

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA - UNESP
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

TESE DE DOUTORADO

**UTILIZAÇÃO DE ÍNDICES DE ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA PARA REDESPACHO DE GERAÇÃO**

Aluno: Edni Nunes de Oliveira

Orientador: Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Ilha Solteira, abril/2004

**Universidade Estadual Paulista
Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

**UTILIZAÇÃO DE ÍNDICES DE ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA PARA REDESPACHO DE GERAÇÃO**

Edni Nunes de Oliveira

Orientador: Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Ilha Solteira, abril de 2004.

*Dedico este trabalho a minha
esposa, minha filha e ao meu pai*

AGRADECIMENTOS:

- Ao meu orientador Prof. Antonio Padilha Feltrin, pelo estímulo, orientação e paciência.
- A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica pela dedicação no trabalho de docência e por estarem sempre dispostos a nos ajudar no trabalho de pesquisa.
- Agradecimento especial aos professores: Carlos Roberto Minussi, Dilson Amâncio Alves, José Roberto Sanches Mantovani, Laurence Duarte Colvara, Percival Bueno de Araujo e Rubén Augusto Romero Lázaro, que nunca mediram esforços nos esclarecimentos e sugestões para o pleno desenvolvimento deste trabalho.
- Aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica.
- Aos funcionários da secretaria de Pós-graduação da UNESP.
- Aos Funcionários da Biblioteca da UNESP.
- Aos meus colegas que muitas vezes me ajudaram a trabalhar com mais afinco e prazer.
- Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), que sob o processo nº 141718/2001-3 me apoiou financeiramente com a bolsa de doutorado e taxa de bancada.
- Ao Departamento de Engenharia Elétrica – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – Universidade Estadual Paulista, por me propiciar a realização deste curso de doutorado.
- Ao CEFET-GO (Centro Federal de Educação Tecnológica de Goiás), instituição a que pertencio como professor, pela minha liberação para dedicação exclusiva a este curso de doutorado.
- A Deus, pois tudo acontece só por que Ele permite.

RESUMO

Índices que mostram o quanto um sistema de energia elétrica é estável ou instável, frente a uma contingência, têm sido o objetivo de vários estudos de estabilidade transitória. Índices baseados nos conceitos de coerência, conversão transitória de energia entre energia cinética e potencial, e três índices baseados em produtos escalares entre variáveis de estado (obtidas a partir de simulações passo a passo no domínio do tempo), foram relatados como promissores. A experiência mostra que quando estes índices são aplicados individualmente, obtêm-se bons resultados apenas para casos especiais. Neste sentido, a composição destes índices (a qual considera a influência dos vários índices) é sugerida, e experiências com o uso da média aritmética destes têm apresentado melhores resultados. No entanto, é esperado que uma composição em que se valorizem os melhores índices resulte em melhor desempenho. Desta forma, este trabalho apresenta uma composição através da média ponderada, onde a composição dos índices é obtida pela soma de cada índice individual multiplicado pelo seu respectivo peso, sendo que, os pesos são obtidos a partir de um tratamento estatístico. Os índices obtidos de forma ponderada são comparados com a composição pela média. Este modo de classificação das contingências conduz a uma conclusão rápida e confiável sobre a estabilidade do sistema. Uma vez obtido uma lista de contingências perigosas, o problema consiste em proceder a realocação de geração a fim de estabilizar o sistema frente às contingências, o que leva a questão de quanto se retirar de cada máquina crítica e o quanto realocar em cada máquina não-crítica. Assim, para resolver este problema, neste trabalho é apresentada uma proposta de realocação de geração de modo iterativo, por meio de análise de sensibilidade da margem de energia. Essa realocação é realizada dos geradores críticos para os não-críticos de forma sistemática. Os testes, resultados e discussões são apresentados usando três sistemas de potência: o sistema IEEE17, o sistema IEEE50 e uma configuração do sistema Sul Brasileiro.

ABSTRACT

Indices that report how much an electrical power system is stable or unstable front to a contingency, has been the object of several studies of transient stability. Indices based on the concepts of coherence, transient energy conversion between kinetic and potential energy, and three indices based in dot products of state variables (obtained starting from simulations step by step in the time domain), it has been told as promising. The experience shows that when these indices are applied individually, it is obtained good results only in special cases. In this sense the composition of these indices (which consider the influence of several indices) have been suggested, and experiences with the use of the average arithmetic of these it has been presenting better results. However, it is expected that a composition in that is valued the best indices result in better performance. This way this work presents a composition of form pondered, where the composition of the indices is obtained by the sum of each individual indices multiplied by its respective weigh. The calculations of the weights were obtained starting from a statistical. The obtained indices of pondered form were compared with the composition by the arithmetic average. This way of classification of the contingencies drives to a fast and reliable conclusion about the stability of the system. Once obtained a list of dangerous contingencies the problem consists in proceeding the shifted of generation to end of stabilizing the system front to contingencies, what takes the subject of as to leave of each critical machine and in which machines and how much to shift in the machines no-critics and in which machines. So, to solve this problem, in this work a proposal of rescheduling of generation in an iterative scheme is presented, by means of it analyzes of sensitivity of the margin of energy. That it is accomplished of the critics generators for the no-critics in a systematic way. The tests, results and discussions are presented using three power systems: the IEEE17 system, the IEEE50 system and a South Brazil system.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação dos tipos de estabilidade de sistemas de energia elétrica	20
Figura 2 - Ângulos dos rotores para um caso estável para o sistema IEEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado (em tef = 0,20s) com o desligamento da linha 110-112.	29
Figura 3 - Ângulos dos rotores para um caso instável no sistema IEEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado (em tef =0,28s) com o desligamento da linha 110-112.	29
Figura 4 - Curvas de energia cinética, potencial e total para um caso estável, sistema IEEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado (em tef = 0,20s) com o desligamento da linha 110-112.	30
Figura 5 - Curvas de energia cinética, potencial e total para um caso instável, sistema IEEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado (em tef = 0,28s) com o desligamento da linha 110-112.	31
Figura 6 - Curvas do primeiro produto escalar (prod1), para o sistema IEEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado com o desligamento da linha 110-112, para os casos com tef = 0,20s (estável) e tef = 0,28s (instável).	32
Figura 7 - Curvas do segundo produto escalar (prod2), para o sistema IEEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado com o desligamento da linha 110-112, para os casos com tef = 0,20s (estável) e tef = 0,28s (instável).	33
Figura 8 - Curvas do terceiro produto escalar (prod3), para o sistema IEEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado com o desligamento da linha 110-112, para os casos com tef = 0,20s (estável) e tef = 0,28s (instável).	34
Figura 9 - Ângulos dos rotores em função do tempo para o sistema IEEEE17, referente a falta devido a um curto-circuito trifásico próximo a barra 27, eliminada (em tef=0,47s) com o desligamento da linha 27-31. Mostrando que a maioria dos geradores apresentam grandes amplitudes de oscilações para um caso estável.	43
Figura 10 - Ângulos dos rotores em função do tempo para o sistema Sul Brasileiro, falta devido a um curto-circuito trifásico próximo a barra 431, eliminado (em tef=0,032s) com o desligamento da linha 431-432. Mostrando que a maioria dos geradores apresentam pequenas amplitudes de oscilações no período de 1,0s.	48
Figura 11 - Fluxograma para redespacho de geração.	66
Figura 12 - Desempenho dos índices CM_F e CP_F para as contingências referidas na Tabela 6.	67
Figura 13 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEEE17, sem redespacho.....	68
Figura 14 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 - IEEEE17, sem redespacho.....	69
Figura 15 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 10 - IEEEE17, sem redespacho.....	69
Figura 16 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEEE17, para redespacho 1, sistema instável.	70
Figura 17 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEEE17, para redespacho 2, sistema instável.	71
Figura 18 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEEE17, para redespacho 3, sistema instável.	71

Figura 19 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para redespacho 4, sistema instável.....	72
Figura 20 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para o redespacho 5, sistema estável.....	72
Figura 21 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para OPF, sistema instável.	73
Figura 22 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para o redespacho 6, sistema estável.....	73
Figura 23 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, com simulação dinâmica após o OPF, sistema estável.	74
Figura 24 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 - IEEE17, sistema instável.....	74
Figura 25 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 - IEEE17, para o redespacho 7 sistema estável.....	75
Figura 26 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 - IEEE17, após o OPF, o sistema é estável.	76
Figura 27 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 10 - IEEE17, após o OPF, o sistema é estável.	76
Figura 28 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, após todos os redespachos, o sistema se mantém estável.....	77
Figura 29 - Desempenho dos índices CM_F e CP_F para as contingências referidas na Tabela 15.	78
Figura 30 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 7 – sistema Sul Brasileiro, sem redespacho.	79
Figura 31 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 – sistema Sul Brasileiro, sem redespacho.	79
Figura 32 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 – sistema Sul Brasileiro, sem redespacho.	80
Figura 33 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 10 – sistema Sul Brasileiro, sem redespacho.	80
Figura 34 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 7 – sistema Sul Brasileiro, redespacho 1...	81
Figura 35 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 7 – sistema Sul Brasileiro, OPF.....	82
Figura 36 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 – sistema Sul Brasileiro.....	82
Figura 37 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 – sistema Sul Brasileiro, redespacho 2...	83
Figura 38 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 – sistema Sul Brasileiro, OPF.....	84
Figura 39 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 – sistema Sul Brasileiro.....	84
Figura 40 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 10 – sistema Sul Brasileiro.....	85
Figura 41 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 7 – sistema Sul Brasileiro.....	85
Figura 42 - Aproximação trapezoidal da integral de uma função $f(x,t)$	94
Figura 43 - Diagrama unifilar do sistema Sul Brasileiro.....	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Sistema IEEE17, 40 casos, tempo de medida = $t_{ef} + 0,5s$.	40
Tabela 2 - Fatores para obtenção de CP_F - IEEE17.	41
Tabela 3 - Valores de CM_F e CP_F para as contingências da Tabela 1.	41
Tabela 4 - Faixa de valores para classificação dos índices compostos - IEEE17.	42
Tabela 5 - Faixa de valores para classificação dos índices compostos - IEEE17, com correção de faixa.	43
Tabela 6 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências, tempo de simulação $t_{ef} + 0,5s$.	44
Tabela 7 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências com corte de carga de 5%.	44
Tabela 8 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências com corte de carga de 10%.	45
Tabela 9 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências com acréscimo de carga de 5%.	45
Tabela 10 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências com acréscimo de carga de 10%.	45
Tabela 11 - Simulação de 40 casos para o sistema Sul Brasileiro.	46
Tabela 12 - Fatores para obtenção de CP_F - Sul Brasileiro.	47
Tabela 13 - Valores de CM_F e CP_F para as contingências da Tabela 11.	47
Tabela 14 - Faixa de valores para classificação dos índices compostos - Sistema Sul Brasileiro.	48
Tabela 15 - 10 novos casos do sistema Sul Brasileiro.	49
Tabela 16 - 10 novos casos do sistema Sul Brasileiro com corte de carga de 10%.	50
Tabela 17 - 10 novos casos do sistema Sul Brasileiro com corte de carga de 20%.	50
Tabela 18 - 10 novos casos do sistema Sul Brasileiro com acréscimo de 10% de carga.	50
Tabela 19 - Sistema IEEE50, 40 casos.	51
Tabela 20 - Fatores para obtenção de CP_F - IEEE50.	52
Tabela 21 - Valores de CM_F e CP_F para as contingências da Tabela 19.	52
Tabela 22 - Faixa de valores para classificação dos índices compostos - IEEE50.	53
Tabela 23 - 10 novos casos para o sistema IEEE50.	53
Tabela 24 - Lista das contingências perigosas por ordem de severidade retiradas da Tabela 6.	68
Tabela 25 - Sistema IEEE17, redespachos para a contingência 8.	70
Tabela 26 - Sistema IEEE17, redespacho 6.	73
Tabela 27 - Sistema IEEE17, redespacho 7.	75
Tabela 28 - Índices CM_F e CP_F - Sistema IEEE17 para as Faltas da Tabela 6, após os redespachos.	77
Tabela 29 - Lista das contingências perigosas por ordem de severidade retirada da Tabela 15.	78
Tabela 30 - Sistema Sul Brasileiro, redespacho para a contingência 7.	81
Tabela 31 - Sistema Sul Brasileiro, redespacho para a contingência 8.	83
Tabela 32 - Sistema Sul Brasileiro, 10 novas contingências, após todos os redespachos.	86
Tabela 33 - Dados de linhas e transformadores para o sistema Sul Brasileiro.	95
Tabela 34 - Dados das Barras para o sistema Sul Brasileiro.	97
Tabela 35 - Dados dos geradores para o sistema Sul Brasileiro.	98
Tabela 36 - Dados dos geradores para o sistema IEEE17.	99
Tabela 37 - Dados dos geradores para o sistema IEEE50.	100

NOTAÇÃO

ABREVIATURAS

COI	Centro de Inércia (Center Of Inertia)
DSA	Análise de Segurança Dinâmica (<i>Dynamic Security Assessment</i>)
MCs	Máquinas Críticas
MNCs	Máquinas Não-Críticas
OPF	Fluxo de Potência Ótimo (Optimal Power Flow)
SEE	Sistema de Energia Elétrica
TEF	Função da Energia Transitória (<i>Transient Energy Function</i>)
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SÍMBOLOS

B_L	susceptância de carga
BF	número da barra em falta
b_i	susceptância “shunt” da i-ésima barra incluindo capacitância “shunt”
C	fator (peso)
CV	coeficiente de variação
CM	índice composto pela média
CP	índice composto de forma ponderada
E/I	indicação do estado de estabilidade do sistema pela abertura angular
E	indicativo do sistema estável
E_i	tensão interna do gerador i
f_0	freqüência nominal do sistema
F	número da falta
H	constante de inércia da máquina
ID ₁	índice de desempenho baseado no conceito de coerência
ID ₂	índice de desempenho baseado na conversão transitória de energia
ID ₃	índice baseado no produto escalar prod1
ID ₄	índice baseado no produto escalar prod2
ID ₅	índice baseado no produto escalar prod3
I	indicativo do sistema instável
I_{gi}	corrente do gerador i
L	linha a ser deligada para eliminação da falta
LD	indicativo de linha desligada (S) ou não (N)
M	Constante de inércia dada por $H/\pi f_0$
n_g	número total de geradores
n_l	número total de linhas, incluindo os ramos das reatâncias transitórias
n_{li}	conjunto de linhas conectada a barra i
n_b	número de barras
n	número de índices
P_m	potência mecânica de entrada
P_e	potência elétrica de saída
P_e^{cl}	potência elétrica no tempo de eliminação da falta

P_{COI}	potência de aceleração do COI
P	potência ativa
P_k^{br}	fluxo de potência ativa através da k-ésima linha
prod1	produto escalar entre o vetor diferença de potência e o vetor de velocidade
prod2	produto escalar entre o vetor diferença de potência e o vetor do ângulo do rotor
prod3	produto escalar entre o vetor de velocidade angular e o vetor ângulo do rotor
P_L	potência ativa de carga
PP	indicativo do sistema em situação potencialmente perigosa
Q_k^{br}	fluxo de potencia reativa da k-ésima linha
Q_L	potência reativa de carga
Q	potência reativa
S	potência aparente
s	desvio padrão
Δt	passo de integração
T	tempo fixo após a eliminação da falta
t	tempo
$(t - \Delta t)$	tempo do passo anterior
tef	tempo de eliminação da falta
t_{cr}	tempo crítico de eliminação da falta
V_i	magnitude de tensão da i-ésima barra
V_{FK}, V_{Tk}	magnitudes das tensões dos dois nós da k-ésima linha
W	função energia do sistema
W_{ke}	energia cinética total do sistema
W_{ep}	energia potencial total do sistema
W_t^{cl}	energia total do sistema no tempo de eliminação da falta
W_{ep}^1	energia potencial total do sistema no instante do 1º pico de energia potencial do sistema após tef
\bar{x}	média aritmética
x_k^{br}	reatâncias da k-ésima linha
β	parâmetro do sistema
δ_i	ângulo do rotor da máquina i
δ_{COI}	ângulo do centro de inércia

$\delta_i(t - \Delta t)$	ângulo no instante $(t - \Delta t)$ da máquina i
ε	parâmetro de ajuste das faixas de estabilidade
Φ_i	ângulo de fase da i -ésima barra
Φ_k^{br}	diferença do ângulo de fase das tensões terminais da k -ésima linha
θ_i	ângulo do gerador i com relação ao COI
θ_i^{ep}	ângulo do gerador i com relação ao COI no tempo do primeiro pico de energia potencial do sistema
θ_i^{cl}	ângulo do rotor para o tempo de extinção da falta para o gerador i
ω_o	velocidade síncrona
ω_{COI}	velocidade angular do centro de inércia
ω_i	velocidade angular do gerador i
$\overline{\omega}_i$	velocidade angular do gerador i em relação ao COI
$\overline{\omega}_i^{cl}$	velocidade angular do gerador i em relação ao COI em tef

ÍNDICE

RESUMO

ABSTRACT

I - INTRODUÇÃO	16
II - ESTUDOS DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
2.1 – INTRODUÇÃO	19
2.2 – ESTABILIDADE TRANSITÓRIA.....	20
2.3 - MODELAGEM DE UM SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA	22
2.4 - MODELAGEM DO SISTEMA DINÂMICO	23
III - ÍNDICES DE ESTABILIDADE.....	27
3.1 - INTRODUÇÃO.....	27
3.2. - ÍNDICES INDIVIDUAIS PARA CLASSIFICAÇÃO DE CONTINGÊNCIAS	28
3.2.1 - <i>Índices baseados na coerência</i>	<i>28</i>
3.2.2 - <i>Índices baseados na conversão de energia transitória.....</i>	<i>30</i>
3.2.3 - <i>Índices baseados em produtos escalares entre variáveis de estado.....</i>	<i>31</i>
3.4 - RESULTADOS DE COMPOSIÇÃO DE ÍNDICES.....	39
3.4.1 - <i>Composição de índices para o sistema IEEE17.....</i>	<i>39</i>
3.4.2 - <i>Composição de índices para o sistema Sul Brasileiro</i>	<i>46</i>
3.4.3 - <i>Composição de índices para o sistema IEEE50.....</i>	<i>51</i>
IV - REDESPACHO DE GERAÇÃO	54
4.1 - INTRODUÇÃO.....	54
4.2 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA MARGEM DE ENERGIA	56
4.3 – APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE REDESPACHOS.....	67
4.3.1 – <i>Resultados de redespacho para o sistema IEEE17</i>	<i>67</i>
4.3.2 - <i>Resultados de redespacho para o sistema Sul Brasileiro</i>	<i>78</i>
4.3.3 – <i>Tempos de Simulação e processamento</i>	<i>86</i>
VI - CONCLUSÕES	87
VII – REFERÊNCIAS	89
APÊNDICE A.....	93
• MÉTODO DE INTEGRAÇÃO TRAPEZOIDAL	93
APÊNDICE B.....	95
• SISTEMA SUL BRASILEIRO	95
• SISTEMA IEEE17.....	99
• SISTEMA IEEE50.....	100

I - INTRODUÇÃO

Em decorrência do crescimento dos sistemas elétricos de potência, devido ao aumento da demanda de energia elétrica, bem como à necessidade de redução de custos, houve uma interligação cada vez maior entre os diversos sistemas de geração existentes. Os sistemas interligados são vantajosos na medida em que permitem menores reservas para atendimento em horários de pico, socorro mútuo entre sistemas, compra e venda de energia entre eles, e no caso brasileiro, um melhor aproveitamento da diversidade hidrológica existente. No entanto, as interligações geram alguns inconvenientes. Com o aumento da dimensão do sistema, a sua operação torna-se bastante complexa e para que a confiabilidade do sistema seja aceitável, é necessário um planejamento adequado da operação, bem como conhecimentos pormenorizados de sua proteção e análises rápidas das suas condições de estabilidade.

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são projetados com o principal objetivo de atender a demanda de potência e energia requerida pelos seus consumidores, dentro de certos limites de tensão e frequência. Além dos sistemas serem capazes de operar satisfatoriamente em regime permanente, eles devem ser flexíveis à presença de defeitos ou perturbações de forma a garantir a continuidade da prestação de serviço quando sujeitos à anomalias.

