

ANÁLISIS ESTÁTICO DE CONTINGENCIAS DE POTENCIA ACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

RESUMEN

En este artículo se muestra una metodología para el estudio de contingencias, cuya aplicación se contempla en el planeamiento y la operación de sistemas eléctricos, y que hace parte de los estudios de seguridad.

Se presenta un análisis comparativo de las metodologías de cálculo de índices de evaluación de potencia activa en contingencias simples y en estado estacionario en los cuales dichos índices son calculados resolviendo flujos de carga A.C. y D.C.

La metodología es probada con un sistema de la vida real de 17 barras, 23 líneas y una demanda total de 81 MW.

PALABRAS CLAVES: Índices de evaluación o índices de severidad IP, lista de contingencias, ordenamiento de contingencias.

ABSTRACT

This paper shows a methodology for contingency analysis in stationary state for active power in electrical power systems. This application is used in planning and operation of electrical systems and is part of the security studies.

A comparative analysis is shown for the calculation of the evaluating indexes for simple contingencies and in stationary state in which the performance index is calculated using load flow in A.C and D.C.

The methodology is tested in a real system of 17 buses, 23 lines and a total demand of 81 MW.

KEYWORDS: Performance Index (IP), Ranking of contingencies, Masking of de contingencies.

1. INTRODUCCIÓN

Parte importante en el análisis de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia es el estudio de contingencias. Se puede definir una contingencia como el evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas [1], [2]. En los análisis de contingencias se estudian los efectos sobre el sistema y su capacidad de permanecer en operación normal sin un elemento. También se analizan los problemas que estas salidas producen como por ejemplo: sobrecarga térmica, pérdida de carga, corrientes de cortocircuito excesivas, entre otras [1].

Cada vez que se presenta la salida de un elemento en el sistema, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de la red y los voltajes de las barras cambian [1] [2], [3]. Como consecuencia de esto, pueden aparecer sobrecargas en líneas o transformadores. En los estudios de contingencias se consideran las salidas de: líneas de

transmisión, transformadores, generadores y cargas. Las salidas de los elementos pueden ser programadas o ser forzadas por condiciones ambientales o fallas [1]. De otro lado, la salida de un elemento puede dar origen a la salida de otros elementos, pudiéndose producir un efecto en cascada que eventualmente conduce al colapso del sistema [2], [3]. Cuando se realizan estudios de contingencias se puede considerar la salida de un elemento o la salida simultánea de varios. En este último caso, nos encontramos en un problema de contingencias múltiples [1]. Independiente de sí la contingencia es simple o múltiple se debe definir el nivel y el tipo de contingencia que vamos a manejar como aceptable para el sistema [1] [2]. Podemos considerar que el sistema debe poder operar normalmente ante una contingencia simple (salida de un elemento) y que ante una segunda contingencia o ante contingencias múltiples, el sistema opere en condiciones anormales.

Los análisis en estado estable para contingencias se realizan generalmente resolviendo muchos flujos de

ANTONIO ESCOBAR

Ingeniero Electricista. M.Sc.
Profesor Asociado
Universidad Tecnológica de Pereira
aescobar@utp.edu.co

LUIS ALFONSO GALLEGO

Ingeniero Electricista.
Estudiante de Maestría en ingeniería eléctrica.
Universidad Tecnológica de Pereira
lagallego1@hotmail.com

carga sobre los sistemas. A través de estos se pueden conocer las condiciones de estado post-transitorio que el sistema adquiere después de la salida de cada elemento del sistema.

Además, los estudios de contingencias deben ser acompañados por otros estudios, por ejemplo, de confiabilidad, con el fin de plantear soluciones técnicamente adecuadas y económicamente factibles.

En este artículo sólo se mostrara el efecto en la potencia activa que producen las salidas de los elementos del sistema, por ejemplo, cuando sale una línea de transmisión del sistema, todas las potencias activas de los elementos que hacen parte de dicho sistema son afectados, unos en menor proporción que otros. Por otro lado existen zonas que son más influenciadas que otras cuando se retira un elemento del sistema, y el efecto principal afecta a los elementos vecinos al elemento que salió de servicio [1], [5], [6]. En la literatura especializada existen metodologías que muestran como la salida de un elemento sólo afecta a los elementos vecinos, pudiéndose hacer un equivalente del sistema sobre la zona influenciada. Además sobre la zona influenciada se aplican los índices de evaluación de contingencias para observar los casos más críticos en esta zona. En consecuencia generalmente sólo se analizan las contingencias sobre la zona de influencia. Estas metodologías son computacionalmente más rápidas.

