852
29	1.0160	-10.1428	-1.2996	-0.5296
30	0.9843	-14.8874	-1.9824	-0.1248
31	1.0358	-5.1411	0.0	0.0
32	1.0378	-0.8725	0.0	0.0
33	1.0290	-9.4913	0.0	0.0
34	1.0223	-11.5501	0.0	0.0
35	1.0300	-21.9559	2.1000	0.1270
36	1.0500	-8.9906	3.3000	-0.0242
37	1.0000	-27.0474	0.7000	0.1425
38	1.0600	-3.4435	0.8000	-0.2714
39	1.0500	-4.5212	3.0000	-0.6728
40	1.0000	-20.6180	0.5000	0.0168
41	1.0000	-21.6206	0.0900	-0.0240
42	1.0200	-6.6209	0.7000	0.0118
43	1.0230	-11.4866	0.5000	0.0867
44	1.0400	-5.8750	0.2500	0.0504
45	1.0400	-8.4489	0.1500	0.0898
46	1.0200	3.9502	2.0000	-0.3245
47	1.0400	0.0	2.3486	-0.0234

Estado Optimo de Sobrecargas

VOLTAJE

BARRA	MAGNITUD	DELTA	POT.AC.	POT.REA
1	1.0135	-23.3657	-0.9360	-0.1466
2	1.0178	-23.3020	-0.3660	0.0252
3	1.0206	-22.8987	-1.5804	0.1248
4	1.0077	-24.2581	-0.2832	-0.0396
5	1.0034	-24.7821	-0.3000	-0.0432
6	1.0060	-25.2608	-0.7572	-0.1080
7	0.9949	-26.2816	-0.4872	-0.0696
8	0.9848	-27.2416	-1.0404	-0.1476
9	0.9878	-27.0583	-0.5808	-0.0928
10	0.9962	-26.0807	-1.1424	-0.1584
11	1.0035	-25.4858	-0.3108	-0.0444
12	1.0528	-10.9477	0.0	0.0
13	1.0303	-19.8366	0.0	0.0
14	1.0523	-18.9179	0.0	0.0
15	1.0187	-23.2865	-0.2604	-0.1092
16	0.9814	-27.1362	-1.0764	-0.1536
17	0.9892	-26.7628	-0.8628	-0.1236
18	1.0952	-15.2264	0.0	-2.0000
19	1.1017	-13.2706	0.0	-2.5000
20	1.0744	-9.6617	0.0	0.0
21	1.0104	-22.8226	0.0	0.0
22	0.9805	-19.8927	-0.3036	-0.1068
23	1.0015	-20.9466	-0.5040	-0.0188
24	0.9780	-20.8621	0.0	0.0
25	0.9735	-20.6707	-0.2820	-0.1944
26	0.9906	-16.3165	-0.3744	-0.0948
27	0.9858	-16.6146	-0.2532	-0.0204
28	0.9879	-15.2022	-0.1944	-0.0852
29	1.0165	-10.1275	-1.2996	-0.5296
30	0.9848	-14.8673	-1.9824	-0.1248
31	1.0363	-5.1539	0.0	0.0
32	1.0380	-0.7015	0.0	0.0
33	1.0286	-9.5715	0.0	0.0
34	1.0224	-9.6247	0.0	0.0
35	1.0300	-20.8218	0.0	0.0
36	1.0500	-7.3173	2.1219	0.1134
37	1.0000	-25.6605	3.5000	-0.0376
38	1.0600	-5.7686	0.7000	0.0470
39	1.0500	-6.1457	0.5600	-0.2554
40	1.0000	-17.2479	2.4276	-0.8245
41	1.0000	-19.2718	0.7000	0.0059
42	1.0200	-3.2827	0.0900	-0.0308
43	1.0230	-9.5822	0.9000	0.0305
44	1.0400	-5.9541	0.3500	0.0938
45	1.0400	-8.8417	0.2500	0.0517
46	1.0200	5.6718	0.1050	0.0917
47	1.0400	0.0	2.6412	-0.2658
			1.8935	0.0082