Os estudos de estabilidade em sistemas de energia elétrica têm como objetivo verificar o comportamento de sistemas de energia elétrica após a ocorrência de uma perturbação do tipo: curto-circuito, desligamento de linha de transmissão, perda de unidades geradoras etc. Basicamente, busca-se determinar se os geradores permanecerão em sincronismo e se ocorrem oscilações de tensão.

A análise de estabilidade de sistemas de energia elétrica pode ser classificada de diferentes maneiras [1]. Uma classificação, frequentemente utilizada, tem como base o tempo de análise após a perturbação. Assim, define-se como estabilidade transitória, ou de curto prazo, o comportamento dinâmico observado até poucos segundos, após a perturbação, no qual se concentram as soluções desse problema [2].

O estudo da estabilidade transitória, para várias situações de operação e para diferentes localizações de defeitos, constitui num dos maiores problemas em estudos de planejamento e operação de sistemas de energia elétrica. Tradicionalmente, a estabilidade é

determinada através de simulação passo a passo no domínio do tempo. Estas soluções requerem a solução de dois conjuntos de equações, provenientes da modelagem dos diversos componentes dos sistemas: um conjunto de equações diferenciais, que descreve basicamente os geradores síncronos e seus controles, e um conjunto de equações algébricas que representa o estator das máquinas síncronas, rede de transmissão e cargas.

Quando se pensa em classificar uma série de contingências para análise de segurança dinâmica do sistema, deve-se buscar métodos de análise que apresentem resultados precisos. Porém, como existe normalmente um grande número de contingências para análise (o estudo deve ser realizado para cada uma das prováveis perturbações para várias condições de operação), é preciso que cada resultado seja obtido da forma mais rápida possível. Estes métodos devem classificar as contingências em estáveis ou instáveis, e apresentar índices de quanto estável ou instável é o sistema frente àquela perturbação. Convencionalmente, esta análise não é realizada em tempo real, por restrições de tempo computacional, porém, é desejável que seja realizada em tempo real, devido à situação de operação, em alto carregamento, dos sistemas elétricos atuais.

O principal ponto é a identificação rápida da situação de operação de um sistema elétrico frente às contingências, classificando situações estáveis ou instáveis de acordo com índices de severidade. Neste sentido, uma série de índices é descrita em [3]. Porém, a experiência tem mostrado que quando estes índices são aplicados individualmente, obtêm-se bons resultados apenas para casos especiais [3, 4]. Neste sentido, a composição destes índices (considerando-se a influência dos vários índices) tem sido sugerida, e experiências com uso da média aritmética destes têm apresentado melhores resultados [3]. No entanto, é esperado que uma composição em que se valorizem os melhores índices resulte em melhor desempenho. Desta forma, este trabalho apresenta uma composição de forma ponderada, onde a composição dos índices é obtida pela soma de cada índice individual multiplicado pelo seu respectivo peso, o qual é obtido a partir de um tratamento estatístico. Os índices obtidos de forma ponderada são comparados com a composição pela média. Este modo de classificação das contingências conduz a uma conclusão rápida e confiável sobre a estabilidade do sistema. Sendo que neste trabalho obtêm-se melhores resultados com esta composição ponderada em relação a composição pela média. Os índices obtidos de forma ponderada apresentam flexibilidade, pois, podem ser aplicados para diferentes faltas e sobre diferentes condições de operação, inclusive para sistemas estressados como mostrado neste trabalho. A partir daí o problema, então, é como proceder a realocação de geração a fim de se estabilizar o sistema frente às contingências, o qual se confronta na questão de quanto se retirar das máquinas

críticas, de quais máquinas e o quanto realocar nas máquinas não-críticas e em quais máquinas. Assim, para resolver este problema, neste trabalho é apresentada uma proposta de realocação de geração de modo iterativo por meio de análise de sensibilidade da margem de energia. Essa realocação é realizada dos geradores críticos para os não-críticos de forma sistemática, sendo ainda que a cada redespacho um novo ponto de operação é encontrado a partir da execução do fluxo de potência ótimo. Sendo também que a avaliação da segurança dinâmica durante o processo iterativo é feita com o uso do índice composto de forma ponderada. Este processo de redespacho para estabilização de sistemas frente a contingências, se mostrou seguro e de rápida convergência. Os testes, resultados e discussões são apresentados usando três sistemas de potência: o sistema IEEE17 [5], uma configuração do sistema Sul Brasileiro [6] e o sistema IEEE50 [5].

Basicamente, este trabalho exigiu a implementação de um programa computacional usando linguagem FORTRAN para as simulações dinâmicas e o uso do MATLAB para as simulações do fluxo de potência ótimo. Este trabalho está dividido da seguinte maneira:

- No capítulo II, explana-se sobre o estudo da estabilidade transitória no contexto geral da análise dos sistemas elétricos de potência.
- No capítulo III, discute-se sobre índices individuais de severidade em análise de segurança dinâmica e a composição destes índices. Resultados para sistemas de potência (um sistema real de 17 geradores (IEEE17), um de 50 geradores (IEEE50) e uma configuração do sistema Sul Brasileiro são apresentados.
- No capítulo IV, apresenta-se uma proposta de redespacho de geração de forma sistemática através da análise de sensibilidade da margem de energia. Resultados de redespachos para os sistemas IEEE17 e Sul Brasileiro são mostrados.
- No Capítulo V, apresentam-se as conclusões gerais sobre o trabalho apresentado.
- A seguir apresentam-se a lista de referências e Apêndices contendo o método de integração trapezoidal e os dados dos sistemas Sul Brasileiro, IEEE17 e IEEE50.

II - ESTUDOS DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 – Introdução

Os estudos de estabilidade em sistemas de potência é importante para a operação de Sistemas de Energia Elétrica (SEE) com segurança. Muitos *blackouts* ocorridos em SEE (Exemplo: *blackout* de NY ocorrido em 14/08/2004), devido à instabilidade em sistemas de potência, têm mostrado a importância destes estudos. Historicamente, a instabilidade transitória de ângulo do rotor de geradores tem merecido destaque entre os problemas de estabilidade. Com o crescimento das interligações, uso de novas tecnologias, controles, e o incremento de operação de sistemas em condições altamente estressadas, outras formas de instabilidade têm adquirido importância. Como por exemplo, estabilidade de tensão, estabilidade de frequência e oscilações entre áreas [1].

Vários fatores podem ser utilizados para realizar uma classificação da estabilidade de sistemas de energia elétrica. Recentemente, um estudo organizado por um comitê do IEEE e do CIGRÉ [1] apresentou uma classificação levando em consideração o tempo de avaliação, o tipo e a natureza física da perturbação. Em relação ao tempo de avaliação pode-se distinguir estabilidade de curto e longo prazo, com relação à perturbação obtém-se a estabilidade de ângulo e de tensão. Esta classificação é ilustrada na Figura 1. Esta figura apresenta uma pequena diferença em relação à referência [1], que é o acréscimo do termo longo prazo à estabilidade de ângulo para pequenos distúrbios, por entendermos que a estabilidade dinâmica compreende tanto o curto quanto o longo prazo. Este trabalho trata do problema de estabilidade de ângulo, quando da ocorrência de grandes perturbações, que é conhecida como estabilidade transitória e que se processa em curto prazo.

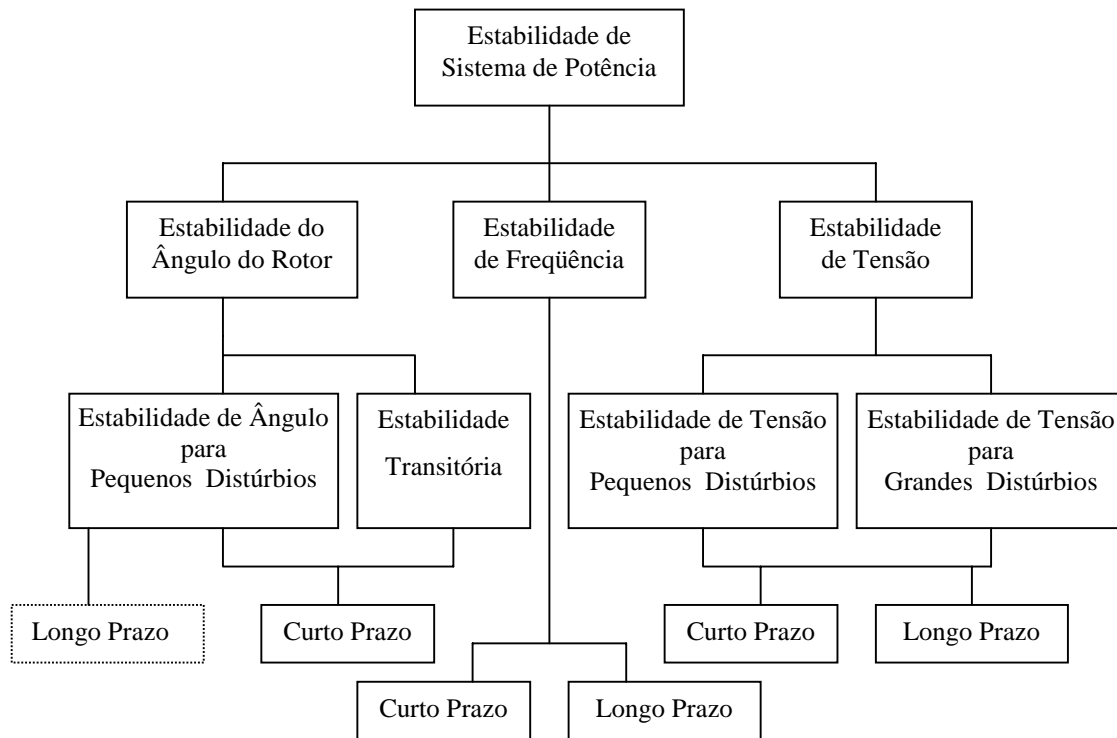


Figura 1 – Classificação dos tipos de estabilidade de sistemas de energia elétrica [1].

2.2 – Estabilidade transitória

Estabilidade transitória de um sistema de potência é a capacidade do sistema de manter o sincronismo de operação dos geradores quando sujeito a grandes distúrbios.

Nas condições normais de operação (regime permanente), existe um balanceamento entre a potência mecânica de entrada e a potência elétrica na saída, o que implica que todos os rotores dos geradores permanecem com velocidade síncrona. Na verdade, um sistema interligado, com um grande número de máquinas, dificilmente está em regime permanente, em consequência da variação das cargas, e pela ação corretora dos equipamentos de controle.

Em situações transitórias de operação, após a ocorrência de uma grande perturbação do tipo: curto-circuito; desligamento de linhas de transmissão; perda de unidades geradoras; etc, o equilíbrio entre a potência mecânica e a potência elétrica é rompido, principalmente nos geradores mais próximos da falta. Desse modo, ocorrerão acelerações diferentes nos rotores das máquinas, levando eventualmente à perda de sincronismo de algumas das máquinas em relação ao restante do sistema. Caso o sistema consiga manter o

sincronismo, o sistema permanecerá estável, atingindo um novo estado de operação em regime permanente ou retornando ao mesmo ponto de trabalho. Deve-se salientar que as condições do defeito têm forte influência na estabilidade do sistema. Por exemplo, o sistema pode ser estável ou instável dependendo do tempo de religamento da linha de transmissão, ou do tempo de extinção do curto-circuito. Se o sistema for instável, pelo menos o ângulo de uma das máquinas tende a se afastar das demais, ocorrendo assim o seu desligamento pelo sistema de proteção.

A análise de estabilidade transitória consiste na avaliação dos efeitos procedentes de perturbações que causam acelerações diferentes nos geradores. Ou seja, se o sistema de potência é capaz de manter a operação das máquinas em sincronismo, quando sujeitos a grandes distúrbios. Geralmente, a perda do sincronismo se dá em poucos segundos após a ocorrência do distúrbio [2]. Para os fenômenos descritos na Figura 1 a estabilidade transitória é a que se desenvolve mais rapidamente [7].

A característica não-linear da estabilidade transitória e sua rápida evolução, fazem dela uma das mais importantes e ao mesmo tempo uma questão muito problemática para ser avaliada e até mesmo para controlar, especialmente hoje, com o mercado elétrico desregulamentado em muitos países [7].

O estudo da estabilidade transitória, para várias situações de operação e para diferentes localizações de defeitos, constitui um dos maiores problemas em estudos de planejamento e operação de sistemas de energia elétrica. Tradicionalmente, a estabilidade é determinada através da simulação passo a passo no domínio do tempo. Estas soluções requerem a solução de dois conjuntos de equações, provenientes da modelagem dos diversos componentes dos sistemas: um conjunto de equações diferenciais, que descreve os geradores e seus controles, e um conjunto de equações algébricas que representa o estator das máquinas, rede de transmissão e cargas.

Para que o sistema de energia elétrica forneça energia com qualidade, um dos fatores que deve ser obedecido, é a permanência do sistema em operação sem interrupções o maior tempo possível. No caso da ocorrência de um distúrbio, o efeito deste deve ser limitado pela proteção do sistema a um menor número possível de geradores, para que o sistema continue operando com os outros geradores que não perderam o sincronismo.

Sendo assim, torna-se necessário o conhecimento do comportamento do SEE diante de várias situações, ou seja, durante sua operação normal, como também durante a ocorrência de um distúrbio e após a extinção do distúrbio. O conhecimento do comportamento do sistema é necessário para que se possa operá-lo de maneira confiável e otimizada. Na

presença de algum distúrbio, torna-se necessária a previsão do que vai acontecer com o sistema, para que se possa agir de forma eficiente, a fim de manter a operação do sistema de forma satisfatória.

2.3 - Modelagem de um sistema de energia elétrica

A modelagem dos diversos componentes de um sistema de energia elétrica leva ao estabelecimento de um conjunto de equações diferenciais, que descrevem os geradores síncronos e seus controles, e de equações algébricas, que representam o estator das máquinas síncronas e a rede de transmissão incluindo as cargas. Estas equações podem ser expressas de forma geral, como [8]:

$$\dot{y} = f(x, y) \text{ (equações diferenciais)} \quad (2.1)$$

$$g(x, y) = 0 \text{ (equações algébricas)} \quad (2.2)$$

sendo:

f = funções vetoriais que definem as equações diferenciais;

g = funções vetoriais que definem as equações algébricas;

y = vetor das variáveis de estado das equações diferenciais;

x = vetor das variáveis de estado das equações algébricas.

A simulação do comportamento dinâmico de um SEE consiste na resolução conjunta das equações dinâmicas (2.1) e algébricas (2.2) que representam a dinâmica do sistema.

Um procedimento, freqüentemente utilizado para a resolução das equações diferenciais e algébricas, e utilizado neste trabalho, é denominado de esquema simultâneo, em que os conjuntos de equações diferenciais são resolvidos ao mesmo tempo em que as equações algébricas. Neste caso, as equações diferenciais são transformadas em equações algébricas usando fórmulas de integração numérica. Neste trabalho foi utilizado a fórmula de integração numérica trapezoidal (vide Apêndice A). Deste modo, todas as equações algébricas são resolvidas em um único sistema.

2.4 - Modelagem do sistema dinâmico

A modelagem matemática de geradores envolve o estudo de equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema. Estas podem ser obtidas através de um balanço de potência em cada máquina do sistema. Portanto, ter-se-á, para cada máquina do sistema, uma equação diferencial de segunda ordem. Para um sistema de ng -máquinas, obtém-se um conjunto de ng equações diferenciais de segunda ordem dada por [9]:

$$\frac{H_i}{\pi f_o} \ddot{\delta}_i = P_{mi} - P_{ei} \quad i = 1, \dots, ng \quad (2.3)$$

sendo :

- H_i a constante de inércia de cada máquina;
- f_o a frequência nominal do sistema;
- P_{mi} é a potência mecânica injetada na máquina i ;
- P_{ei} é a potência elétrica entregue à rede pela máquina i ;
- δ_i é o ângulo do rotor da máquina i ;
- ng é o número de geradores do sistema.

Deve-se destacar que no desenvolvimento da equação diferencial anteriormente descrita (equação de balanço), consideraram-se as máquinas como dispositivos ideais, ou seja, não foram considerados os efeitos de amortecimentos, tais como: efeitos de perda de energia resultantes de movimentos do rotor em atrito com mancais ou até mesmo com o ar para promover ventilação. Quando estes amortecimentos são considerados outros termos devem compor a equação diferencial [9].

Como a equação de balanço definida em (2.3) é de segunda ordem, esta deve ser transformada em duas equações de primeira ordem e, então, pode-se aplicar o método trapezoidal nestas equações. Como $\dot{\delta}_i = \omega_i$ e $\omega_o = 2\pi f_o$, tem-se que (2.3) pode ser transformada em:

$$\dot{\omega}_i = \frac{\omega_o}{2H_i} (P_{mi} - P_{ei}) \quad (2.4)$$

e

$$\dot{\delta}_i = \omega_i - \omega_o, \quad (2.5)$$

sendo:

ω_i a velocidade angular do gerador i;

ω_o a velocidade síncrona.

Aplicando em (2.4) e (2.5) a fórmula trapezoidal de integração numérica (vide apêndice A), no intervalo de tempo de $(t - \Delta t)$ a (t) , obtém-se para $i = 1, \dots, ng$:

$$\omega_i(t) = \omega_i(t - \Delta t) - \frac{\omega_o \Delta t P_{ei}(t)}{4H_i} + \frac{\omega_o \Delta t}{4H_i} [2P_{mi} - P_{ei}(t - \Delta t)] \quad (2.6)$$

e

$$\delta_i(t) = \frac{\Delta t}{2} \omega_i(t) + \delta_i(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2} [\omega_i(t - \Delta t) - 2\omega_o] \quad (2.7)$$

sendo Δt o intervalo de tempo do passo de integração.

A potência elétrica injetada na rede por cada gerador “i” é obtida considerando a preservação de estrutura como segue:

$$P_{ei} = \text{Re} (E_i \cdot I_{gi}^*)$$

sendo:

E_i = tensão interna do gerador i;

I_{gi} = corrente do gerador i.

em que o vetor das corrente é dado por:

$$\bar{I}_g = \bar{Y} \cdot \bar{E}$$

e a matriz admitância \bar{Y} tem, \bar{Y}_{ii} como elementos da diagonal principal e \bar{Y}_{ij} como elementos fora da diagonal. Por definição [10]:

$$\bar{Y}_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} = \text{soma de todas as admitâncias conectada ao nó i};$$

$$\bar{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = \text{negativo da admitância de transferência entre os nó i e j}.$$

2.5 - Centro de inércia

Nos sistemas de equações citados anteriormente, os ângulos e velocidades dos geradores foram dados com respeito à forma de referência síncrona. Estes ângulos e velocidades também podem ser obtidos em relação ao centro de inércia (COI). O centro de inércia é definido como [11]:

$$\delta_{\text{COI}} = \frac{\sum_i^{\text{ng}} M_i \cdot \delta_i}{\sum_i^{\text{ng}} M_i} \quad (2.8)$$

e

$$\omega_{\text{COI}} = \frac{\sum_i^{\text{ng}} M_i \cdot \omega_i}{\sum_i^{\text{ng}} M_i} \quad (2.9)$$

sendo:

M_i constante de inercia do gerador i ;

ng número de geradores.

Definem-se, assim, os ângulos e velocidades dos geradores em relação ao centro de inércia como [11]:

$$\theta_i = \delta_i - \delta_{\text{COI}} \quad (2.10)$$

$$\varpi_i = \dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{\text{COI}} \quad (2.11)$$

desta forma, as equações de balanço em relação ao centro de inércia tornam-se [11]:

$$M_i \varpi = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{\text{COI}} \quad (2.12)$$

$$\dot{\theta}_i = \varpi_i \quad i = 1, 2, \dots, \text{ng} \quad (2.13)$$

em que:

$$P_{COI} \overset{\Delta}{=} M_T \dot{\omega}_{COI} = \sum_{i=1}^{ng} (P_{mi} - P_{ei}) \quad (2.14)$$

sendo:

$$M_T = \sum_{i=1}^{ng} M_i \quad \text{com } i = 1, 2, \dots, ng \quad (2.15)$$

III - ÍNDICES DE ESTABILIDADE

3.1 - Introdução

Índices que informem o quanto um sistema de energia elétrica é estável ou instável, frente a uma contingência, têm sido o objetivo de muitos estudos nas últimas décadas. Algumas propostas obtêm os índices de simulação no domínio do tempo [3, 4 e 12], outras buscam explorar o cálculo da margem de estabilidade, a partir dos chamados métodos diretos [11 e 13], ou com outras técnicas, como por exemplo, através do uso de uma máquina equivalente [7] e, também, com o uso de redes neurais [14]. O objetivo sempre é a busca de uma forma rápida e confiável de analisar grandes perturbações que possam ocorrer nos SEE. Uma rápida classificação do sistema em estável ou instável, em termos de estabilidade transitória, é fundamental para análise dinâmica de contingências. Toda boa proposta para analisar contingências deve apresentar algumas características importantes:

- Classificação das contingências;
- Precisão e confiabilidade;
- Eficiência computacional.