2. ÍNDICES DE EVALUACIÓN DE CONTINGENCIAS.

Los principales índices de funcionamiento utilizados para cuantificar la severidad de las violaciones de los límites operativos ante la salida de los elementos de un sistema eléctrico de potencia, son: índice de funcionamiento para contingencias de voltajes e índice de funcionamiento para contingencias de potencia activa. Estos índices tienen valores pequeños cuando estas variables están dentro de los límites operativos de los componentes del sistema, y tienen valores grandes cuando están fuera de los límites operativos. Estos índices nos dan una medida de la severidad relativa de las contingencias. Se puede crear una lista de contingencias con estos índices, encontrando los peores casos en el tope de la lista. Cuando se hacen listas de contingencias con estos índices se pueden presentar errores en el ordenamiento, debido a que en el tope de la lista pueden aparecer casos de contingencias con índices de funcionamiento altos, que en realidad no son los más severos, también puede presentarse el caso contrario, contingencias que pueden ser ordenadas muy abajo en la lista, pero que en realidad corresponden a casos críticos y deberían estar en la parte superior de la lista. Estos problemas de mal ordenamiento serán tratados más adelante y se presentaran algunas alternativas para tratar de reducir este problema.

2.1 ÍNDICE DE FUNCIONAMIENTO PARA CONTINGENCIAS DE POTENCIA ACTIVA.

El índice de funcionamiento utilizado para cuantificar la magnitud de las sobrecargas en las líneas de transmisión y en los transformadores, puede definirse en función de sus flujos de potencia activa como:

$$IP_{MW} = \sum_{l=1}^{NL} \frac{W_l}{2n} \left(\frac{P_l}{P_l^{lim}} \right)^{2n} \quad (1)$$

donde:

P_l = Flujo de potencia activa de la línea o transformador.

P_l^{lim} = Capacidad de la línea o transformador.

NL = Número de líneas o transformadores del sistema.

n = Exponente de la función de evaluación ($n \geq 1$) y entero.

W_l = Coeficiente de ponderación para las líneas o transformadores (número real no negativo).

Estos índices IP_{MW} toman valores pequeños cuando todos los flujos en las líneas o transformadores están dentro de sus límites operativos y toman valores altos cuando existen líneas o transformadores sobrecargados en un sistema de potencia.

El factor de ponderación W_l sirve para reflejar la importancia de la línea de transmisión o el transformador. Se le puede asignar valores respecto al nivel de voltajes que maneje tal elemento, empezando con los elementos que tengan niveles de voltajes de mayor magnitud hasta los elementos de menor magnitud. Aunque en muchos casos de estudio se pueden manejar valores de W_l iguales a uno para todas las líneas o transformadores, indicando así que todas las líneas o transformadores del sistema eléctrico tienen el mismo peso o ponderación.

También el exponente de la función de evaluación (n), se utiliza para tratar de reducir los errores de mal ordenamiento en la lista de contingencias. Experimentalmente se ha observado que valores altos del exponente de la función de evaluación disminuyen los efectos de mal ordenamiento [1], [2].

3. PROBLEMAS DE MAL ORDENAMIENTO DEL ÍNDICE DE FUNCIONAMIENTO (IP).

Los algoritmos que ordenan las salidas de los elementos del sistema, pueden presentar errores de ordenamiento cuando se crean listas de los eventos del sistema y son ordenados desde los más críticos hasta llegar a los menos

críticos. Este fenómeno es producido por la cargabilidad de los elementos del sistema. Para una contingencia, los elementos pueden resultar altamente cargados, es decir cerca del límite de su capacidad. Cuando ocurre una contingencia y se presenta este efecto los algoritmos de ordenamiento ordenan de forma inadecuada estas contingencias.

Para solucionar los problemas de mal ordenamiento se utilizan valores grandes del exponente n [1], [2]. Esto reduce el efecto de mal ordenamiento pero no lo elimina por completo. Por otro lado la utilización de exponentes altos en la función de evaluación desensibiliza ciertos casos de contingencias que pueden ser importantes. También se pueden reducir los efectos de mal ordenamiento modificando el coeficiente de ponderación W_i . Con este factor podemos darle peso a los elementos que presenta los casos más críticos, y que están mal ordenados. Esta alternativa presenta algunos inconvenientes debido a que es muy subjetivo.