Estado Optimo de Reactivos

VOLTAJE

BARRA	MAGNITUD	DELTA	POT. AC.	POT. REA
1	0.9384	-23.9357	-0.9360	-0.1466
1	0.9331	-23.8615	-0.3660	0.0252
1	0.9361	-23.3975	-1.5804	0.1248
1	0.9233	-24.7977	-0.2832	-0.0396
1	0.9191	-25.3140	-0.3000	-0.0432
1	0.9222	-25.8137	-0.7572	-0.1080
1	0.9110	-26.8318	-0.4872	-0.0696
1	0.9007	-27.8289	-1.0404	-0.1476
1	0.9333	-27.6965	-0.5808	-0.0828
1	0.9124	-26.6746	-1.1424	-0.1584
1	0.9197	-26.9452	-0.3108	-0.0444
1	0.9676	-12.2487	0.0	0.0
1	0.9452	-20.3986	0.0	0.0
1	0.9377	-19.2397	0.0	0.0
1	0.9346	-23.9516	-0.2604	-0.1092
0	0.9775	-23.7682	-1.0764	-0.1536
1	0.9354	-27.3773	-0.8628	-0.1236
1	0.9097	-13.1175	0.0	-2.0000
1	0.9157	-12.9236	0.0	-2.5000
1	0.9366	-18.8779	0.0	0.0
1	0.9286	-23.5591	0.0	0.0
0	0.9962	-21.9164	-0.3036	-0.1068
1	0.9147	-22.7095	-0.5040	-0.0108
0	0.7711	-22.5130	0.0	0.0
0	0.9870	-22.2886	-0.2820	-0.1944
1	0.9953	-17.7099	-0.3744	-0.0948
0	0.9983	-17.6329	-0.2532	-0.0204
0	0.9979	-15.8467	-0.1944	-0.0852
1	0.9225	-10.0700	-1.2996	-0.5296
0	0.9912	-14.7514	-1.9824	-0.1248
1	0.9409	-5.1362	0.0	0.0
1	0.9392	-0.8793	0.0	0.0
1	0.9364	-9.4581	0.0	0.0
1	0.9378	-11.4977	0.0	0.0
1	0.9444	-21.4801	2.1000	-0.0245
1	0.9444	-9.9192	3.3000	-0.0736
1	0.9147	-26.4228	0.7000	-0.0450
1	0.9660	-3.4226	0.8000	-0.3504
1	0.9660	-4.6450	3.0000	-0.6602
1	0.9143	-20.2120	0.5000	-0.0091
1	0.9123	-21.1376	0.0900	-0.0331
1	0.9354	-6.7147	0.7000	-0.0098
1	0.9385	-11.4362	0.5000	-0.0881
1	0.9496	-5.9006	0.2500	-0.0592
1	0.9494	-8.4325	0.1500	-0.1066
1	0.9211	3.9317	2.0000	-0.3317
1	0.9400	0.0	2.3411	-0.2278



BIBLIOGRAFIA

- | 1 | Dy Liacco T. E., "Real-time computer control of power system", Proc. of the IEEE, vol. 62, No 7, July 1974.
- | 2 | Wood A. J. and Wollenberg B. F., "Power generation, operation and control", Jhon Wiley & Sons, 1985.
- | 3 | Housos E. and Irisarri G., "Security assessment and control system: corrective strategies", IEEE TPAS, vol. PAS-94, No5, May 1985, pp 1075-1083.
- | 4 | Sachdev M. S. and Ibrahim S. A., "An approach for preventing system insecurities arising from line and transformer outages", IEEE TPAS, Vol. PAS-94, No6, Nov/Dec. 1975, pp 2101-2114.
- | 5 | Bui R. T. and Ghaderpanah S., "Real power rescheduling and security assessment", IEEE TPAS, Vol. PAS-101, No8, Aug. 1982, pp 2906-2915.
- | 6 | Stott B. and Alsac D., "Fast decoupled load flow", IEEE TPAS, Vol. PAS-93, No2, May 1974, pp 859-867.
- | 7 | Allam M. F., "A modified linear algorithm for power system contingency analysis", Electric Power Systems Research, No9, 1985, pp 149-152.
- | 8 | Peterson N. M., Tinney W. F. and Bree D. W., "Iterative linear A. C. power flow solution for fast approximate outage studies", IEEE TPAS, Vol. PAS-91, Sept. 1972, pp 2048-2056.



- | 9 | Sachdev M. S. and Ibrahim S. A., "A fast approximate technique for outage studies in power system planning and operation", IEEE TPAS, Vol. PAS-93, N°4, July/Aug. 1974, pp 1133-1142.
- | 10 | Ng W. Y., "Generalized generation distribution factors for power system security evaluations", IEEE TPAS, Vol. PAS-100, N°3, March 1981, pp 1001-1005.
- | 11 | Aguilar M., "Análisis de flujos de potencia para estudios de seguridad", Memoria de Ingeniero Civil Electricista, Santiago: Dpto. de Ingeniería Eléctrica, U. de Chile, 1983.
- | 12 | Reliability Test System Task Force, "IEEE Reliability test system", IEEE TPAS, Vol. PAS-98, N°6, Nov/Dec. 1979, pp 2047-2054.
- | 13 | Albuyeh F., Bose A. and Heath B., "Reactive power considerations in automatic contingency selection", IEEE TPAS, Vol. PAS-101, N°1, Jan. 1982, pp107-112.
- | 14 | Alamos A., "Jerarquización de contingencias en sistemas eléctricos de potencia", Memoria de Ingeniero Civil Electricista, Santiago: Dpto. de Ingeniería Eléctrica, U. de Chile, 1983.
- | 15 | Handschin E. and Lütke-Daldrup B., "Load modelling and prediction in electric power system", IEE Conf. proceedings, 1980.