Neste trabalho, a análise das contingências é realizada utilizando-se índices obtidos a partir da simulação no domínio do tempo. Estes índices permitem classificar e filtrar as contingências severas. Índices extraídos de simulação no domínio do tempo têm sido utilizados para classificar as contingências com relação a sua severidade [3]. Estes índices são baseados nos conceitos de coerência, conversão transitória de energia entre energia cinética e energia potencial, e três produtos escalares de variáveis de estado dos SEE. A classificação das contingências usando-se individualmente os índices não é confiável [3-4], pois o desempenho destes índices varia com cada situação simulada, porém a composição destes índices em um único melhora bastante a análise. Em [4] são apresentados vários exemplos mostrando que a composição melhora os resultados em relação aos índices individuais.

Neste trabalho apresentam-se resultados de uma abordagem para filtrar as contingências, fazendo uma classificação rápida com relação ao estado de sua estabilidade. Esta classificação é feita a partir de índices compostos obtidos com simulação passo a passo com um tempo de simulação igual ao tempo de eliminação da falta (tef) mais um tempo T de

0,5s. Deve-se observar que o parâmetro T foi arbitrado a partir de experiências realizadas de simulações, cujo objetivo é empregar um tempo de simulação adequadamente calibrado, ou seja, não demasiadamente grande que conduziria a um excessivo esforço computacional desnecessário e nem muito pequeno a ponto de comprometer a qualidade dos resultados. Este tempo de 0,5s também foi escolhido nos trabalhos de composição de índices citados nas referências [3-4]. Um tempo menor que 0,5s comprometeria os resultados de avaliação dos índices, e maior levaria a um tempo de análise além da primeira oscilação, o que estaria fora da análise para o modelo clássico utilizado neste trabalho. Outra questão é que este tempo está próximo da chamada análise em tempo real, o que seria ideal. Os índices compostos são obtidos aqui de duas formas: uma composição pela média aritmética dos índices individuais, ou seja, atribuindo pesos iguais para cada índice individual e a outra através de uma composição de forma ponderada, na qual atribuem-se diferentes pesos, valorizando os melhores índices, os quais são determinados de forma estatística.

Os testes, resultados e discussões são apresentados utilizando-se três sistemas de potência: sistema IEEE17 constituído por 17 geradores, 162 barras e 284 ligações [5], sistema IEEE50 constituído de 50 geradores, 145 barras e 453 linhas [5] (outras informações sobre os sistema IEEE17 e IEEE50 se encontram no site: www.ee.washington.edu/research/pstca/), e uma configuração do sistema Sul Brasileiro, com 10 geradores, 45 barras, e 71 linhas [6]. Mais informações sobre estes sistemas são descritas no Apêndice B.

3.2. - Índices Individuais para Classificação de Contingências

Os índices individuais para a classificação de contingências, com relação a sua severidade, utilizados neste trabalho, são os descritos em [3]. Estes índices são baseados nos conceitos de coerência, conversão transitória de energia entre energia cinética e energia potencial, e três produtos escalares de variáveis de estado dos SEE, conforme descritos a seguir.

3.2.1 - Índices baseados na coerência

Os índices baseados no conceito de coerência podem ser promissores na classificação de contingências, no contexto da Análise de Segurança Dinâmica (DSA) para a

análise em primeiro balanço. A coerência é a medida de proximidade de todos os ângulos do rotor dos geradores (relacionado ao centro de inércia COI) após a extinção da falta [3]. Obviamente, casos estáveis apresentam mais geradores coerentes que casos instáveis. O conceito de coerência pode ser melhor compreendido na Figura 2 para um caso estável em que mostra que todos os geradores apresentam proximidade dos ângulos dos rotores, e Figura 3 para um caso instável em que mostra que dois geradores têm os ângulos dos rotores se afastando dos demais, ou seja, menor coerência.

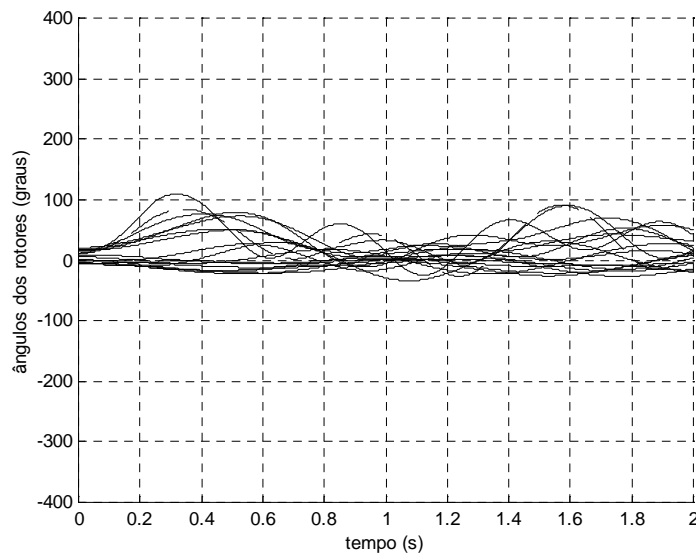


Figura 2 - Ângulos dos rotores para um caso estável para o sistema IEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado (em $t_{ef} = 0,20s$) com o desligamento da linha 110-112.

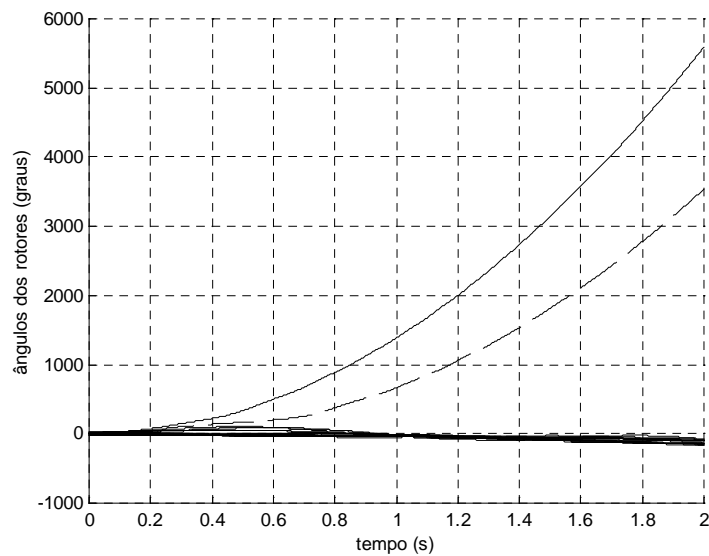


Figura 3 - Ângulos dos rotores para um caso instável no sistema IEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado (em $t_{ef} = 0,28s$) com o desligamento da linha 110-112.

O índice de desempenho ID_1 é definido para o conceito de coerência. Ele é dado pela máxima diferença entre o ângulo máximo e o ângulo mínimo, em um curto período após a extinção da falta (neste trabalho adota-se $T = 0,5s$), como mostrado por (3.1).

$$ID_1 = \max(\max\theta_i(t) - \min\theta_i(t)) \quad (3.1)$$

sendo: $i = 1, 2, \dots, n_g$ e $t_{ef} \leq t \leq t_{ef} + T$

3.2.2 - Índices baseados na conversão de energia transitória

Os índices baseados no conceito de conversão de energia transitória (energia cinética e potencial), também se revelam como promissores na classificação de contingências [3-4]. A energia cinética está principalmente relacionada à velocidade dos geradores. A energia potencial inclui três partes: posição energética de todos os geradores em relação ao COI, energia magnética, e dissipação de energia, os dois últimos relacionados à rede de transmissão [11]. Na estabilidade transitória busca-se observar se os geradores do sistema perdem o sincronismo, ou não, após a extinção da falta. Se o sistema tem capacidade suficiente de energia potencial, então, o excesso de energia cinética injetada no sistema pode ser absorvido, e o sistema não perderá o sincronismo, alcançando um novo ponto de equilíbrio estável. As Figuras 4 e 5 mostram dois exemplos de energia cinética e potencial obtidos ao longo da trajetória pós-falta para os casos estáveis e instáveis do sistema IEEE17.

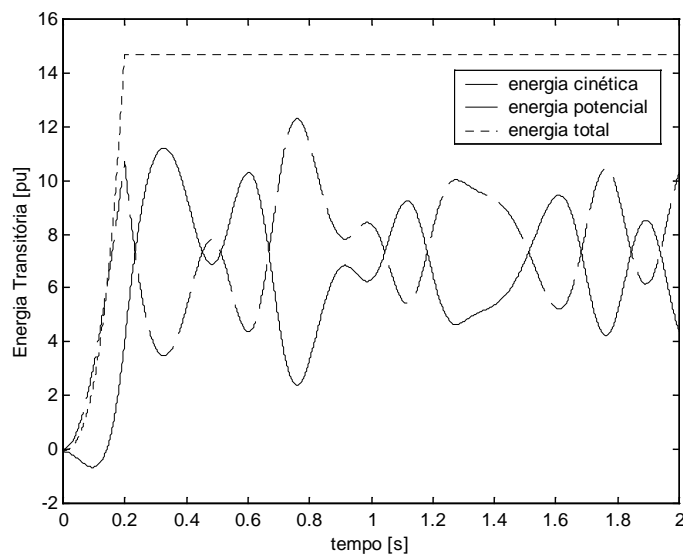


Figura 4 - Curvas de energia cinética, potencial e total para um caso estável, sistema IEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado (em $t_{ef} = 0,20s$) com o desligamento da linha 110-112.

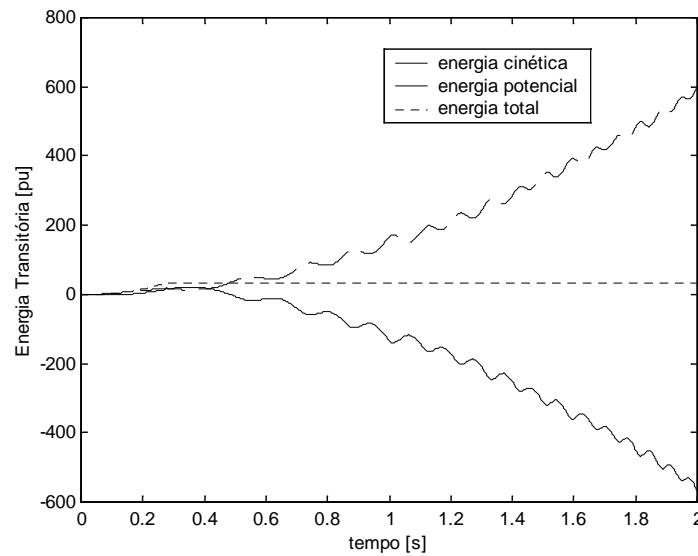


Figura 5 - Curvas de energia cinética, potencial e total para um caso instável, sistema IEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado (em $t_{ef} = 0,28s$) com o desligamento da linha 110-112.

O índice ID_2 é a máxima diferença entre a energia potencial transitória e a energia cinética transitória [3]. Este índice é obtido no mesmo período do índice ID_1 e dado por (3.2).

$$ID_2 = \max(|W_{ke}(t) - W_{pe}(t)|) \quad (3.2)$$

em que:

$$t_{ef} \leq t \leq t_{ef} + 0,5s;$$

W_{ke} é a energia cinética total do sistema;

W_{pe} é a energia potencial total do sistema.

3.2.3 - Índices baseados em produtos escalares entre variáveis de estado

Esses produtos utilizam os vetores de diferença de potência, velocidade e ângulo do rotor [3], conforme segue:

$$\text{prod1} = \sum_{i=1}^{ng} f_i \cdot \varpi_i \quad (3.3)$$

$$f_i = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_t} P_{COI} \quad (3.4)$$

$$P_{COI} = \sum_{i=1}^{ng} (P_{mi} - P_{ei}) \quad (3.5)$$

sendo

$i = 1, \dots, ng;$

ω_i a velocidade angular em relação ao centro de inércia para a máquina i ;

f_i a potência de aceleração da máquina i .

O produto escalar prod1, pode dar uma medida da potência de aceleração total, sofrida pelo sistema em decorrência da falta e a resposta do sistema de potência (incluindo geradores e rede) a esta potência de aceleração. Logo, este pode ser um bom índice para a ordenação dinâmica das contingências, conforme é mostrado na Figura 6. que mostra o caso estável com pouca amplitude de oscilação e o caso instável com grande amplitude de oscilação após a falta. O produto da aceleração pela velocidade implica em maior diferença entre as situações estáveis e instáveis.

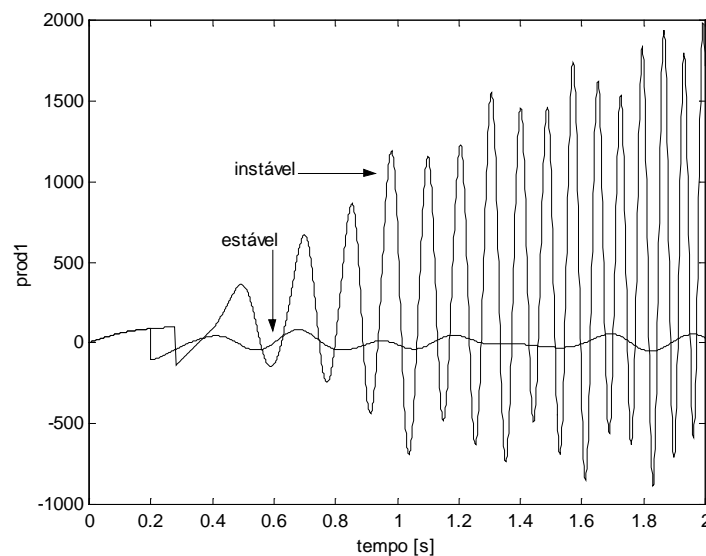


Figura 6 - Curvas do primeiro produto escalar (prod1), para o sistema IEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado com o desligamento da linha 110-112, para os casos com $t_{ef} = 0,20s$ (estável) e $t_{ef} = 0,28s$ (instável).

O vetor do ângulo do rotor que é uma medida significativa da coerência dos geradores, quando multiplicado pela aceleração (prod2) ou com a velocidade (prod3), proporciona também boas medidas do efeito das faltas sobre o sistema. Estes dois produtos escalares são definidos como:

$$\text{prod2} = \sum_{i=1}^{ng} f_i \cdot \theta_i \quad (3.6)$$

$$\text{prod3} = \sum_{i=1}^{ng} \omega_i \cdot (\theta_i - \theta_i^{cl}) \quad (3.7)$$

sendo:

θ_i o ângulo do rotor em relação ao centro de inércia para o gerador i ;

θ_i^{cl} o ângulo do rotor em relação ao centro de inércia no instante de eliminação da falta.

Para estes dois produtos escalares (prod2 e prod3) são mostradas as curvas obtidas ao longo das trajetórias pós-falta nas Figuras 7 e 8, respectivamente, em que se mostram grandes diferenças das situações estáveis quando comparadas as situações instáveis.

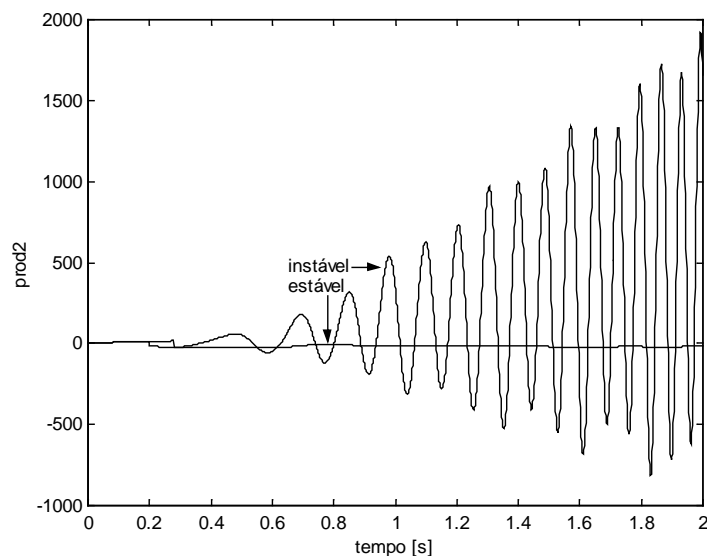


Figura 7 - Curvas do segundo produto escalar (prod2), para o sistema IEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado com o desligamento da linha 110-112, para os casos com $t_{ef} = 0,20s$ (estável) e $t_{ef} = 0,28s$ (instável).

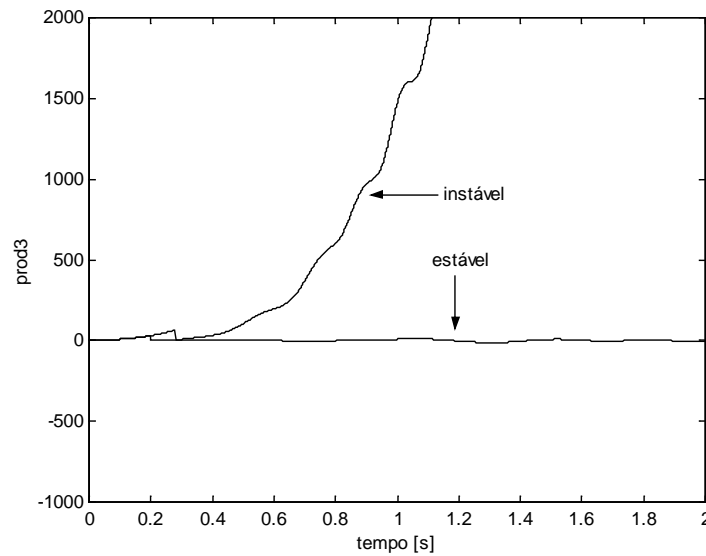


Figura 8 - Curvas do terceiro produto escalar (prod3), para o sistema IEEE17, curto-circuito trifásico próximo a barra 112, eliminado com o desligamento da linha 110-112, para os casos com $t_{ef} = 0,20s$ (estável) e $t_{ef} = 0,28s$ (instável).

A partir de prod1, prod2 e prod3, definem-se três índices ID_3 , ID_4 e ID_5 de acordo com (3.8), (3.9) e (3.10) respectivamente. Estes índices indicam a máxima diferença dos produtos escalares, no mesmo período usado para o índice ID_1 [3]:

$$ID_3 = \text{prod}_1^{\max} - \text{prod}_1^{\min} \quad (3.8)$$

sendo: $\text{prod}_1^{\max} = \max[\text{prod1}(t)]$

$$\text{prod}_1^{\min} = \min[\text{prod1}(t)]$$

$$ID_4 = \text{prod}_2^{\max} - \text{prod}_2^{\min} \quad (3.9)$$

sendo: $\text{prod}_2^{\max} = \max[\text{prod2}(t)]$

$$\text{prod}_2^{\min} = \min[\text{prod2}(t)]$$

$$ID_5 = \text{prod}_3^{\max} - \text{prod}_3^{\min} \quad (3.10)$$

sendo: $\text{prod}_3^{\max} = \max[\text{prod3}(t)]$

$$\text{prod}_3^{\min} = \min[\text{prod3}(t)]$$

com $t_{ef} \leq t \leq t_{ef} + 0,5s$

3.3 - Índices compostos

Os índices individuais, anteriormente discutidos, apresentam bons resultados para situações particulares[3-4], mas não podem, de forma confiável, ser usados em casos gerais, dependendo de fatores, tais como: tamanho do sistema, tipo de distúrbio e período de simulação após a extinção do distúrbio (falta) [4]. Da experiência de implementação com sucesso de classificação de contingências em tempo real, em análise de segurança estática, índices compostos são sugeridos para ordenação e seleção de contingências [3].