También en la literatura especializada se recomienda el uso de ordenamientos múltiples, en los cuales cada que se ordenan las contingencias con los algoritmos se eliminan de la lista los casos que definitivamente no ocasionan problemas al sistema [2], [3], [5], [6].

4. SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de prueba es el sistema eléctrico de la ciudad de Pereira conformado por: 17 barras con niveles de voltaje de 115 kV, 33 kV y 13.2 kV, 10 líneas de transmisión, entre las cuales se encuentran, 3 líneas de 115 kV, 5 líneas de 33 kV y 2 líneas de 13.2 kV (estas dos líneas de 13.2 kV se consideran porque interconectan el sistema con plantas de generación), 13 transformadores de potencia y 2 plantas de generación locales, las cuales son: planta de generación de Libaré y la planta de generación de Belmonte.

En la figura 1 se muestra la topología del sistema eléctrico de la ciudad de Pereira, en la figura se muestra al lado de cada elemento que conforma el sistema una letra y un número, lo que indica como se llama el elemento en las respectivas simulaciones.

5. RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos aplicando el índice de evaluación de potencia activa al sistema de prueba. Se utilizó para las respectivas simulaciones el programa de computadora denominado Neplan 5.16. El sistema de prueba fue implementado también usando el programa DIGSILENT para comparar los resultados obtenidos con el NEPLAN 5.16. Se observó que los dos programas de computadora dan idénticos resultados cuando resuelven los flujos de carga.

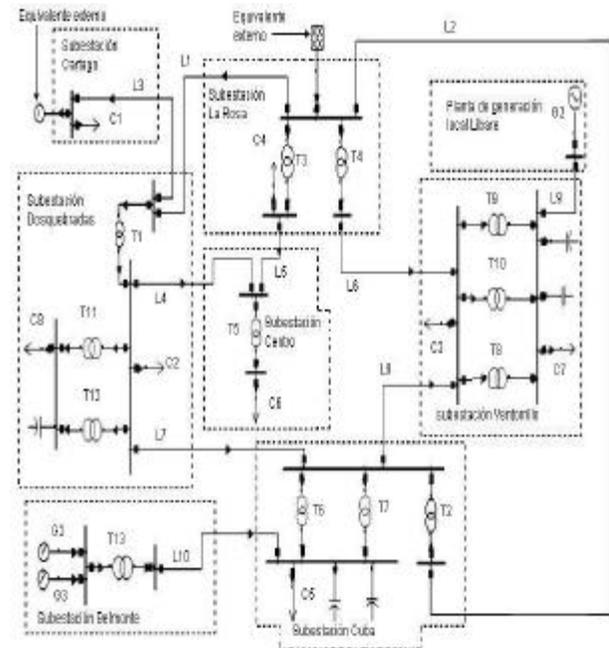


Figura 1. Topología del sistema eléctrico de Pereira.

El procedimiento que se siguió en las simulaciones se consideró las salidas de líneas de transmisión, transformadores de potencia, generadores locales y cargas. Todas las simulaciones se realizaron con flujos de carga AC y DC. Con resultados obtenidos se aplicó el índice de evaluación para ordenar las contingencias desde la de mayor importancia hasta llegar a la menos importante. Como se mencionó anteriormente el índice de evaluación tiene problemas de mal ordenamiento, este problema se trata de reducir aumentando el exponente de la ecuación 1 [1], [2], hasta $n = 20$.

En la tabla 2 se muestran los resultados obtenidos aplicando el índice de evaluación de contingencias de potencia activa al sistema eléctrico de la ciudad de Pereira con flujo de carga A.C. Se incrementa el exponente de la ecuación 1 para observar el comportamiento del sistema a medida se aumenta el exponente y mostrar los problemas de mal ordenamiento que conlleva la utilización la función de evaluación.

En la figura 2 se muestra gráficamente el comportamiento del sistema a medida que el exponente de la función de evaluación se incrementa utilizando flujo de carga A.C. gráficamente se puede observar más fácilmente el problema de mal ordenamiento que conlleva la utilización del índice de evaluación.

En la tabla 3 se muestran los resultados obtenidos aplicando el índice de evaluación de contingencias de potencia activa al sistema eléctrico de la ciudad de Pereira con flujo de carga D.C. Se muestran varios resultados con diferentes valores de n .

En la figura 3 se muestran gráficamente el comportamiento del sistema a medida que el exponente de la función de evaluación se incrementa usando flujo de carga D.C. Gráficamente se puede observar más fácilmente el problema de mal ordenamiento que conlleva la utilización del índice de evaluación.