Os índices compostos podem ser calculados atribuindo pesos para cada índice individual e, então, é realizada a adição destes. Obviamente, um índice composto pode dar uma avaliação global dos diferentes aspectos do SEE. Um índice individual poderá não ordenar as contingências perfeitamente para diferentes SEE, sob diferentes condições de severidade. É esperado que um índice composto forneça um melhor resultado.

Logicamente, a atribuição de diferentes pesos valorizando os melhores índices tem um impacto na precisão da severidade. Neste trabalho foram considerados dois tipos de composição para comparação: no primeiro caso os pesos foram escolhidos de tal forma que o índice composto (CM) é a média aritmética dos índices individuais, ou seja, atribuídos pesos iguais para todos os índices. Assim, para cada falta (F), CM_F é dado por (3.11):

$$CM_F = 0,2.(ID_1)_F + 0,2.(ID_2)_F + 0,2.(ID_3)_F + 0,2.(ID_4)_F + 0,2.(ID_5)_F \quad (3.11)$$

Este trabalho propõe valorizar os índices que obtiveram melhores resultados, através da atribuição de maiores pesos para estes índices. Os melhores índices, aqui considerados, são aqueles que apresentam maior dispersão entre os seus componentes correspondentes a um conjunto de faltas. A maior dispersão implica na maior diferenciação entre os casos estáveis e instáveis. A proposta então, é a obtenção dos pesos de forma sistemática a partir de um tratamento estatístico dos dados como segue.

O grau de dispersão de um conjunto de dados pode ser medido pelos desvios dos valores observados em relação à média. Entende-se por desvio em relação à média, a diferença entre o valor observado x_i e a média do conjunto de dados \bar{x} . É preciso considerar, no entanto, que cada dado tem um desvio em relação à média. Então, para julgar o grau de dispersão de todo o conjunto de dados com base nos desvios, é preciso observar todos os desvios. Não se pode usar a soma dos desvios como medida de dispersão. A soma dos desvios é necessariamente igual a zero, porque os desvios com sinais positivos e negativos, se

compensam. É claro, que o problema de achar um único valor para representar os desvios fica resolvido se, em lugar da soma dos desvios, for usada a soma dos quadrados dos desvios.

Assim, para medir a dispersão dos dados em torno da média usa-se a variância, que pode ser definida como a soma dos quadrados dos desvios, dividida pelo número de dados [15]. Também se define o cálculo da variância como a soma dos quadrados dos desvios, dividida pelo número de graus de liberdade. O número de graus de liberdade é igual ao número de dados menos 1, isto é N-1. [15]. Neste trabalho, a variância foi calculada nesta última forma. Então, a variância, que é indicada por s^2 , pode ser definida pela fórmula:

$$s^2 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{N-1}$$

Como medida de dispersão, a variância apresenta a desvantagem de ter unidade de medida igual ao quadrado da unidade de medida dos dados. Então, é preciso definir uma medida de dispersão que seja a raiz quadrada da variância.

Deste modo, define-se o desvio padrão “s” como a raiz quadrada da variância, com sinal positivo [15]. O desvio padrão, como a variância, mede a dispersão dos dados, mas tem a vantagem de usar a mesma unidade de medida dos dados.

Existem casos (conjunto de dados que têm médias bem diferentes) em que o uso da variância não é suficiente para comparar a dispersão entre diferentes índices. Supondo-se que num primeiro índice os seus componentes são: 1;3;5 e num segundo índice 53;55;57.

A variância do primeiro índice é igual à variância do segundo índice, logo a dispersão em torno da média é exatamente a mesma nos dois índices. No entanto, esta dispersão no primeiro índice pode significar grandes mudanças físicas, o que não acontece para o segundo índice.

Essas observações refletem a idéia de dispersão relativa, ou seja, de dispersão em relação à média, que se trata de uma medida relativa de dispersão útil, para a comparação em termos relativos do grau de concentração em torno da média de séries distintas. Para medir dispersão relativa usa-se o coeficiente de variação. Por definição, coeficiente de variação (CV) é a razão entre o desvio padrão s e a média aritmética \bar{x} [15, 16]. Então, o coeficiente de variação é dado em porcentagem, como segue:

$$CV = \frac{s}{\bar{x}} \cdot 100 \tag{3.12}$$

Assim, para o índice com componentes 1, 3 e 5, $CV = 66,7\%$, enquanto que o índice com componentes 53, 55 e 57, $CV = 3,6\%$. Os valores dos coeficientes de variação confirmam a observação de que a dispersão dos dados em relação à média é muito importante no primeiro índice e pouco no segundo.

Considerando a existência de vários índices como é a situação para este trabalho tem-se de observar também a correlação entre os diversos índices, assim:

$$[CV_1 \quad \dots \quad CV_n] = \begin{bmatrix} \frac{1}{\bar{x}_1} & \dots & \frac{1}{\bar{x}_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_{11} & s_{21} & \dots & \dots & s_{n1} \\ s_{12} & s_{22} & \dots & \dots & s_{n2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ s_{1n} & s_{2n} & \dots & \dots & s_{nn} \end{bmatrix} \cdot 100 \quad (3.13)$$

sendo n o nº de índices, \bar{x}_i são as médias aritméticas dos componentes de cada índice i , e a matriz “s” tem como elementos na diagonal principal os desvios padrões s_{ii} dados por:

$$s_{ii} = \frac{1}{N-1} \sqrt{[ID_i - \bar{x}_i]^T [ID_i - \bar{x}_i]} \quad (3.14)$$

e fora da diagonal os elementos de correlação entre os diversos índices, dados por:

$$s_{ij} = \frac{1}{N-1} \sqrt{[ID_i - \bar{x}_i]^T [ID_j - \bar{x}_j]} \quad (3.15)$$

Desta forma, cada fator (ou peso), pode ser determinado pela divisão do CV_i de cada índice pelo $\sum_{i=1}^n CV_i$, ou seja:

$$C_i = \frac{CV_i}{\sum_{i=1}^n CV_i} \quad (3.16)$$

e o índice composto de forma ponderada para uma determinada falta F (CP_F) é, então, obtido pelo somatório da multiplicação de cada fator C_i de (3.16) com seus respectivos componentes dos índices $(ID_i)_F$, com $i = 1, \dots, n$, conforme é dado por (3.17).

$$CP_F = \sum_{i=1}^{NI} C_i \cdot (ID_i)_F \quad (3.17)$$

Neste trabalho com o uso de (3.13), um CV_i é obtido para cada conjunto de componentes (relativo às faltas previamente simuladas) dos índices ID_1 , ID_2 , ID_3 , ID_4 , e ID_5 e, então, a partir de (3.16), são calculados os coeficientes (C_1 , C_2 , C_3 , C_4 e C_5), os quais podem ser utilizados para o cálculo de CP_F para qualquer falta referida ao mesmo sistema, através do uso de (3.17). Sendo que, para este trabalho a equação (3.17) pode ser posta na forma particular como segue:

$$CP_F = C_1 \cdot (ID_1)_F + C_2 \cdot (ID_2)_F + C_3 \cdot (ID_3)_F + C_4 \cdot (ID_4)_F + C_5 \cdot (ID_5)_F \quad (3.18)$$

O índice composto (CP_F), desta forma, é mais eficiente em relação ao índice composto pela média (CM_F), pois pondera com pesos maiores os melhores índices. Os índices CM_F e CP_F , são normalizados como forma de compara-los para melhor compreensão dos resultados.

3.4 - Resultados de composição de índices

As faltas, abordadas aqui, são sempre do tipo curto-circuito trifásico ocorrendo próximo a uma barra, sendo eliminadas com desligamentos de linhas de transmissão ou em outros casos sem desligamentos (auto-extinção da falta), em um tempo de extinção da falta (t_{ef}). O modelo clássico foi utilizado para representar os geradores em todos os testes realizados. A simulação no domínio do tempo utiliza o método trapezoidal para a resolução numérica das equações diferenciais.

3.4.1 - Composição de índices para o sistema IEEE17

A primeira tarefa é realizar um conjunto de simulações visando a obtenção dos pesos para o cálculo de CP_F , e definição das faixas de estabilidade para os índices CM_F e CP_F . Assim, foram simuladas, até 2 segundos, aleatoriamente 40 faltas entre casos estáveis e instáveis (E/I), procurando explorar as mais diversas situações como: casos estáveis, marginalmente estáveis, marginalmente instáveis e instáveis. Os índices foram calculados em um tempo igual a t_{ef} mais 0,5 segundo. O modelo clássico foi utilizado para representar os geradores para todas as simulações e o passo de integração utilizado foi de 0,001s. As faltas abordadas aqui são sempre do tipo curto-circuito trifásico ocorrendo próximo a uma barra, sendo eliminadas com desligamentos de linha de transmissão ou em outros casos sem desligamentos (auto-extinção da falta), em um tempo de eliminação da falta (t_{ef}). Nas tabelas apresentadas neste trabalho as seguintes definições são adotadas: F indica o número da falta, BF indica a barra em falta, L significa linha que é desligada para eliminar a falta, LD indica se a linha é desligada (S) ou não (N), t_{cr} é o tempo crítico de eliminação daquela falta, E/I indica o tipo de estabilidade avaliado no tempo de 2s através da abertura angular do rotor dos geradores. O cálculo dos fatores C_i , como citado por (3.16), depende inicialmente da obtenção dos coeficientes de variação CV obtidos por (3.13) para os componentes de cada índice individual (ID_1 a ID_5), indicados na Tabela 1.

Tabela 1 - Sistema IEEE17, 40 casos, tempo de medida = $t_{ef} + 0,5s$.

F	BF	L	LD	t _{ef}	t _{cr} (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	E/I
1	003	003-103	S	0,28	0,282	2,879	37,187	283,480	47,580	17,370	E
2	015	015-063	S	0,05	0,31	1,064	1,076	6,563	7,234	2,857	E
3	027	027-031	S	0,05	0,47	1,020	0,602	14,550	6,855	2,087	E
4	027	027-127	S	0,05	0,47	1,023	0,617	15,121	6,976	2,172	E
5	129	129-132	S	0,05	0,322	1,048	1,430	14,574	7,273	4,491	E
6	018	018-037	S	0,28	>0,5	0,965	3,525	5,487	4,455	0,850	E
7	021	021-127	S	0,28	>0,5	0,981	2,565	7,434	4,381	0,768	E
8	016	016-126	S	0,28	>0,5	0,986	2,691	8,038	4,456	0,827	E
9	092	092-102	S	0,28	>0,5	1,005	2,365	7,590	4,763	1,169	E
10	032	032-033	S	0,28	>0,5	0,978	3,471	7,048	4,948	0,973	E
11	043	043-103	S	0,28	>0,5	1,011	2,696	9,256	4,862	0,866	E
12	041	041-081	S	0,28	>0,5	0,970	2,789	7,844	5,215	1,520	E
13	046	046-047	S	0,28	>0,5	1,051	3,751	11,203	6,192	0,913	E
14	089	089-086	S	0,28	>0,5	1,052	3,428	10,678	5,932	1,254	E
15	154	154-160	S	0,28	>0,5	1,049	3,329	10,836	6,008	0,812	E
16	103	103-124	S	0,28	>0,5	1,009	1,587	13,608	5,372	0,509	E
17	071	071-085	S	0,28	>0,5	1,063	3,610	11,527	6,324	0,979	E
18	059	059-061	S	0,28	>0,5	1,065	4,347	13,942	7,016	0,920	E
19	010	010-015	S	0,28	>0,5	1,069	4,285	14,363	7,252	0,863	E
20	026	026-075	N	0,159	0,261	1,923	11,785	121,320	22,607	9,052	E
21	093	093-042	S	0,30	0,26	7,399	48,581	293,438	80,469	115,163	I
22	110	110-112	S	0,28	0,26	9,070	15,162	204,895	27,982	151,980	I
23	110	110-134	S	0,279	0,278	3,523	16,666	118,791	22,578	10,351	I
24	001	001-003	S	0,28	0,17	8,410	232,910	771,180	168,324	505,253	I
25	026	026-074	S	0,25	0,20	14,205	260,720	881,754	255,870	577,656	I
27	149	149-026	S	0,28	0,22	12,859	74,842	436,225	152,114	338,998	I
26	149	149-151	S	0,28	0,25	10,420	37,507	399,512	127,308	186,553	I
27	149	149-152	S	0,28	0,25	10,863	38,520	485,362	181,484	219,540	I
29	149	149-150	S	0,28	0,25	10,541	38,883	421,031	144,110	193,990	I
30	112	112-120	S	0,28	0,21	15,696	142,764	590,058	190,730	865,216	I
31	001	001-005	S	0,28	0,22	11,761	136,597	650,318	238,842	310,918	I
32	005	005-120	S	0,28	0,23	13,287	121,518	704,948	220,211	385,531	I
33	005	005-129	S	0,28	0,23	13,150	119,103	721,766	225,038	377,772	I
34	001	001-004	S	0,237	0,23	4,939	21,245	285,473	60,107	25,002	I
35	001	001-002	S	0,28	0,22	10,493	128,039	409,068	102,667	322,522	I
36	120	120-129	S	0,28	0,26	8,725	40,284	357,016	84,371	265,020	I
37	120	120-014	S	0,28	0,26	8,466	40,969	358,189	88,488	253,782	I
38	096	096-100	S	0,28	0,24	15,614	13,986	136,080	45,211	436,718	I
39	005	001-005	S	0,28	0,23	12,047	75,534	613,145	191,083	276,826	I
40	112	110-112	S	0,28	0,24	15,507	138,131	913,973	300,928	568,403	I

Com os resultados das simulações mostradas na Tabela 1, podem-se obter os pesos C_i e ajustar a faixa para classificação de novas faltas. Os pesos C_i , obtidos a partir de

(3.16), são mostrados na Tabela 2. Pode-se observar que foram obtidos valores diferentes para os cinco pesos, sendo esta uma característica importante que diferencia os índices CM_F e CP_F .

Tabela 2 - Fatores para obtenção de CP_F – IEEE17.

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
0,046	0,151	0,333	0,185	0,285

De posse dos pesos mostrados na Tabela 2, pode-se determinar os valores de CP_F . A Tabela 3 mostra os valores obtidos para os índices compostos, para as faltas relacionadas da Tabela 1. Os valores de CM_F e CP_F mostrados na Tabela 3 foram normalizados com os maiores valores obtidos nesta tabela respectivamente para CM_F e CP_F .

Observando-se a Tabela 3, notam-se valores pequenos para CM_F e CP_F , para os casos estáveis (E) e valores maiores para os casos instáveis (I). Porém, não aparece uma divisão clara entre todos os casos E e I, devido principalmente aos casos marginais, o que leva a necessidade da criação de uma faixa intermediária com casos E e I misturados. Assim, propõe-se, neste trabalho, uma classificação dos casos em três faixas: uma com casos estáveis, outra com casos instáveis e uma terceira com os casos (denominados de Potencialmente Perigosos - PP) com os valores intermediários.

Tabela 3 - Valores de CM_F e CP_F para as contingências da Tabela 1.

CASOS ESTÁVEIS			CASOS INSTÁVEIS		
F	CM_F	CP_F	F	CM_F	CP_F
1	0,1952	0,2087	21	0,2739	0,2806
2	0,0094	0,0083	22	0,2056	0,2189
3	0,0126	0,0125	23	0,0864	0,0904
4	0,0130	0,0130	24	0,8472	0,8568
5	0,0145	0,0142	25	1,0000	1,0000
6	0,0077	0,0064	26	0,5100	0,5167
7	0,0081	0,0072	27	0,3825	0,3956
8	0,0085	0,0077	28	0,4702	0,4839
9	0,0085	0,0076	29	0,4063	0,4187
10	0,0088	0,0075	30	0,9067	0,9177
11	0,0094	0,0086	31	0,6775	0,6790
12	0,0092	0,0082	32	0,7263	0,7410
13	0,0116	0,0105	33	0,7320	0,7481
14	0,0112	0,0102	34	0,1994	0,2139
15	0,0111	0,0101	35	0,4888	0,4893
16	0,0111	0,0109	36	0,3796	0,3968
17	0,0118	0,0108	37	0,3768	0,3932
18	0,0137	0,0127	38	0,3254	0,3318
19	0,0140	0,0129	39	0,5872	0,6054
20	0,0838	0,0898	40	0,9732	0,9962

Desta forma, uma proposta de classificação de contingências pode ser feita definindo-se primeiro a faixa de casos que serão considerados PP. A proposta de divisão das faixas é como segue:

- O limite inferior para casos PP igual ao maior valor obtido para os casos estáveis (falta nº 20 da Tabela 3) que ainda seja menor que o menor valor entre os casos instáveis (falta nº 23 da Tabela 3).
- O limite superior para casos PP igual ao menor valor obtido para os casos instáveis (falta nº 34 da Tabela 3) que seja maior que o maior valor entre os casos estáveis (falta nº 01 da Tabela 3).
- Os casos E e I são classificados em faixas estáveis e instáveis automaticamente.

A Tabela 4 mostra as faixas para classificação das contingências.

Tabela 4 - Faixa de valores para classificação dos índices compostos – IEEE17.

Faixas de CM_F e CP_F			
	E	PP	I
CM_F	$CM_F < 0,0838 - \epsilon$	$0,0838 - \epsilon \leq CM_F \leq 0,1994 + \epsilon$	$CM_F > 0,1994 + \epsilon$
CP_F	$CP_F < 0,0898 - \epsilon$	$0,0898 - \epsilon \leq CP_F \leq 0,2139 + \epsilon$	$CP_F > 0,2139 + \epsilon$

Observa-se que ϵ é um parâmetro usado com o propósito de definir as faixas CM_F e CP_F com maior segurança para não classificar errado, ou seja, permitindo ao usuário uma melhor escolha, de acordo com a experiência adquirida considerando o sistema sob análise.

Os casos classificados como PP podem ser marginais (marginalmente estáveis ou instáveis), alguns estáveis (principalmente, quando os ângulos dos rotores de alguns geradores apresentam grandes variações, (veja Figura 9), e por alguns instáveis. Destaca-se que as contingências classificadas como potencialmente perigosas representam casos que requerem cuidados especiais, como uma simulação por um tempo maior. Assim, deve-se buscar uma maneira de classificar o menor número de casos como PP. A adoção de um ϵ grande permite uma avaliação com mais segurança, porém, com mais casos classificados na faixa PP. Assim, para este sistema, ϵ foi considerado de 15% dos valores obtidos na Tabela 4, resultando nas faixas mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 - Faixa de valores para classificação dos índices compostos – IEEE17, com correção de faixa.

Faixas de CM_F e CP_F			
	E	PP	I
CM_F	$CM_F < 0,0712$	$0,00712 \leq CM_F \leq 0,2293$	$CM_F > 0,2263$
CP_F	$CP_F < 0,0763$	$0,0763 \leq CP_F \leq 0,2460$	$CP_F > 0,2460$

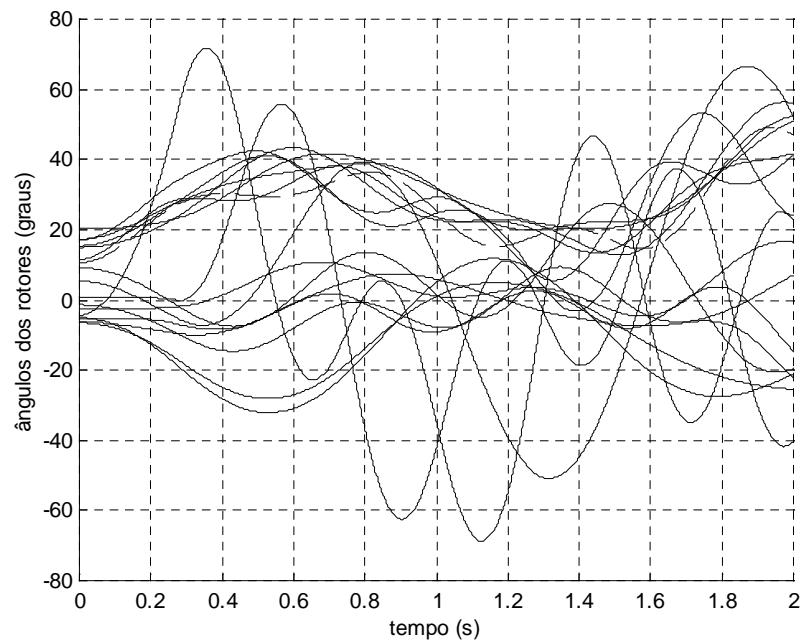


Figura 9 - Ângulos dos rotores em função do tempo para o sistema IEEE17, referente a falta devido a um curto-circuito trifásico próximo a barra 27, eliminada (em $t_{ef}=0,47s$) com o desligamento da linha 27-31. Mostrando que a maioria dos geradores apresentam grandes amplitudes de oscilações para um caso estável.

De posse dos fatores para composição de CP_F indicados na Tabela 2 e das faixas de estabilidade mostradas na Tabela 5, pode-se determinar a severidade e conseqüentemente uma classificação para novas faltas e diferentes condições de operação como mostrado a seguir:

Para 10 novas contingências no sistema IEEE17, obtêm-se os resultados relacionados na Tabela 6.

Tabela 6 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências, tempo de simulação $t_{ef} + 0,5s$.

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	03	03-14	S	0,010	0,283	1,021	1,935	11,963	6,646	3,146	E(0,0124)	E(0,0118)	E
02	110	110-141	S	0,050	0,282	1,039	1,706	14,408	6,972	3,696	E(0,0140)	E(0,0136)	E
03	26	26-76	N	0,050	0,207	1,047	1,068	11,190	6,300	4,431	E(0,0121)	E(0,0117)	E
04	70	70-73	N	0,010	0,254	1,015	1,824	11,017	5,952	2,720	E(0,0113)	E(0,0107)	E
05	70	70-73	N	0,050	0,254	1,037	1,260	11,189	6,097	3,827	E(0,0118)	E(0,0113)	E
06	03	03-14	S	0,176	0,283	1,734	11,526	95,136	24,004	10,681	PP(0,0719)	E(0,0751)	E
07	110	110-141	S	0,258	0,282	3,066	12,723	87,754	22,058	20,008	PP(0,0732)	E(0,0752)	E
08	26	26-76	N	0,300	0,207	19,559	359,938	1190,602	497,777	906,769	I(1,0000)	I(1,0000)	I
09	110	110-141	S	0,400	0,282	20,500	46,795	371,067	130,664	746,570	I(0,6610)	I(0,6846)	I
10	70	70-73	N	0,300	0,254	13,582	90,687	597,728	204,409	388,306	I(0,6505)	I(0,6633)	I

Pela Tabela 6 pode-se observar que foram distinguidos casos estáveis (faltas 1, 2, 3, 4 e 5), casos instáveis (faltas 8, 9 e 10) e casos PP (faltas 6 e 7). Observando-se os índices CM_F e CP_F na Tabela 9, verifica-se que na coluna de CM_F existem casos PP, o que não ocorre na coluna de CP_F. Os índices CP_F indicam corretamente a estabilidade para estes casos, ou seja, classificando como estáveis ou instáveis. Desta forma, CP_F mostra-se melhor que CM_F, pois classifica melhor as faltas. Também pode-se notar que os valores dos índices estáveis na CP_F são menores que na CM_F e que os valores dos índices instáveis na CP_F são maiores que na CM_F. Assim conclui-se que CP_F distingue melhor entre casos estáveis e instáveis com relação aos índices individuais e em relação a CM_F. Pode-se observar também que nenhum caso estável é classificado como instável e vice-versa.

Para testar a aplicabilidade dos índices sob diferentes condições de operação, foram feitas simulações para as situações com 5% e 10% de corte de carga e acréscimos de 5% e 10% da carga, como mostrados nas Tabelas 7 a 10, respectivamente. De onde se pode observar que as faixas de valores para a classificação dos índices compostos dado na Tabela 5 continuam valendo. Além disso todas as observações feitas anteriormente de comparações entre CM_F e CP_F também são confirmadas.

Tabela 7 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências com corte de carga de 5%.

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	03	03-14	S	0,01	0,29	0,780	1,390	6,625	1,711	0,663	E(0,0056)	E(0,0054)	E
02	03	03-50	S	0,01	0,28	0,786	1,413	6,736	1,691	0,683	E(0,0057)	E(0,0055)	E
03	26	26-74	S	0,01	0,18	0,922	0,974	4,208	1,166	0,352	E(0,0038)	E(0,0035)	E
04	26	26-76	N	0,01	0,18	0,798	1,412	6,843	1,990	0,722	E(0,0059)	E(0,0057)	E
05	15	15-60	S	0,01	0,23	0,790	1,472	7,699	1,692	0,736	E(0,0062)	E(0,0061)	E
06	15	15-60	S	0,30	0,23	9,658	85,703	590,695	214,677	98,323	I(0,5020)	I(0,5106)	I
07	03	03-50	S	0,30	0,28	6,940	66,142	778,525	193,474	86,974	I(0,5688)	I(0,6067)	I
08	26	26-74	S	0,19	0,18	9,055	137,092	1212,274	252,075	188,594	I(0,9040)	I(0,9714)	I
09	26	26-76	N	0,19	0,18	7,445	137,123	1137,574	219,641	164,438	I(0,8372)	I(0,8996)	I
10	03	03-14	S	0,30	0,29	6,357	64,639	817,966	203,022	77,722	I(0,5877)	I(0,6288)	I

Tabela 8 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências com corte de carga de 10%.

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	03	03-14	S	0,01	0,28	0,749	1,406	6,755	1,527	0,668	E(0,0056)	E(0,0054)	E
02	03	03-50	S	0,01	0,28	0,756	1,430	6,865	1,467	0,687	E(0,0056)	E(0,0055)	E
03	26	26-74	S	0,01	0,47	0,766	1,181	5,500	1,367	0,537	E(0,0047)	E(0,0045)	E
04	26	26-76	N	0,01	0,48	0,744	1,435	7,000	1,507	0,703	E(0,0057)	E(0,0056)	E
05	15	15-60	S	0,01	0,22	0,759	1,475	7,728	1,483	0,732	E(0,0061)	E(0,0061)	E
06	15	15-60	S	0,30	0,22	9,902	89,995	602,994	215,243	109,062	I(0,5161)	I(0,5252)	I
07	03	03-50	S	0,30	0,28	8,198	71,675	834,029	339,307	92,962	I(0,6764)	I(0,6976)	I
08	26	26-74	S	0,50	0,47	10,432	72,376	906,984	298,366	122,283	I(0,7087)	I(0,7449)	I
09	26	26-76	N	0,50	0,48	10,473	73,715	973,583	326,450	123,266	I(0,7575)	I(0,7975)	I
10	03	03-14	S	0,50	0,28	15,259	115,593	1275,695	772,846	183,711	I(1,0000)	I(1,0000)	I

Tabela 9 - Sistema IEEE17, 10 novas contingências com acréscimo de carga de 5%.

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	03	03-14	S	0,01	0,20	1,089	1,308	6,140	1,443	0,613	E(0,0053)	E(0,0050)	E
02	03	03-50	S	0,01	0,20	1,097	1,347	6,331	1,531	0,641	E(0,0055)	E(0,0052)	E
03	26	26-74	S	0,01	0,18	1,123	0,894	4,156	0,952	0,314	E(0,0037)	E(0,0034)	E
04	26	26-76	N	0,01	0,18	1,067	1,358	6,547	1,433	0,697	E(0,0056)	E(0,0053)	E
05	15	15-60	S	0,01	0,24	1,060	1,433	7,473	1,329	0,713	E(0,0060)	E(0,0059)	E
06	15	15-60	S	0,26	0,24	5,679	35,462	408,733	117,816	46,177	I(0,3084)	I(0,3237)	I
07	03	03-50	S	0,30	0,20	5,302	57,536	420,334	94,174	48,283	I(0,3144)	I(0,3301)	I
08	26	26-74	S	0,19	0,18	7,286	134,823	946,544	164,455	148,843	I(0,7044)	I(0,7528)	I
09	26	26-76	N	0,20	0,18	11,084	149,094	1484,064	437,186	282,688	I(1,0000)	I(1,0000)	I
10	03	03-14	S	0,237	0,20	2,350	34,077	357,745	49,514	6,501	PP(0,2262)	I(0,2475)	I

Tabela 10 – Sistema IEEE17, 10 novas contingências com acréscimo de carga de 10%,

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	03	03-14	S	0,01	0,29	1,104	1,286	6,027	1,616	0,602	E(0,0053)	E(0,0050)	E
02	03	03-50	S	0,01	0,28	1,112	1,327	6,223	1,704	0,630	E(0,0055)	E(0,0052)	E
03	26	26-74	S	0,01	0,18	1,139	0,891	4,130	0,887	0,321	E(0,0037)	E(0,0033)	E
04	26	26-76	N	0,01	0,19	1,082	1,341	6,460	1,346	0,688	E(0,0055)	E(0,0052)	E
05	15	15-60	S	0,01	0,23	1,073	1,420	7,390	1,387	0,709	E(0,0060)	E(0,0058)	E
06	15	15-60	S	0,30	0,23	8,781	67,067	506,263	206,337	83,739	I(0,4382)	I(0,4428)	I
07	03	03-50	S	0,30	0,28	5,329	54,355	405,437	84,481	74,635	I(0,3137)	I(0,3306)	I
08	26	26-74	S	0,19	0,18	6,579	114,180	921,664	157,157	115,999	I(0,6610)	I(0,7116)	I
09	26	26-76	N	0,20	0,19	10,744	134,224	1277,054	384,635	256,462	I(1,0000)	I(1,0000)	I
10	03	03-14	S	0,245	0,20	2,565	36,230	359,030	50,921	7,308	PP(0,2291)	I(0,2499)	I

3.4.2 – Composição de índices para o sistema Sul Brasileiro

A fim de se obter os fatores (pesos) C_i , (que são utilizados para a obtenção do índice composto CP_F), além de se estabelecer faixas de estabilidade para os índices CM_F e CP_F . Para o sistema Sul Brasileiro foram simuladas aleatoriamente 40 faltas entre casos estáveis e instáveis (E/I), para um tempo de simulação igual ao t_{ef} mais um tempo fixo T de 0,5s, conforme a Tabela 11.

Tabela 11 – Simulação de 40 casos para o sistema Sul Brasileiro.

C	BF	L	LD	t_{ef}	t_{cr}	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	E/I
1	432	432-431	S	0,050	0,056	2,195	0,239	1,721	1,593	0,582	E
2	370	370-408	S	0,080	0,095	1,990	0,366	3,097	2,695	0,583	E
3	370	370-368	S	0,100	0,121	2,097	0,949	5,334	3,277	1,990	E
4	408	408-370	S	0,090	0,126	2,013	0,961	8,933	3,276	2,699	E
5	396	396-380	S	0,050	0,117	1,946	0,429	7,721	2,244	2,067	E
6	396	396-367	S	0,080	0,121	1,902	0,247	4,795	1,746	1,234	E
7	396	396-437	S	0,120	0,121	2,734	1,887	43,567	4,289	13,316	E
8	432	432-431	S	0,040	0,056	2,110	0,182	1,174	1,300	0,391	E
9	430	430-431	S	0,040	0,052	2,118	0,148	1,396	1,529	0,465	E
10	432	432-430	S	0,030	0,056	2,040	0,157	0,730	0,978	0,268	E
12	430	430-432	S	0,030	0,042	2,099	0,175	0,832	1,018	0,363	E
11	431	431-430	S	0,020	0,025	2,088	0,099	0,777	1,101	0,384	E
13	431	431-432	S	0,020	0,021	2,167	0,178	0,856	0,947	0,562	E
14	367	367-368	S	0,090	0,195	1,989	0,698	10,223	2,479	3,049	E
15	380	380-396	S	0,100	0,181	2,284	0,527	9,958	2,567	3,570	E
16	367	367-396	S	0,090	0,200	1,940	0,871	9,863	2,480	3,300	E
17	367	367-437	S	0,090	0,199	2,005	0,665	9,587	2,470	2,642	E
18	380	380-379	S	0,100	0,180	2,339	0,724	9,928	2,563	3,201	E
19	437	437-396	S	0,207	0,213	2,488	3,371	35,386	4,908	5,741	E
20	437	437-367	N	0,100	0,213	2,079	0,704	10,801	2,587	2,713	E
21	371	371-372	N	0,200	0,085	10,677	49,214	226,137	60,159	174,279	I
22	372	372-371	N	0,200	0,089	10,607	48,872	221,890	58,874	172,329	I
23	408	408-414	N	0,160	0,142	3,559	3,625	44,533	15,020	8,450	I
24	433	433-430	N	0,300	0,251	8,997	38,661	153,343	18,794	169,357	I
25	432	432-433	N	0,200	0,058	7,217	58,447	249,905	60,748	198,885	I
26	430	430-433	N	0,100	0,043	3,197	3,074	19,343	12,203	14,242	I
27	432	432-431	S	0,200	0,056	7,225	58,501	246,991	59,456	199,757	I
28	370	370-408	S	0,200	0,095	8,761	52,359	201,560	48,710	144,324	I
29	370	370-368	S	0,200	0,121	6,644	61,001	250,270	54,109	112,853	I
30	408	408-370	S	0,150	0,126	9,736	23,502	130,645	43,956	114,292	I
31	396	396-380	S	0,200	0,117	24,209	83,187	224,167	64,604	996,771	I
32	396	396-367	S	0,150	0,121	16,426	58,682	297,600	83,629	579,159	I
33	396	396-437	S	0,130	0,121	11,088	43,195	317,345	77,595	332,796	I
34	432	432-431	S	0,200	0,056	7,225	58,501	246,991	59,456	199,757	I
35	430	430-431	S	0,200	0,052	9,948	100,689	235,381	54,618	395,802	I
36	432	432-430	S	0,200	0,056	7,236	58,474	248,847	60,498	199,730	I
37	430	430-432	S	0,200	0,042	7,236	58,474	248,847	60,498	199,730	I
38	431	431-430	S	0,100	0,025	8,286	87,060	254,277	56,979	317,988	I
39	431	431-432	S	0,100	0,021	8,506	89,338	260,222	61,183	331,946	I
40	367	367-368	S	0,400	0,195	27,774	94,065	263,364	77,096	1106,072	I

Com os resultados das simulações mostrados na Tabela 11, pode-se obter os pesos C_i e ajustar a faixas para classificação de novas faltas. Os fatores (C_i) obtidos a partir de (3.16) para a obtenção dos índices compostos CP_F , são mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 – Fatores para obtenção de CP_F – Sul Brasileiro.

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
0,061	0,144	0,267	0,136	0,392

De posse dos fatores mostrados na Tabela 12 podem-se determinar os valores de CP_F com o uso de (3.18). Os valores da composição pela média CM_F através de (3.11), também são obtidos para comparação. Os resultados são mostrados na Tabela 13 para todos os casos mostrados na Tabela 11, que incluem casos estáveis e instáveis.

Tabela 13 - Valores de CM_F e CP_F para as contingências da Tabela 11.

CASOS ESTÁVEIS			CASOS INSTÁVEIS		
F	CM_F	CP_F	F	CM_F	CP_F
1	0,0040	0,0020	21	0,3319	0,2729
2	0,0056	0,0030	22	0,3268	0,2689
3	0,0087	0,0055	23	0,0479	0,0339
4	0,0114	0,0078	24	0,2481	0,2190
5	0,0092	0,0063	25	0,3668	0,3054
6	0,0063	0,0041	26	0,0332	0,0246
7	0,0419	0,0337	27	0,3647	0,3042
8	0,0033	0,0015	28	0,2906	0,2361
9	0,0036	0,0017	29	0,3092	0,2408
10	0,0027	0,0011	30	0,2054	0,1692
11	0,0029	0,0012	31	0,8881	0,8928
12	0,0028	0,0012	32	0,6602	0,6179
13	0,0030	0,0014	33	0,4986	0,4391
14	0,0118	0,0085	34	0,3647	0,3042
15	0,0121	0,0087	35	0,5078	0,4541
16	0,0118	0,0085	36	0,3665	0,3054
17	0,0111	0,0078	37	0,3665	0,3054
18	0,0120	0,0085	38	0,4620	0,4027
19	0,0331	0,0245	39	0,4790	0,4178
20	0,0120	0,0085	40	1,0000	1,0000

De modo similar ao sistema IEEE17, pode-se ajustar as faixas de coordenação para a classificação de novas faltas como mostradas na Tabela 14.

Desta forma, uma proposta de classificação de contingências pode ser feita definindo-se primeiro a faixa de casos que serão considerados PP. Assim, tem-se que:

- O limite inferior para casos PP igual ao maior valor obtido para os casos estáveis (falta 19 da Tabela 13) que ainda seja menor que o menor valor entre os casos instáveis (falta 26 da Tabela 13).
- O limite superior para casos PP igual ao menor valor obtido para os casos instáveis (falta 23 da Tabela 13) que seja maior que o maior valor entre os casos estáveis (falta 07 da Tabela 13).
- Os casos E e I são classificados em faixas estáveis e instáveis automaticamente.

Tabela 14 – Faixa de valores para classificação dos índices compostos – Sistema Sul Brasileiro.

Faixas de CM_F e CP_F			
	E	PP	I
CM_F	$CM_F < 0,0331 \pm \epsilon$	$0,0331 \pm \epsilon \leq CM_F \leq 0,0479 \pm \epsilon$	$CM_F > 0,0479 \pm \epsilon$
CP_F	$CP_F < 0,0245 \pm \epsilon$	$0,0245 \pm \epsilon \leq CP_F \leq 0,0339 \pm \epsilon$	$CP_F > 0,0339 \pm \epsilon$

Os casos classificados como PP podem ser marginais (marginalmente estáveis ou instáveis). Um exemplo de caso marginalmente instável classificado como PP é mostrado na Figura 10, onde se mostra que os geradores saem de sincronismo para um tempo superior ao tempo de medida dos índices ($t_{ef} + 0,5s$). Para este sistema não foi necessário atribuir um valor a ϵ , desta forma ele foi considerado igual a zero.

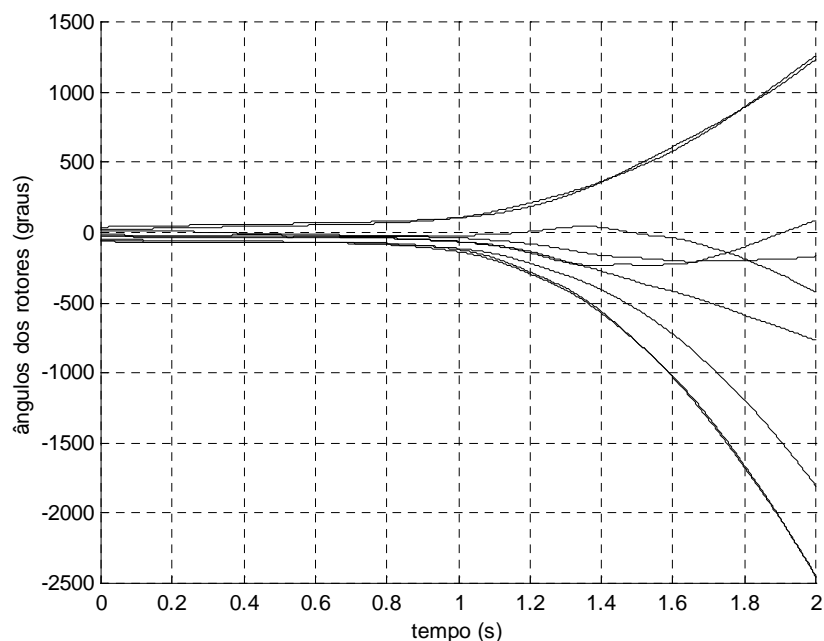


Figura 10 - Ângulos dos rotores em função do tempo para o sistema Sul Brasileiro, falta devido a um curto-circuito trifásico próximo a barra 431, eliminado (em $t_{ef}=0,032s$) com o desligamento da linha 431-432. Mostrando que a maioria dos geradores apresentam pequenas amplitudes de oscilações no período de 1,0s.

De posse dos coeficientes para composição de CP_F indicados na Tabela 12 e das faixas de estabilidade mostradas na Tabela 14, pode-se determinar a severidade e conseqüentemente uma classificação para novas faltas (Tabela 15) e sob diferentes condições de operação (Tabelas 16, 17 e 18)

Tabela 15 - 10 novos casos do sistema Sul Brasileiro.