A medida que se aumenta el exponente de la ecuación 1 los casos de contingencias se ordenan en el lugar que les corresponde, mostrando que para exponentes altos del índice de evaluación los efectos de mal ordenamiento tienden a desaparecer y nos brinda una muy buena medida de la severidad de las contingencias de cualquier sistema eléctrico de potencia.

En las figura 2 y 3 al final de la grafica se muestra el correspondiente nombre del elemento que se simuló y fue ordenado por el índice de evaluación.

# Del Elemento	Líneas de transmisión	
1	L1 115kv	La Rosa/Dosquebradas
2	L2 115kv	La Rosa/Cuba
3	L3 115kv	Dosquebradas/Cartago
4	L4 33kv	Centro/Dosquebradas
5	L5 33kv	La Rosa/Centro
6	L6 33kv	La Rosa/Ventorrillo
7	L7 33kv	Cuba/Dosquebradas
8	L8 33kv	Cuba/Ventorrillo
9	L9 13.2kv	Libare/Ventorrillo
10	L10 13.2kv	Belmonte/Cuba
Transformadores		
11	T1 75 MVA	Subestación Dosquebradas
12	T2 75 MVA	Subestación Cuba
13	T3 60 MVA	Subestación La Rosa
14	T4 60 MVA	Subestación La Rosa
15	T5 25 MVA	Subestación Centro
16	T6 20 MVA	Subestación Cuba
17	T7 20 MVA	Subestación Cuba
18	T8 12.5 MVA	Subestación Ventorrillo
19	T9 10 MVA	Subestación Ventorrillo
20	T10 10 MVA	Subestación Ventorrillo
21	T11 10 MVA	Subestación Dosquebradas
22	T12 10 MVA	Subestación Dosquebradas
23	T13 5 MVA	Subestación Belmonte
Generadores Locales		
24	Gen 1	Planta De Generación Libare
25	Gen 2	Planta De Generación Belmonte 1
26	Gen 3	Planta De Generación Belmonte 2
Cargas Nominales En Las Subestaciones		
27	Carga 1	Subestación Cartago
28	Carga 2	Subestación Dosquebradas
29	Carga 3	Subestación Ventorrillo
30	Carga 4	Subestación La Rosa
31	Carga 5	Subestación Cuba
32	Carga 6	Subestación Centro
33	Carga 7	Subestación Ventorrillo
34	Carga 8	Subestación Dosquebradas

Tabla 1. Nombres de los elementos del sistema de prueba.

1			20		
#	Wi	#	#	Wi	#
1	1	1	2.700994148068	1	16
2	1	2	2.603164728665	2	17
3	1	12	2.602668782297	3	22
4	1	16	2.562933110056	4	21
5	1	17	2.562933110056	5	2
6	1	22	2.496334237449	6	12
7	1	21	2.496047279858	7	18
8	1	13	2.426509947507	8	20
9	1	11	2.402413326710	9	19
10	1	18	2.385313624958	10	1
11	1	24	2.313440057002	11	11
12	1	14	2.302393523437	12	13
13	1	6	2.302090975492	13	5
14	1	20	2.296720576626	14	7
15	1	19	2.291793909959	15	4
16	1	5	2.270129747221	16	27
17	1	7	2.185224245653	17	3
18	1	4	2.185077622861	18	28
19	1	28	2.166631389544	19	30
20	1	30	2.166466145035	20	14
21	1	27	2.163815743652	21	6
22	1	29	2.155101063762	22	8
23	1	8	2.154124528308	23	29
24	1	3	2.148276004859	24	15
25	1	9	2.086735762657	25	32
26	1	25	1.971900341189	26	33
27	1	26	1.971900341189	27	34
28	1	15	1.969073892251	28	31
29	1	32	1.966776240364	29	24
30	1	23	1.960431723299	30	9
31	1	10	1.940880256632	31	10
32	1	34	1.783619537542	32	23
33	1	33	1.744162399685	33	25
34	1	31	1.606263330180	34	26

Tabla 2. Resultados obtenidos aplicando el índice de evaluación con flujo de carga A.C.