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	433	433-432	S	0,057	0,190	2,053	0,556	2,394	2,160	0,918	E(0,0052)	E(0,0028)	E
02	432	432-430	N	0,030	0,056	2,033	0,124	0,736	0,994	0,267	E(0,0026)	E(0,0011)	E
03	432	432-430	N	0,040	0,056	2,113	0,169	1,171	1,283	0,399	E(0,0033)	E(0,0015)	E
04	375	375-382	N	0,015	0,023	2,012	0,094	0,492	0,538	0,300	E(0,0022)	E(0,0009)	E
05	368	368-370	S	0,080	0,100	2,019	0,722	2,016	1,392	0,527	E(0,0043)	E(0,0022)	E
06	368	368-370	S	0,090	0,100	2,057	0,762	2,456	1,514	0,577	E(0,0047)	E(0,0025)	E
07	368	368-370	S	0,185	0,100	3,480	6,413	46,195	16,711	17,239	I(0,0574)	I(0,0425)	I
08	433	433-432	S	0,250	0,190	5,227	3,143	44,979	14,165	19,469	I(0,0555)	I(0,0422)	I
09	432	432-430	N	0,134	0,056	3,348	4,405	30,040	16,273	18,079	PP(0,0460)	I(0,0343)	I
10	375	375-382	N	0,064	0,023	3,379	4,167	28,671	14,048	19,814	PP(0,0447)	I(0,0342)	I

Pela Tabela 15 pode-se observar que foram distinguidos casos estáveis (faltas 1, 2, 3, 4, 5 e 6), casos instáveis (faltas 7 e 8) e casos PP (faltas 9 e 10). Observando-se os índices CM_F e CP_F na Tabela 15, verifica-se que na coluna de CM_F existem casos PP, o que não ocorre na coluna de CP_F . Os índices CP_F indicam corretamente a estabilidade para estes casos, ou seja, classificando como estáveis ou instáveis. Desta forma, CP_F mostra-se melhor que CM_F , pois classifica menor número de casos PP. Pode-se observar também que nenhum caso estável é classificado como instável e vice-versa.

Para testar a aplicabilidade dos índices sob diferentes condições de operação, foram feitas simulações para as situações com 10% e 20% de corte de carga e acréscimo 10% da carga, como mostrados nas Tabelas 16 a 18, respectivamente. De onde pode-se observar que as faixas de valores para a classificação dos índices compostos dada na Tabela 14 continuam valendo. Além disso, todas as observações feitas anteriormente de comparações entre CM_F e CP_F também são confirmadas.

Tabela 16 - 10 novos casos do sistema Sul Brasileiro com corte de carga de 10%.

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	432	432-430	N	0,010	0,013	1,944	0,029	0,134	0,403	0,089	E(0,0017)	E(0,0005)	E
02	368	368-370	S	0,030	0,050	1,945	0,485	0,420	0,617	0,239	E(0,0024)	E(0,0009)	E
03	370	370-371	S	0,040	0,070	1,917	0,118	0,723	1,153	0,364	E(0,0027)	E(0,0012)	E
04	371	371-372	N	0,040	0,050	1,911	0,121	1,264	1,628	0,312	E(0,0033)	E(0,0015)	E
05	368	368-399	S	0,020	0,030	1,899	0,048	0,194	0,525	0,066	E(0,0017)	E(0,0005)	E
06	368	368-399	S	0,200	0,030	8,600	175,579	717,458	108,808	380,727	I(0,8870)	I(0,7488)	I
07	371	371-372	N	0,200	0,050	8,297	45,157	130,578	37,977	155,649	I(0,2408)	I(0,2040)	I
08	370	370-371	S	0,200	0,070	4,931	14,498	115,817	35,393	38,330	I(0,1332)	I(0,1002)	I
09	368	368-370	S	0,150	0,050	4,697	28,577	229,972	55,916	63,796	I(0,2442)	I(0,1857)	I
10	432	432-430	N	0,078	0,013	3,337	4,890	33,144	15,863	16,647	PP(0,0471)	I(0,0348)	I

Tabela 17 - 10 novos casos do sistema Sul Brasileiro com corte de carga de 20%.

F	BF	L	LD	Tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	432	432-430	N	0,020	0,028	1,824	0,035	0,185	0,397	0,160	E(0,0017)	E(0,0005)	E
02	368	368-370	S	0,040	0,080	1,768	0,301	0,454	0,595	0,170	E(0,0021)	E(0,0008)	E
03	370	370-371	S	0,070	0,380	1,692	0,151	2,224	1,466	0,361	E(0,0038)	E(0,0020)	E
04	374	374-433	S	0,060	0,300	1,765	0,576	3,094	1,384	0,577	E(0,0047)	E(0,0027)	E
05	368	368-399	S	0,040	0,070	1,788	0,067	0,360	0,602	0,138	E(0,0019)	E(0,0007)	E
06	368	368-399	S	0,200	0,070	3,781	12,314	106,748	35,205	33,772	I(0,1223)	I(0,0914)	I
07	374	374-433	S	0,500	0,300	17,742	185,517	518,370	149,972	1022,042	I(1,0000)	I(1,0000)	I
08	370	370-371	S	0,400	0,380	8,464	16,269	127,800	38,939	107,498	I(0,1906)	I(0,1593)	I
09	368	368-370	S	0,200	0,080	3,698	10,240	88,832	31,167	27,838	I(0,1031)	I(0,0764)	I
10	432	432-430	N	0,074	0,028	3,216	4,718	33,681	14,458	15,782	PP(0,0458)	I(0,0340)	I

Tabela 18 - 10 novos casos do sistema Sul Brasileiro com acréscimo de 10% de carga.

F	BF	L	LD	Tef (s)	tcr (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM _F	CP _F	E/I
01	432	432-430	N	0,040	0,080	2,131	0,173	1,265	1,237	0,480	E(0,0034)	E(0,0016)	E
02	368	368-370	S	0,050	0,090	2,036	0,708	1,041	0,696	0,463	E(0,0032)	E(0,0015)	E
03	370	370-371	S	0,050	0,100	2,048	0,119	0,446	0,933	0,296	E(0,0024)	E(0,0010)	E
04	371	371-372	N	0,085	0,100	2,134	0,414	2,662	2,342	0,798	E(0,0053)	E(0,0029)	E
05	368	368-399	S	0,040	0,070	1,999	0,064	0,626	0,619	0,351	E(0,0023)	E(0,0010)	E
06	368	368-399	S	0,200	0,070	4,374	16,621	127,653	33,244	39,906	I(0,1414)	I(0,1072)	I
07	371	371-372	N	0,200	0,100	9,079	61,388	305,145	71,376	162,539	I(0,3886)	I(0,3122)	I
08	370	370-371	S	0,200	0,100	4,718	28,217	184,005	41,966	51,834	I(0,1981)	I(0,1500)	I
09	368	368-370	S	0,200	0,090	4,470	19,655	148,686	37,027	43,663	I(0,1616)	I(0,1224)	I
10	432	432-430	N	0,500	0,080	23,438	116,154	383,221	138,462	1324,556	I(1,0000)	I(1,0000)	I

3.4.3 – Composição de índices para o sistema IEEE50

A fim de se obter os fatores (pesos) C_i , (que são utilizados para a obtenção do índice composto CP_F), além de se estabelecer faixas de estabilidade para os índices CM_F e CP_F . Para o sistema IEEE50 foram simuladas aleatoriamente 40 faltas entre casos estáveis e instáveis (E/I), para um tempo de simulação igual ao t_{ef} mais um tempo fixo T de 0,5s, conforme a Tabela 19.

Tabela 19 - Sistema IEEE50, 40 casos.

F	BF	L	$t_{ef}(s)$	$t_{cr}(s)$	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	E/I
1	001	001-002	0,21	0,33	2,687	22,092	23,417	34,331	16,728	E
2	002	002-006	0,20	0,32	2,647	20,237	20,677	30,092	16,359	E
3	006	006-007	0,10	0,12	3,549	12,485	10,676	18,698	21,055	E
4	008	008-066	0,40	0,80	2,828	19,294	94,767	35,382	20,831	E
5	010	010-032	0,10	0,21	2,362	8,110	20,533	20,301	7,970	E
6	014	014-017	0,10	0,20	2,794	6,974	10,867	15,646	10,916	E
7	022	022-023	0,10	0,17	2,373	1,019	14,377	4,025	1,622	E
8	025	025-027	0,10	0,19	2,500	9,752	19,319	20,776	13,424	E
9	027	027-028	0,20	0,49	2,334	9,572	16,574	18,847	5,640	E
10	033	033-039	0,10	0,38	2,031	4,833	4,321	9,080	2,720	E
11	033	033-110	0,20	0,55	2,392	17,042	19,909	25,757	8,792	E
12	051	051-056	0,20	0,68	2,241	7,182	8,336	13,002	3,663	E
13	058	058-100	0,10	0,32	2,224	3,420	7,511	9,396	2,811	E
14	060	060-135	0,10	0,23	2,294	0,548	9,482	1,734	4,894	E
15	063	063-102	0,10	0,20	1,943	1,791	7,225	6,373	1,147	E
16	073	073-109	0,10	0,20	2,283	7,653	23,297	17,665	6,835	E
17	100	100-103	0,10	0,25	1,960	0,446	7,564	1,892	2,347	E
18	124	124-131	0,10	0,19	2,229	4,840	94,894	20,443	7,076	E
19	135	135-141	0,10	0,14	2,764	11,407	143,877	27,825	2,468	E
20	140	140-145	0,14	0,14	3,751	88,643	220,317	63,169	12,842	E
21	001	001-002	0,50	0,33	5,392	254,550	907,351	306,894	319,616	I
22	002	002-006	0,40	0,32	4,538	94,561	174,775	65,863	140,497	I
23	006	006-007	0,13	0,12	3,989	19,749	22,515	19,346	37,631	I
24	008	008-066	1,00	0,80	5,597	287,729	857,806	392,125	242,662	I
25	010	010-032	0,40	0,21	9,497	773,453	1796,115	732,594	1578,650	I
27	014	014-017	0,40	0,20	15,747	458,771	1143,791	434,708	1571,872	I
26	022	022-023	0,30	0,17	17,107	127,155	494,336	173,548	468,475	I
27	025	025-027	0,30	0,19	5,733	221,538	633,090	198,991	402,596	I
29	027	027-028	0,80	0,49	6,736	660,754	1626,548	555,148	644,340	I
30	033	033-039	0,50	0,38	9,348	129,431	297,666	101,581	224,541	I
31	033	033-110	0,80	0,55	20,732	1170,209	3085,636	818,497	1669,063	I
32	051	051-056	0,90	0,68	5,602	251,547	774,145	359,890	217,294	I
33	058	058-100	0,50	0,32	18,022	260,156	463,640	175,047	827,569	I
34	060	060-135	0,40	0,23	30,245	65,125	237,776	93,499	1684,761	I
35	063	063-102	0,80	0,20	5,330	192,200	583,031	295,259	198,705	I
36	073	073-109	0,50	0,20	21,026	942,129	1446,499	582,732	1666,722	I
37	100	100-103	0,50	0,25	20,577	61,851	290,400	138,716	522,709	I
38	124	124-131	0,50	0,19	22,084	1133,952	2941,725	1307,839	1537,427	I
39	135	135-141	0,50	0,14	23,458	1647,666	4602,528	2308,859	575,996	I
40	140	140-145	0,50	0,14	18,943	1277,330	2042,847	1337,543	319,674	I

Com os resultados das simulações mostrados na Tabela 19, podem-se obter os pesos C_i e ajustar a faixas para classificação de novas faltas. Os fatores (C_i) obtidos a partir de (3.16) para a obtenção dos índices compostos CP_F , são mostrados na Tabela 20.

Tabela 20 - Fatores para obtenção de CP_F – IEEE50.

C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
0,030	0,206	0,317	0,211	0,236

De posse dos fatores mostrados na Tabela 20 podem-se determinar os valores de CP_F com o uso de (3.18). Os valores da composição pela média CM_F através de (3.11), também são obtidos para comparação. Os resultados são mostrados na Tabela 21 para todos os casos mostrados na Tabela 19, que incluem casos estáveis e instáveis.

Tabela 21 - Valores de CM_F e CP_F para as contingências da Tabela 19.

CASOS ESTÁVEIS			CASOS INSTÁVEIS		
F	CM_F	CP_F	F	CM_F	CP_F
1	0,0108	0,0096	21	0,1959	0,1983
2	0,0098	0,0087	22	0,0524	0,0504
3	0,0073	0,0062	23	0,0113	0,0100
4	0,0189	0,0192	24	0,1950	0,1946
5	0,0065	0,0059	25	0,5340	0,5184
6	0,0052	0,0045	26	0,3958	0,3797
7	0,0026	0,0025	27	0,1398	0,1364
8	0,0072	0,0065	28	0,1596	0,1583
9	0,0058	0,0052	29	0,3815	0,3802
10	0,0025	0,0021	30	0,0833	0,0808
11	0,0081	0,0072	31	0,7386	0,7374
12	0,0038	0,0032	32	0,1756	0,1753
13	0,0028	0,0024	33	0,1905	0,1788
14	0,0021	0,0019	34	0,2305	0,2091
15	0,0020	0,0018	35	0,1392	0,1378
16	0,0063	0,0059	36	0,5087	0,4826
17	0,0016	0,0014	37	0,1129	0,1065
18	0,0141	0,0153	38	0,7581	0,7453
19	0,0206	0,0225	39	1,0000	1,0000
20	0,0424	0,0432	40	0,5455	0,5238

Desta forma, uma proposta de classificação de contingências pode ser feita definindo-se primeiro a faixa de casos que serão considerados PP. A proposta de divisão das faixas é como segue:

- O limite inferior para casos PP igual ao maior valor obtido para os casos estáveis (falta 01 da Tabela 21) que ainda seja menor que o menor valor entre os casos instáveis (falta 23 da Tabela 21).

- O limite superior para casos PP igual ao menor valor obtido para os casos instáveis (falta 22 da Tabela 21) que seja maior que o maior valor entre os casos estáveis (falta 20 da Tabela 21).
- Os casos E e I são classificados em faixas estáveis e instáveis automaticamente.

A Tabela 22 mostra as faixas para classificação das contingências.

Tabela 22 - Faixa de valores para classificação dos índices compostos – IEEE50.

Faixas de CM_F e CP_F			
	E	PP	I
CM_F	$CM_F < 0,0108 \pm \epsilon$	$0,0108 \pm \epsilon \leq CM_F \leq 0,0524 \pm \epsilon$	$CM_F > 0,0524 \pm \epsilon$
CP_F	$CP_F < 0,0096 \pm \epsilon$	$0,0096 \pm \epsilon \leq CP_F \leq 0,0504 \pm \epsilon$	$CP_F > 0,0504 \pm \epsilon$

De posse dos coeficientes para composição de CP_F indicados na Tabela 20 e das faixas de estabilidade mostradas na Tabela 22, pode-se determinar a severidade e conseqüentemente uma classificação para novas faltas como mostrado na Tabela 23. Para este sistema ϵ foi considerado igual a zero.

Tabela 23 - 10 novos casos para o sistema IEEE50.

F	BF	L	tef (s)	ter (s)	ID ₁	ID ₂	ID ₃	ID ₄	ID ₅	CM_F	CP_F	E/I
01	006	006-012	0,100	0,170	2,528	10,993	29,304	25,879	13,302	E(0,0090)	E(0,0083)	E
02	012	012-025	0,100	0,170	2,560	11,226	29,555	26,465	12,714	E(0,0090)	E(0,0084)	E
03	017	017-020	0,100	0,180	2,388	2,007	14,050	7,202	2,965	E(0,0031)	E(0,0030)	E
04	059	059-089	0,100	0,220	2,262	1,596	11,426	6,114	2,500	E(0,0026)	E(0,0024)	E
05	061	061-062	0,300	0,530	2,692	16,974	25,233	31,107	14,213	E(0,0099)	E(0,0089)	E
06	006	006-012	0,300	0,170	7,738	462,964	1310,609	487,329	907,990	I(0,3469)	I(0,3420)	I
07	012	012-025	0,300	0,170	8,470	471,731	1365,539	494,173	945,480	I(0,3587)	I(0,3542)	I
08	017	017-020	0,210	0,180	7,470	52,233	257,950	47,617	112,119	PP(0,0521)	I(0,0534)	I
09	059	059-089	0,250	0,220	7,063	46,872	257,045	45,846	94,911	PP(0,0493)	I(0,0509)	I
10	061	061-062	0,700	0,530	5,142	177,149	521,003	249,723	187,780	I(0,1246)	I(0,1234)	I

Pela Tabela 23 pode-se observar que foram distinguidos casos estáveis (faltas 1, 2, 3, 4 e 5), casos instáveis (faltas 6, 7 e 10) e casos PP (faltas 8 e 9). Observando-se os índices CM_F e CP_F na Tabela 23, verifica-se que na coluna de CM_F existem casos PP, o que não ocorre na coluna de CP_F . Os índices CP_F indicam corretamente a estabilidade para estes casos, ou seja, classificando como estáveis ou instáveis. Desta forma, o CP_F mostra-se melhor que CM_F , pois classifica melhor as faltas. Pode-se observar também que nenhum caso estável é classificado como instável e vice-versa.

IV - REDESPACHO DE GERAÇÃO

4.1 - Introdução

O redespacho de geração é uma possibilidade de garantir o suprimento de energia elétrica frente a uma contingência. Formas de redespacho de geração têm sido objetivo de muitos estudos em que se buscam sempre a melhor maneira de se retirar geração das máquinas críticas (MCs) e adicionar nas máquinas não-críticas (MNCs), levando em conta os limites de geração e transmissão. Por várias décadas, o redespacho de geração tem sido trabalhado na base de tentativa e erro, isto é, baseado principalmente na experiência do engenheiro. Nas últimas duas décadas, pesquisas têm sido desenvolvidas no intuito de desenvolver uma sistemática de redespacho de geração. Estas pesquisas se dividem principalmente em três grupos [17]. O primeiro grupo de métodos [18-20] é baseado na função de energia transitória (TEF). Estes métodos usam o conceito da margem de energia transitória e sua sensibilidade com respeito a um dado conjunto de parâmetros (especificamente, a geração de potência ativa de cada gerador) para direcionar as mudanças de geração de potência ativa. Em complemento, técnicas de fluxo de potência ótimo (OPF) foram incorporadas a estes métodos para unir segurança dinâmica e operação ótima [21]. Outros modelos incluem restrições de estabilidade como parte do problema de OPF [22-23]. O segundo grupo de métodos [24-25] utiliza as teorias de reconhecimento de padrões e redes neurais. Estes métodos incluem dois passos: no primeiro, uma expressão analítica das restrições de estabilidade transitória é construída usando um modelo de reconhecimento ou técnicas de redes neurais [26], e condições analíticas para a estabilidade transitória são incorporadas em uma formulação de otimização; no segundo passo uma configuração de replanejamento de segurança dinâmica é obtida pela resolução do problema de otimização. Estes métodos não são iterativos.

Os métodos do terceiro grupo são iterativos [27, 28] e geralmente incluem duas rotinas básicas: redespacho de geração e avaliação de segurança. Ou seja, uma configuração de geração insegura é mudada e, então, a segurança da nova configuração é avaliada. Este processo é repetido até que uma solução segura seja obtida. Obviamente, os métodos deste

grupo são mais garantidos que os mencionados anteriormente. Em [25] a TEF é usada para determinar a estabilidade transitória durante o processo iterativo, porém, a experiência mostra que o método da TEF não pode substituir o método de integração [29, 30] em tempo real. Em [30] é usado o método iterativo com o uso da sensibilidade dos ângulos do rotores para se determinar a quantidade de potência necessária para ser deslocada da máquina mais avançada para a menos avançada e com a checagem da estabilidade pela observação da abertura angular do rotor dos geradores em cada iteração

Neste trabalho é dada continuidade na pesquisa para melhor solução do problema de redespacho de geração, focalizando o desenvolvimento de uma metodologia mais sistemática. Um modelo iterativo é proposto, faz-se uso do índice de estabilidade composto CP_F para verificar a estabilidade. Frente a uma contingência que leva o sistema a instabilidade, é feita a identificação das MCs (acelerantes) e MNCs (desacelerantes). A identificação das MCs é baseada na abertura angular dos geradores no instante do primeiro pico de energia potencial do sistema após a eliminação da falta. A fim de se estabilizar o sistema, a geração das máquinas acelerantes deve ser reduzida e, ao mesmo tempo, esta geração deve ser repassada para as máquinas desacelerantes. A quantidade de potência a ser redespachada necessária para estabilizar o sistema é calculada por meio da análise de sensibilidade da margem de energia transitória para SEE. A quantidade de geração a ser reduzida nas MCs (e em quais MCs) e a forma de realocação nas MNCs (e em quais MNCs), é encontrada de forma sistemática baseada na abertura angular. O OPF é usado para se obter o novo ponto de operação em cada iteração.