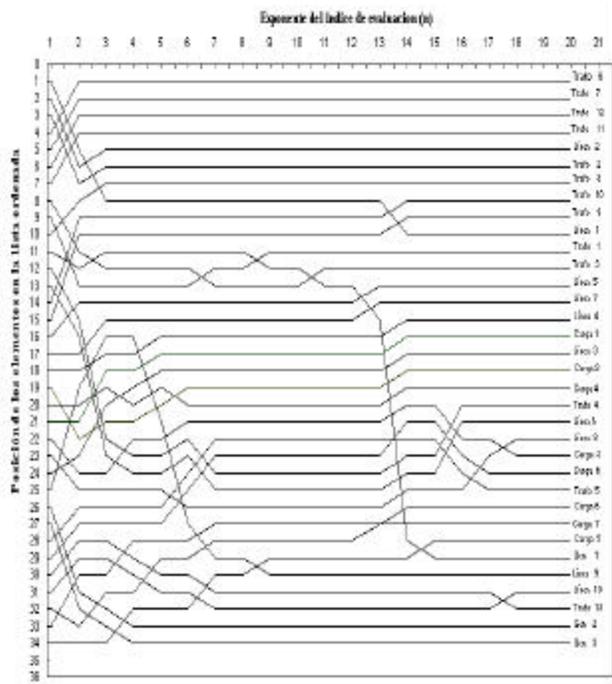


Figura 2. Evolución del índice de evaluación a medida que n se incrementa hasta $n=20$ con flujo de carga A.C.

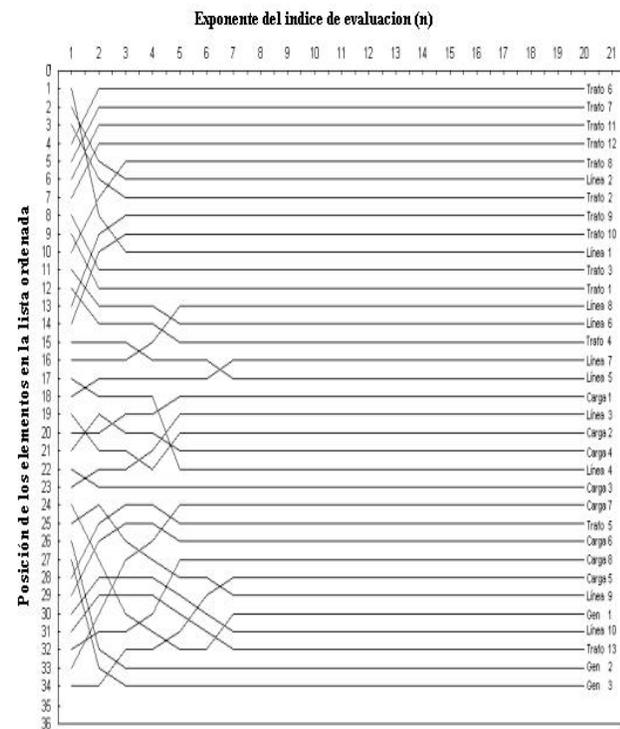


Figura 3. Evolución del índice de evaluación a medida que n se incrementa hasta $n=20$ con flujo de carga D.C.

1				20			
#	Wi	#	IP	#	Wi	#	IP
1	1	1	2.592867777081	1	1	16	83.826929407876
2	1	2	2.532706338276	2	1	17	83.826929407876
3	1	12	2.532706338276	3	1	21	3.319539078288
4	1	16	2.478192047305	4	1	22	3.319539078288
5	1	17	2.478192047305	5	1	18	0.000000321746
6	1	21	2.422070357305	6	1	2	0.000000295368
7	1	22	2.422070357305	7	1	12	0.000000295368
8	1	13	2.341681743356	8	1	19	0.000000295072
9	1	11	2.308514179799	9	1	20	0.000000295072
10	1	18	2.308393324105	10	1	1	0.000000287544
11	1	6	2.235783496045	11	1	13	0.000000287512
12	1	14	2.235783496045	12	1	11	0.000000287460
13	1	19	2.216422862905	13	1	8	0.000000287459
14	1	20	2.216422862905	14	1	6	0.000000287459
15	1	5	2.193660125247	15	1	14	0.000000287459
16	1	8	2.127488253453	16	1	7	0.000000287459
17	1	4	2.120806610824	17	1	5	0.000000287459
18	1	7	2.105691191477	18	1	27	0.000000287459
19	1	28	2.094272728052	19	1	3	0.000000287459
20	1	27	2.090013317777	20	1	28	0.000000287459
21	1	30	2.087753184433	21	1	30	0.000000287459
22	1	29	2.082873902266	22	1	4	0.000000287459
23	1	3	2.074464727659	23	1	29	0.000000287459
24	1	24	2.018993136633	24	1	33	0.000000287459
25	1	9	1.961109366108	25	1	15	0.000000287459
26	1	25	1.889612618350	26	1	32	0.000000287459
27	1	26	1.889612618350	27	1	34	0.000000287450
28	1	15	1.887008224618	28	1	31	0.000000287307
29	1	32	1.887008224618	29	1	9	0.000000280487
30	1	10	1.875699608000	30	1	24	0.000000279840
31	1	23	1.875687105409	31	1	10	0.000000053706
32	1	34	1.731232636737	32	1	23	0.000000053706
33	1	33	1.702573535584	33	1	25	0.000000010566
34	1	31	1.581762739415	34	1	26	0.000000010566