4.2 - Análise de sensibilidade da margem de energia

Em análise de estabilidade transitória de sistemas de potência a seguinte questão é freqüentemente levantada: dado um resultado de estabilidade para um determinado conjunto de condições iniciais do sistema e para um determinado cenário de distúrbio, como poderia o resultado ser afetado pela mudança em uma condição inicial ou variável de estado? A resposta a esta questão é o centro de muitos estudos de estabilidade transitória [11]. Uma solução para este problema é indicada neste trabalho pelo uso de uma expressão que relaciona a mudança na margem de energia transitória (que é um indicador da severidade do distúrbio) com relação à mudança na geração para uma dada condição de operação, frente a uma contingência.

O efeito das mudanças em uma condição inicial ou variável de estado β_k na margem de energia é obtido a partir da derivada parcial da função energia W com respeito aos parâmetros do sistema. Em geral, a mudança de um dado parâmetro introduz outras mudanças nas condições do sistema [11]. Considerando apenas os termos de primeira ordem tem-se que:

$$\Delta W \cong \sum_{k=1}^{np} \frac{\partial(W)}{\partial \beta_k} \Delta \beta_k \quad (4.1)$$

Sendo que os β_k 's são as variáveis de estado (δ, ω, \dots) ou condições iniciais de interesse mais relevantes do sistema (np é o número de parâmetros), e a função energia W dada por (4.2) aqui utilizada é a citada na referência [31]:

$$W = \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{1}{2} M_i \omega_i^2 - P_{mi} \theta_i \right) + \sum_{i=1}^{ng} \left(P_{Li} \Phi_i - \frac{1}{2} V_i^2 (b_i - B_{Li}) \right) + \sum_{k=1}^{n_l} \frac{1}{2} Q_k^{br} \quad (4.2)$$

sendo que:

$$P_{Li} = - \sum_{k \in n_{li}} \frac{V_{Fk} V_{Tk} \text{sen}(\Phi_k^{br})}{X_k^{br}} \quad (4.3)$$

$$Q_k^{br} = \frac{V_{Fk}^2}{X_k^{br}} + \frac{V_{Tk}^2}{X_k^{br}} - 2 \frac{V_{Fk} V_{Tk} \text{cos} \Phi_k^{br}}{X_k^{br}} \quad (4.4)$$

sendo :

B_L	Susceptância de carga
b_i	Susceptância “shunt” da i-ésima barra incluindo capacitância “shunt”
n_g	Número total de geradores
n_l	Número total de linhas, incluindo os ramos das reatâncias transitórias
n_{li}	Conjunto de linhas conectada a barra i
n_b	Número de barras
P_{Li}	Potência real da carga da i-ésima barra
P_k^{br}	Fluxo potência ativa através da k-ésima linha
Q_{Li}	Potência reativa da carga da i-ésima barra
Q_k^{br}	Fluxo potência reativa através da k-ésima linha
V_i	Magnitude de tensão da i-ésima barra
V_{FK}, V_{Tk}	Magnitudes das tensões dos dois nós da k-ésima linha
x_k^{br}	Reatâncias da k-ésima linha
Φ_i	Ângulo de fase da i-ésima barra
Φ_k^{br}	Diferença do ângulo de fase das tensões Terminais da k-ésima linha

Considerando que ΔW_t^{cl} representa a variação na energia total do sistema no ponto de eliminação da falta devido a mudanças na geração e ΔW_{ep}^1 representa a variação na energia potencial do sistema devido a mudanças na geração no instante do primeiro pico de energia potencial do sistema após a mudança na margem de energia aqui definida é, então, dada por:

$$\Delta W_m = \Delta W_{ep}^1 - \Delta W_t^{cl} \quad (4.5)$$

O processo de derivação da função energia é descrito em [31], em que aplicando (4.1) a função energia W dada por (4.2), tem-se:

$$\begin{aligned} \Delta W = & \frac{\partial}{\partial \varpi_i} \left(\sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2} M_i \varpi_i^2 \right) \Delta \varpi_i - \frac{\partial}{\partial \theta_i} \left(\sum_{i=1}^{ng} P_{m_i} \theta_i \right) \Delta \theta_i - \frac{\partial}{\partial P_{m_i}} \left(\sum_{i=1}^{ng} P_{m_i} \theta_i \right) \Delta P_{m_i} + \\ & \frac{\partial}{\partial \Phi_i} \left(\sum_{i=1}^{nb} P_{Li} \Phi_i \right) \Delta \Phi_i - \frac{\partial}{\partial V_i} \left(\sum_{i=1}^{nb} \frac{1}{2} V_i^2 (b_i - B_{Li}) \right) \Delta V_i + \sum_{k=1}^{nl} \frac{1}{2} \Delta Q_k^{br} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Assim,

$$\begin{aligned} \Delta W = & \sum_{i=1}^{ng} M_i \varpi_i \Delta \varpi_i - \sum_{i=1}^{ng} P_{m_i} \Delta \theta_i - \sum_{i=1}^{ng} \theta_i \Delta P_{m_i} + \\ & \sum_{i=1}^{nb} P_{L_i} \Delta \Phi_i - \sum_{i=1}^{nb} V_i (b_i - B_{L_i}) \Delta V_i + \sum_{k=1}^{nl} \frac{1}{2} \Delta Q_k^{br} \end{aligned} \quad (4.7)$$

Da equação (4.4), aplicando (4.1), tem-se:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q_k^{br}}{2} = & \left(\frac{V_{Fk}}{X_k^{br}} - \frac{V_{Tk}}{X_k^{br}} \cos \Phi_k^{br} \right) \Delta V_{Fk} + \left(\frac{V_{Tk}}{X_k^{br}} - \frac{V_{Fk}}{X_k^{br}} \cos \Phi_k^{br} \right) \Delta V_{Tk} + \\ & \left(\frac{V_{Fk} V_{Tk}}{X_k^{br}} \sen \Phi_k^{br} \right) \Delta \Phi_k^{br} \end{aligned} \quad (4.8)$$

A equação (4.8) pode ser modificada como:

$$\sum_{k=1}^{nl} \frac{1}{2} \Delta Q_k^{br} = \sum_{i=1}^{nb} \left[\sum_{k \in nl_i} \left(\frac{V_{Fk}}{X_k^{br}} - \frac{V_{Tk}}{X_k^{br}} \cos \Phi_k^{br} \right) \right] \Delta V_i + \sum_{k=1}^{nl} P_k^{br} \Delta \Phi_k^{br} \quad (4.9)$$

As equações de balanço da corrente reativa (nas barras diferentes das barras com geração) pode ser escrita como:

$$-\frac{Q_{L_i}}{V_i} = -V_i B_{L_i} = -V_i b_i + \sum_{k \in nl_i} \left(\frac{V_{Fk}}{X_k^{br}} - \frac{V_{Tk}}{X_k^{br}} \cos \Phi_k^{br} \right) \quad (4.10)$$

Usando (4.10) em (4.9) e substituindo em (4.7), obtém-se:

$$\begin{aligned} \Delta W = & \sum_{i=1}^{ng} M_i \varpi_i \Delta \varpi_i - \sum_{i=1}^{ng} P_{m_i} \Delta \theta_i - \sum_{i=1}^{ng} \theta_i \Delta P_{m_i} + \\ & \sum_{i=1}^{nb} P_{L_i} \Delta \Phi_i + \sum_{k=1}^{nl} P_k^{br} \Delta \Phi_k^{br} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Considerando que a soma algébrica dos fluxos de potência (P_k^{br}) das linhas

injetados em um nó é zero (análogo a lei das correntes de Kirchhoff). Similarmente, a diferença dos ângulos de fase (Φ_k^{br}) através dos ramos obedecem a analogia da lei das tensões de Kirchhoff. Considerando esta analogia, pode-se aplicar o teorema de Tellegen [32] para os dois últimos termos de (4.11), resultando em (4.12):

$$\sum_{i=1}^{nb} P_{Li} \Delta \Phi_i + \sum_{k=1}^{nl} P_k^{br} \Delta \Phi_k^{br} = \sum_{i=1}^{ng} P_{ei} \Delta \theta \quad (4.12)$$

Portanto, a equação (4.11) torna-se:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^{ng} M_i \varpi_i \Delta \varpi_i - \sum_{i=1}^{ng} P_{mi} \Delta \theta_i - \sum_{i=1}^{ng} \theta_i \Delta P_{mi} + \sum_{i=1}^{ng} P_{ei} \Delta \theta_i \quad (4.13)$$

Assim, a variação na energia no tempo de eliminação da falta é dada por:

$$\Delta W_t^{cl} = \sum_{i=1}^{ng} M_i \varpi_i^{cl} \Delta \varpi_i - \sum_{i=1}^{ng} P_{mi} \Delta \theta_i^{cl} - \sum_{i=1}^{ng} \theta_i^{cl} \Delta P_{mi} + \sum_{i=1}^{ng} P_{ei}^{cl} \Delta \theta_i^{cl} \quad (4.14)$$

sendo:

- ϖ_i^{cl} Velocidade angular em relação ao centro de inércia para a máquina i no instante do tempo de eliminação da falta (tef);
- θ_i^{cl} Ângulo do rotor em relação ao centro de inércia para a máquina i no instante do tempo de eliminação da falta;
- P_{ei}^{cl} Potência elétrica de saída do gerador i no instante do tempo de eliminação da falta.

Numa linha similar, pode-se obter a mudança na energia para o instante do primeiro pico de energia potencial do sistema, após a eliminação da falta, observando que num ponto de equilíbrio $\Delta \varpi_{epi} = 0$, uma vez que a velocidade no equilíbrio é zero. Assim:

$$\Delta W_{ep}^1 = - \sum_{i=1}^{ng} \theta_i^{ep} \Delta P_{mi} \quad (4.15)$$

sendo:

θ_i^{ep} o ângulo do rotor em relação ao centro de inércia para a máquina i no instante de tempo do primeiro pico de energia potencial total do sistema.

Substituindo (4.14) e (4.15) em (4.5), a mudança na margem de energia devido a mudança na geração, pode ser obtida como:

$$\Delta W_m = \sum_{i=1}^{ng} (\theta_i^{cl} - \theta_i^{ep}) \Delta P_{mi} - \sum_{i=1}^{ng} M_i \omega_i^{cl} \Delta \omega_i^{cl} + \sum_{i=1}^{ng} (P_{mi} - P_{ei}^{cl}) \Delta \theta_i^{cl} \quad (4.16)$$

Sendo que $\Delta \theta_i^{cl}$ e $\Delta \omega_i^{cl}$ são as mudanças no ângulo do rotor e velocidade da i -ésima máquina respectivamente, devido a mudança na geração no tempo de eliminação da falta:

Uma estimativa de estado de $\Delta \theta_i^{cl}$ e $\Delta \omega_i^{cl}$ é obtido como segue, pela suposição que a aceleração é uniforme durante o período da falta[31].

$$\begin{aligned} \Delta \omega_i^{cl} &= \frac{1}{M_i} \Delta P_{mi} t_{ef} \\ \Delta \theta_i^{cl} &= \frac{1}{2M_i} \Delta P_{mi} t_{ef}^2 \end{aligned} \quad (4.17)$$

Substituindo (4.17) em (4.16), a expressão para mudança na margem de energia devido à mudança na geração torna-se:

$$\begin{aligned} \Delta W_m &= \sum_{i=1}^{ng} (\theta_i^{cl} - \theta_i^{ep}) \Delta P_{mi} - \sum_{i=1}^{ng} \omega_i^{cl} \Delta P_{mi} t_{ef} + \\ &\sum_{i=1}^{ng} (P_{mi} - P_{ei}^{cl}) \frac{1}{2M_i} \Delta P_{mi} t_{ef}^2 \end{aligned} \quad (4.18)$$

O valor de ΔW_m pode ser calculado por:

$$\Delta W_m = W_{ep}^1 - W_t^{cl} \quad (4.19)$$

W_t^{cl} é a energia do sistema no tempo de eliminação da falta, e W_{ep}^1 é o valor do primeiro pico de energia potencial do sistema após a eliminação da falta, sendo que as energias cinética, potencial e total do sistema podem ser obtidas com segue [33]:

$$W_t = W_{ke} + W_{ep} \quad (4.20)$$

em que:

$$W_{ke} = \sum_{i=1}^{ng} \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 \quad (4.21)$$

$$W_{ep} = -\sum_{i=1}^{ng} P_{mi} \theta_i + \sum_{i=1}^{ng} \int_{\theta_i^0}^{\theta_i} P_{ei} d\theta_i \quad (4.22)$$

O segundo termo de (4.22) envolve uma integral, que é calculada pelo uso de integração numérica via regra trapezoidal.

Assim, com o uso de (4.22), pode-se determinar o valor de W_{ep}^1 , e W_t^{cl} é determinado por (4.20). De posse destes valores fica determinado ΔW_m em (4.19).

Colocando a variável ΔP_m de (4.18) de forma explícita tem-se:

$$\Delta P_m = \frac{\Delta W_m}{\sum_{i=1}^{ng} (\theta_i^{cl} - \theta_i^{ep}) - \sum_{i=1}^{ng} \omega_i^{cl} + \frac{tef^2}{2M_i} \sum_{i=1}^{ng} (P_{mi} - P_{ei}^{cl})} \quad (4.23)$$

Desta forma, com o uso de ΔW_m obtido em (4.19), pode-se determinar por (4.23) a quantidade de potência ΔP_m a ser redespachada a fim de se estabilizar o sistema.

Após cada redespacho, faz-se necessária a determinação do novo ponto de operação, através do fluxo de potência ótimo (OPF), sendo que neste trabalho os resultados do OPF foram obtidos pelo uso do pacote MATPOWER [34], que é um toolbox de análise de sistema de potência baseado em MATLAB e tem distribuição gratuita pelo site <http://pserc.cornell.edu/matpower/>. Nele estão incluídas duas opções para resolver o OPF. A primeira que por configuração inicial (default) usa a função *constr* incluído no toolbox de otimização do MATLAB, o qual usa uma técnica de programação quadrática sucessiva com

aproximação quase-Newton para a matriz Hessiana [35]. A segunda função é a LP-Solver que explora a esparsidade das matrizes. A função objetivo (4.24) utilizada neste trabalho é do tipo polinomial com custos inversamente proporcionais à potência ativa gerada de cada máquina. Deste modo o programa procura dar preferência de redespacho para a máquinas maiores e conseqüentemente com maior inércia, o que é desejável quando se trata de estabilidade transitória.

Um problema de OPF, pode ser formulado como [22]:

$$\text{Minimizar } C(P_g) \quad (4.24)$$

Sujeito a

$$P_g - P_L - P(V, \theta) = 0 \quad (4.25)$$

$$Q_g - Q_L - Q(V, \theta) = 0 \quad (4.26)$$

$$|S(V, \theta) - S^{\max}| \leq 0 \quad (4.27)$$

$$V^{\min} \leq V \leq V^{\max} \quad (4.28)$$

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (4.29)$$

$$Q_g^{\min} \leq Q_g \leq Q_g^{\max} \quad (4.30)$$

As fórmulas (4.25) e (4.26) são as equações de balanço das potências ativa e reativa, respectivamente; P_g e Q_g são os vetores de potências geradas ativa e reativa, respectivamente; P_L e Q_L são os vetores de carga ativa e reativa, respectivamente; V e θ são os vetores de módulo e ângulo das tensões das barras; P_g^{\min} , P_g^{\max} , Q_g^{\min} , Q_g^{\max} , V^{\min} , V^{\max} são os vetores de limite inferior e superior da potência ativa gerada, reativa, potência reativa gerada e módulo de tensão, respectivamente; $S(V, \theta)$ é o vetor do fluxo da potência aparente através das linhas de transmissão e S^{\max} é o vetor do limite térmico destas linhas. Note que as variáveis livres deste problema são P_g , Q_g , V e θ .

Um algoritmo para calcular o redespacho de geração é apresentado a seguir. O

respectivo fluxograma é mostrado na Figura 11.

- 1) Ordena-se uma lista de faltas por ordem decrescente de severidade através do índice composto CP_F . Faz-se F correspondente a primeira contingência desta lista;
- 2) Faz-se o n^o de iterações igual a zero ($Iter = 0$);
- 3) Calcula-se a quantidade de potência ΔP_m a ser redespachada de acordo com (4.23);
- 4) Determina-se a quantidade de potência ΔP_{mi} a ser retirada de cada MC e transferida ΔP_{mj} para cada MNC, em que o grupo das MCs é formado por aquelas que no instante do primeiro pico de energia potencial após a eliminação da falta, apresentam abertura angular do rotor em relação ao centro de inércia θ maior que 75° (determinação heurística baseada na experiência) e o grupo das MNCs as máquinas com $\theta \leq 75^\circ$, sendo que, ΔP_{mi} é diretamente proporcional à abertura angular (4.31) e ΔP_{mj} é inversamente proporcional a abertura angular (4.32):

$$\Delta P_{mi} \approx \frac{\theta_i \Delta P_m}{\sum_{i \in MCs} \theta_i} \quad (4.31)$$

$$\Delta P_{mj} \approx \frac{\Delta P_m}{\theta_j \sum_{j \in MNCs} \frac{1}{\theta_j}} \quad (4.32)$$

Obs. Caso o gerador indicado pela abertura angular para o redespacho neste passo, já tiver alcançado o seu limite inferior ou superior de geração. Então, o redespacho é realizado com outro gerador seguindo a ordem de proporcionalidade dada por (4.31 e 4.33). Caso não exista mais nenhuma possibilidade de redespacho, não será possível tornar o sistema estável para a contingência em questão através de redespacho de geração, sendo neste caso necessário o corte de carga para se evitar o colapso do sistema. O corte de carga a fim de se estabilizar o sistema não faz parte do enfoque deste trabalho.

- 5) Atualizam-se as potências geradas, subtraindo das MCs:

$$P_i^{\text{atual}} = P_i^a - \Delta P_{mi} \quad (4.33)$$

e adicionando nas MNCs:

$$P_j^{\text{atual}} = P_j^a + \Delta P_{mj} \quad (4.34)$$

sendo que P_i^{atual} e P_j^{atual} são os valores atualizados das potências geradas das MCs e MNCs respectivamente, P_i^a e P_j^a são os valores anteriores a atualização;

- 6) Para a contingência F, realiza-se a simulação dinâmica passo a passo da estabilidade transitória com o cálculo do índice CP_F para o instante $t_{ef} + 0,5s$;
- 7) Se o valor do índice CP_F indicar que a situação do sistema está na faixa de casos estáveis (E), vá para o passo 10. Se CP_F indicar a situação instável (I), vá para o passo 8. E se CP_F indicar que o sistema está na faixa dos casos (PP), deve-se seguir para o passo 9 para se determinar com a simulação em um tempo maior se esta situação é (E) ou (I) pela abertura angular;
- 8) Se o número de iterações é menor que o valor máximo de iterações, retorna-se ao passo 3. Caso contrário, pare, por ter excedido o número máximo de interações sem estabilizar o sistema;
- 9) Continua a simulação até 2s, se existir alguma abertura angular dos rotores dos geradores (i) em relação ao centro de inércia θ_i maior que 150° , esta situação será considerada (I) e o passo a seguir é o 8. Caso contrário se a situação é (E), vá para o passo 10;

Obs. Considerando que $(180^\circ - \theta^0)$, representa um ponto de equilíbrio instável, no qual θ^0 é o ângulo inicial. Tem-se que $(180^\circ - \theta^0)$ normalmente será maior que 150° . Desta forma o ângulo de 150° prima pela segurança, ou seja, pode haver casos estáveis com ângulo maior que 150° neste instante, no entanto, dificilmente haverá casos instáveis com ângulo menor que 150° neste instante.