Tabla 3. Resultados obtenidos aplicando el índice de evaluación con flujo de carga D.C.

6. CONCLUSIONES

Cuando se utiliza el índice de funcionamiento IP para cuantificar la severidad de las contingencias del sistema de prueba, se observa que el ordenamiento con un índice de funcionamiento pequeño presenta problemas de mal ordenamiento. Por lo cual se aumenta gradualmente el exponente de la ecuación 1 hasta $n=20$. Para el sistema de prueba se observó que con $n=8$, los problemas de mal ordenamiento desaparecen y a partir de $n=8$, los elementos conservaban la posición en la lista de contingencias hasta llegar al último valor de n , tanto para flujo de carga A.C. como para flujo de carga D.C.

No se utilizó el factor de ponderación W_i de la ecuación 1, para disminuir los problemas de mal ordenamiento, debido ha que es una forma muy subjetiva de obligar a ciertos elementos del sistema a ubicarse en la lista de contingencias.

Los elementos que conforman el sistema eléctrico de la ciudad de Pereira, como líneas y transformadores, tienen una suficiente capacidad para la demanda máxima esperada y contingencia simple. En el caso de las líneas de transmisión no se observaron problemas de sobrecargas ante contingencias simples (n-1), sin embargo en algunos transformadores se observaron problemas de sobrecargas ante contingencias simples (n-1). El sistema presenta su mayor debilidad en la transformación.

En la figura 2 y 3 se observa que los transformadores de la subestación Cuba y la subestación Dosquebradas, son los elementos que están en el tope de la lista, y presentan problemas de sobrecarga, sin embargo estos transformadores según las estadísticas del sistema presenta pocas salidas y durante tiempos muy cortos [1].

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] Gallego P. Luis Alfonso. "Análisis Estático De Contingencias De Potencia Activa", Tesis De Grado para obtener el título de ingeniero. Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingeniería eléctrica, Diciembre 5 del 2003.
- [2] G.C. Ejebe and B.F. Wollenberg, "Automatic Contingency Selection", IEEE Transactions on Power Apparatus and System, Vol. PAS-98. No. 1, pp 92-104, Jan./Feb. 1979.
- [3] G. Irisarri, A. M. Sasson, and D. Levner, "Automatic Contingency Selection for On-line Security- Real time Test", IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-98, No. 5, pp 1552-1559, sept./oct. 1979

- [4] G. Irisarri, A. M. Sasson, "An Automatic Contingency Selection Method for on-line security analysis" IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-100, No. 4, pp 1838-1844, Apri 1981.
- [5] Mark K. Enns, John J. Quada, Bert Sackett, "Fast Linear Contingency Analysis" IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-101, No. 4, pp 783-791, Apri 1982.
- [6] T.A. Mikolinnas, B.F. Wollenberg, "An Advanced Contingency Selection Algorithm" IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-100, No. 2, pp 608-617, February 1981.
- [7] F. Aboytes, "Stochastic Contingency Analysis" IEEE Transaction on Power Apparatus and System, Vol. PAS-97, No. 2, pp 335-341, March/April 1978.
- [8] Zaborsky, J., Whang, K. W., and Prasad, K., "Fast Contingency Evaluation Using Concetirc Relazation", IEEE Transaction on Power Apparatus and System. Vol PAS-99, Jan/feb 1980, pp 28-36
- [9] Brandwajn, V., Liu Y., Lauby M.G., "Pre-screeking Of Sinlge Contingencies Causing Network Topology Changes", IEEE Transaction on Power Apparatus and System. Vol PAS-6, Feb 1991, pp 30-36
- [10] Brandwajn, V., "Efficient Bounding Method for linear Contingency Analysis", IEEE Transaction on Power and System. Vol 3, No 3, Feb. 1988, pp 38-43