10) Estando o sistema estável, para se obter o novo ponto de operação, deve-se atualizar os limites inferiores P_i^{\min} e P_j^{\min} e superiores P_i^{\max} e P_j^{\max} das restrições de potências conforme segue:

- Se $P_i^{\text{atual}} \geq P_i^{\min}$, então, faça $P_i^{\max} = P_i^{\text{atual}}$
- Caso contrário, faça $P_i^{\max} = P_i^{\min}$
- Se $P_j^{\text{atual}} \leq P_j^{\max}$, então faça $P_j^{\min} = P_j^{\text{atual}}$
- Caso contrário, faça $P_j^{\min} = P_j^{\max}$

11) Executa-se o Fluxo de Potência Ótimo (OPF) para obter o novo ponto de operação;

12) Realiza-se a simulação dinâmica passo a passo da estabilidade transitória com o cálculo dos índices de desempenho CP_F para um tempo de $t_{ef} + 0,5s$;

13) Caso CP_F se encontre na faixa que indica o sistema estável, segue o passo 15. Caso contrário, se CP_F indicar que o sistema é instável, retorna-se ao passo 2, Se CP_F indicar que o caso é PP, segue-se o passo 14;

14) Continua a simulação até 2s, se existir alguma abertura angular dos rotores dos geradores (i) em relação ao centro de inércia θ_i maior que 150° , o sistema é considerado instável para esta contingência, então vá para o passo 2. Caso contrário, o sistema é estável, vá para o passo 15;

15) Seleccione nova falta na lista e volte ao passo 12. Caso não haja nova falta na lista, verifique se todas as faltas anteriores foram analisadas para esta condição de operação: caso não, escolha a primeira falta e volte para o passo 12; caso sim, encerra-se o processo informando que existe possibilidade de redespacho com sucesso.

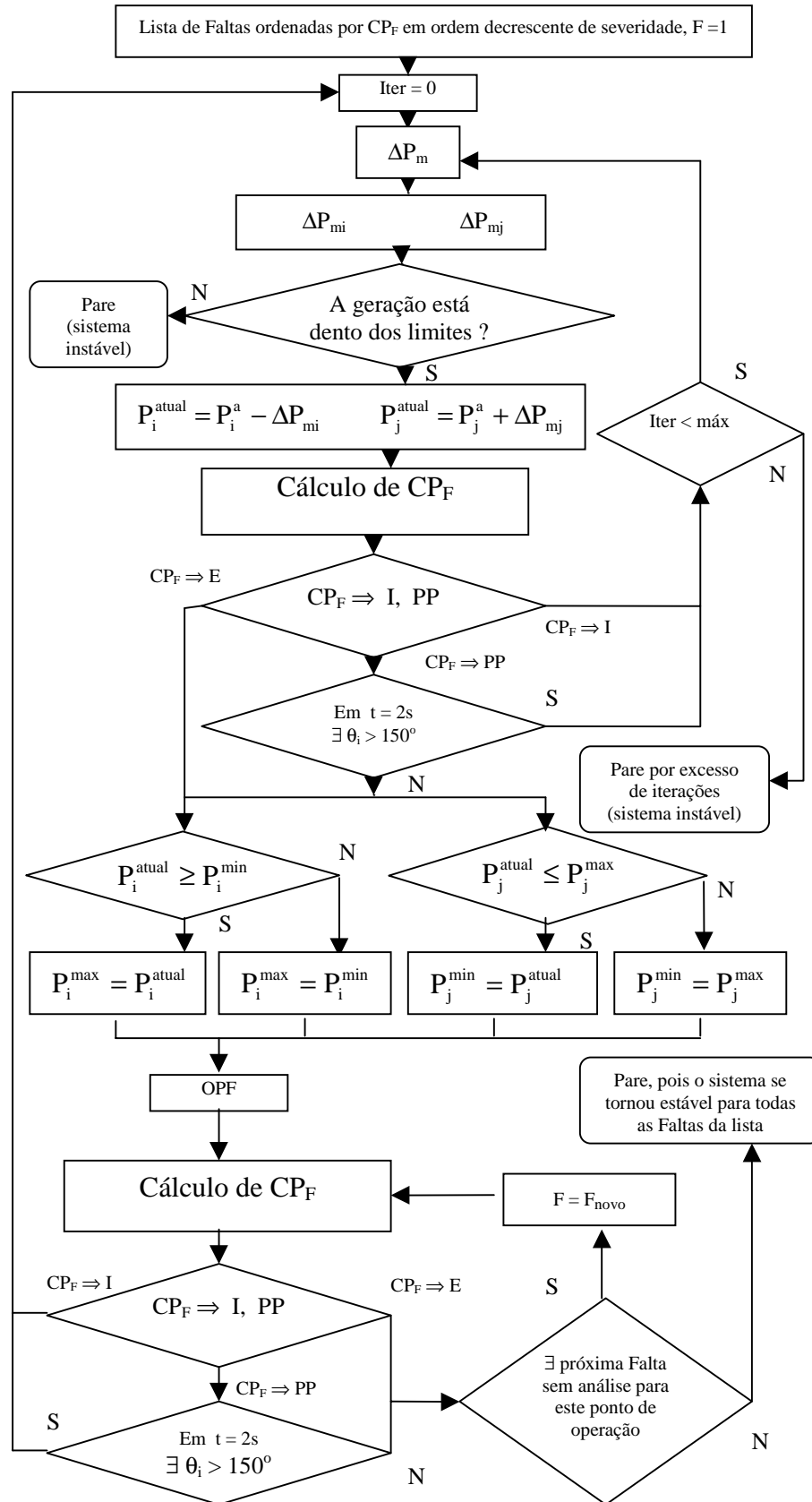


Figura 11 - Fluxograma para redespacho de geração.

4.3 – Aplicação da metodologia de redespachos

Para estabilizar um sistema frente a um conjunto de contingências, se segue a filosofia de se estabilizar primeiro as contingências mais severas, pois assim, ao se estabilizar o sistema para estas, pode-se também casualmente tornar o sistema o sistema estável para outras faltas menos severas. Esta classificação é feita através do índice CP_F . Sendo que o processo iterativo de estabilização e avaliação da segurança dinâmica (através de CP_F) segue o procedimento citado na seção 4.2 e respectivo fluxograma mostrado na figura 11. Os sistemas IEEE17 [5] e Sul Brasileiro [6], foram escolhidos para a análise de desempenho do redespacho de geração proposto.

4.3.1 – Resultados de redespacho para o sistema IEEE17

Para as dez novas contingências mostradas na Tabela 6, tem-se que o desempenho dos índices compostos podem ser mostrados na figura 12. De onde se observa que as contingências mais severas, são em ordem decrescente pelo índice CP_F , as 8, 9 e 10. Cujos respectivos valores de CP_F são dados na Tabela 24.

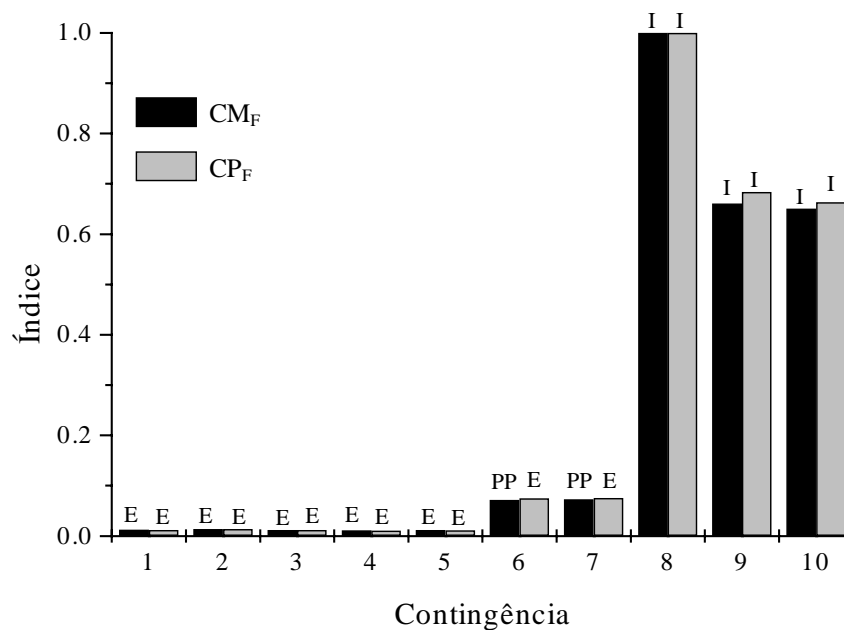


Figura 12 - Desempenho dos índices CM_F e CP_F para as contingências referidas na Tabela 6.

Tabela 24 - Lista das contingências perigosas por ordem de severidade retiradas da Tabela 6.

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	CP _F	E/I	MCs
8	26	26-76	N	0,300	0,207	I(1,0000)	I	5,6
9	110	110-141	S	0,400	0,282	I(0,6846)	I	10
10	70	70-73	N	0,300	0,254	I(0,6633)	I	5

Estas contingências serão utilizadas para a análise de desempenho de redespacho neste sistema.

No redespacho, geradores considerados críticos nos casos instáveis passam a operar com menos geração e outros menos críticos compensam aumentando a geração a fim de atender a demanda.

As máquinas críticas MCs são identificadas observando-se os ângulos dos rotores das máquinas em relação ao centro de inércia, no instante do primeiro pico de energia potencial total do sistema após a eliminação da falta. As Figuras 13, 14 e 15 mostram os ângulos dos rotores das máquinas para as contingências 8, 9 e 10 respectivamente, que são as mais críticas pela classificação do índice CP_F, sendo que podemos observar que 5 e 6 são as MCs para a contingência 8, para a contingência 9 a MC é a número 10 e para a contingência 10 a MC é a número 5.

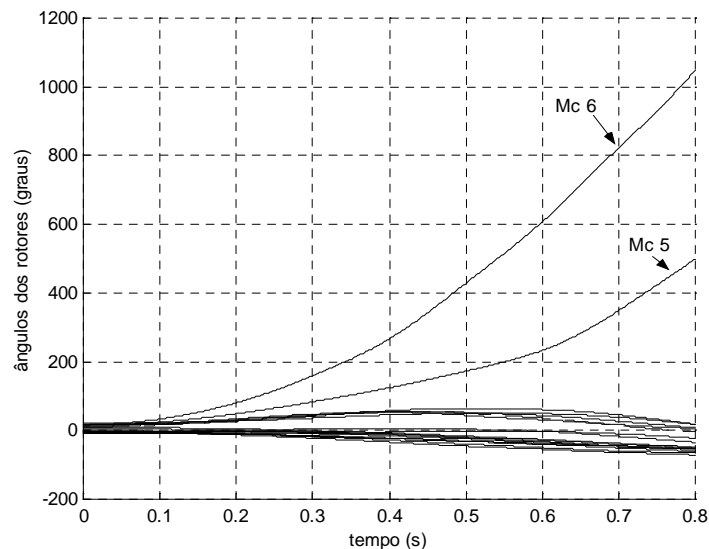


Figura 13 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, sem redespacho.

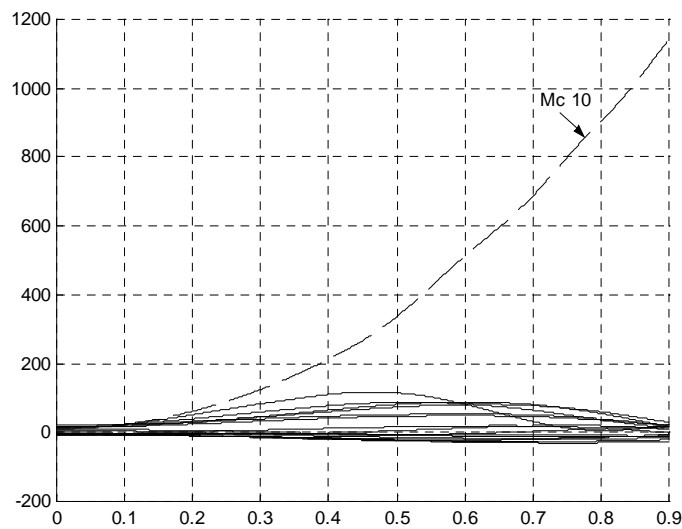


Figura 14 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 - IEEE17, sem redespacho.

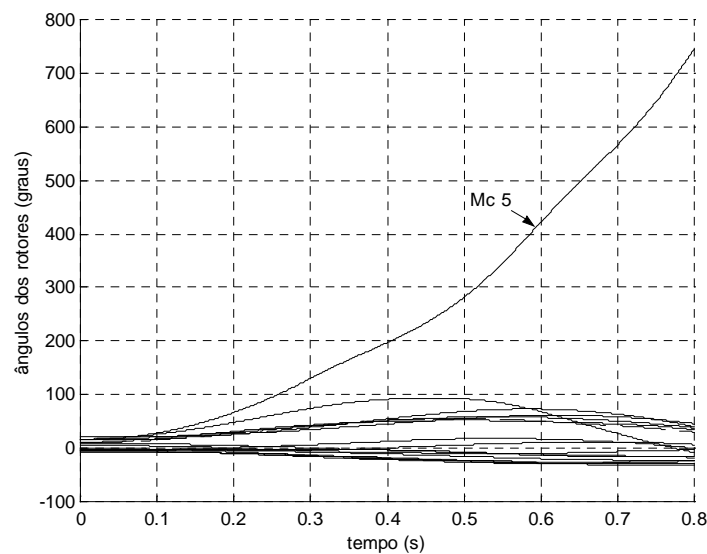


Figura 15 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 10 - IEEE17, sem redespacho.

O redespacho é realizado seguindo o fluxograma dado na Figura 11, sendo que a separação de MCs e MNCs neste trabalho, é feita no tempo referente ao primeiro pico de energia potencial total, no qual são estabelecidas que as MCs são aquelas com abertura angular dos rotores das máquinas em relação ao centro de inércia, maiores que 75° e conseqüentemente as MNCs são aquelas com θ menores que 75° no mesmo instante.

Assim, iniciando pela contingência mais severa (a número 8), são realizados os redespachos indicados na tabela 25. E/I indica a condição de estabilidade observada pela abertura angular no tempo de 2s de simulação. Sendo que neste trabalho, é considerado

instável a situação quando pelo menos um gerador apresenta abertura angular do rotor em relação a centro de inércia maior que 150° neste instante.

Tabela 25 - Sistema IEEE17, redespachos para a contingência 8.

Redespacho	MCs			MNC	Índice (CP_8)	E/I
	ΔP_m (MW)	ΔP_{m5} (MW)	ΔP_{m6} (MW)	ΔP_{m1} (MW)		
1	200	68	132	200	I(0,8129)	I
2	137	43	94	137	I(0,7312)	I
3	84	24	60	84	I(0,3435)	I
4	45	14	31	45	PP(0,1611)	I
5	17	-	17	17	PP(0,1474)	E

Os casos PP indicados por CP_8 , necessitam de uma simulação por um tempo maior a fim de determinar a situação de estabilidade, indicadas na Tabela 25 por E/I, de onde se pode observar que para o redespacho 4 a situação ainda é instável, e após o redespacho 5 o sistema se tornou estável.

A seqüência de redespachos da Tabela 25 pode ser acompanhada pelas Figuras 16, 17, 18, 19 e 20, que mostram, respectivamente, para os redespachos 1, 2, 3, 4 e 5, a evolução da abertura angular dos rotores dos geradores conforme segue:

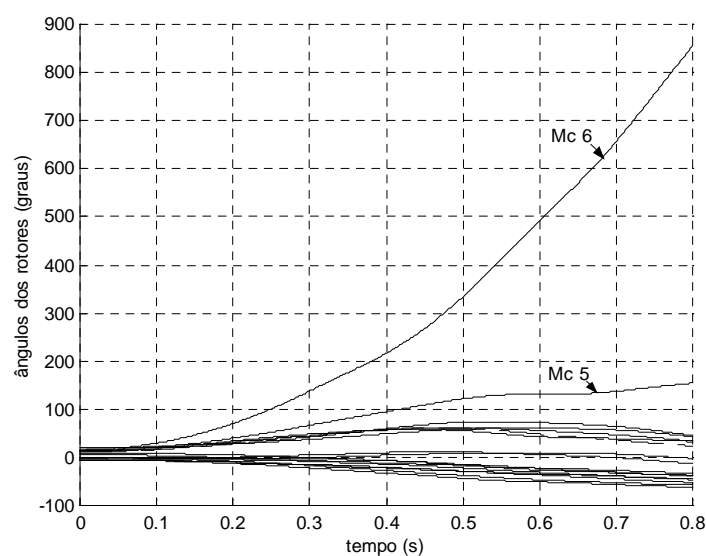


Figura 16 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para redespacho 1, sistema instável.

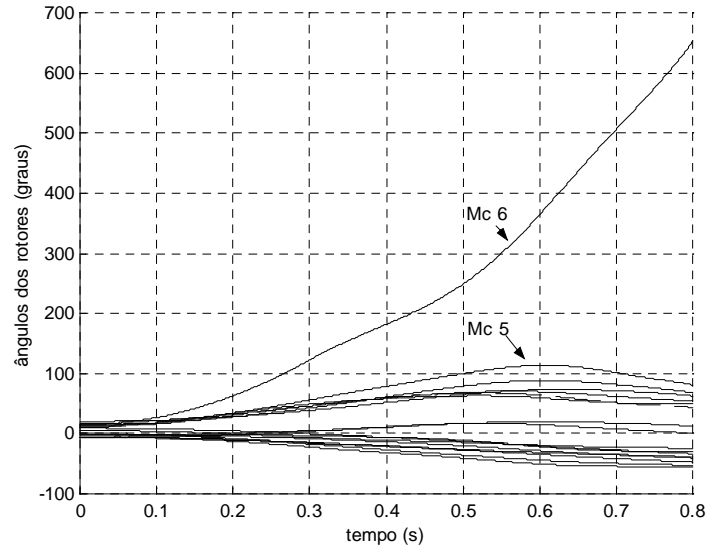


Figura 17 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para redespacho 2, sistema instável.

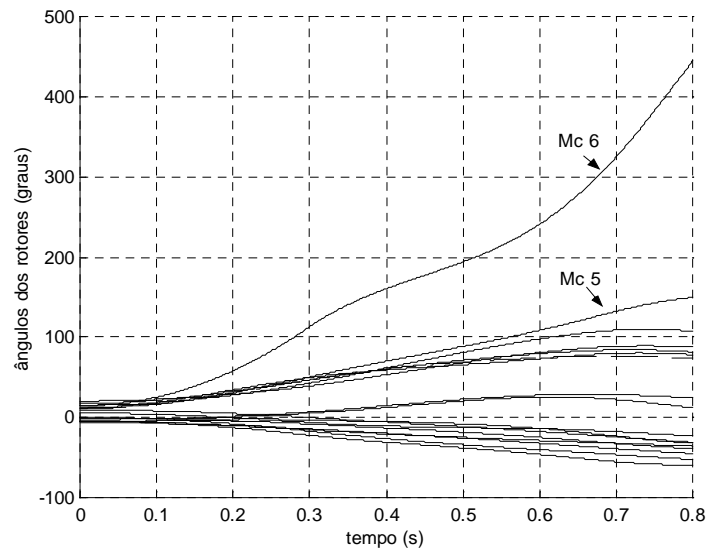


Figura 18 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para redespacho 3, sistema instável.

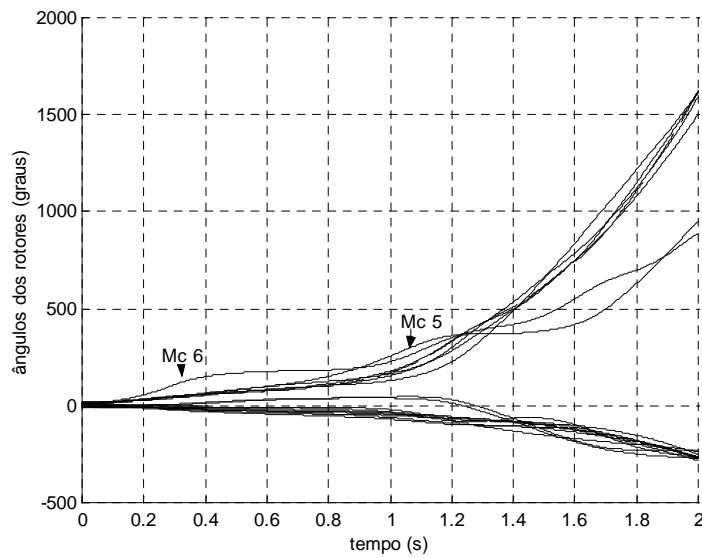


Figura 19 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para redespacho 4, sistema instável.

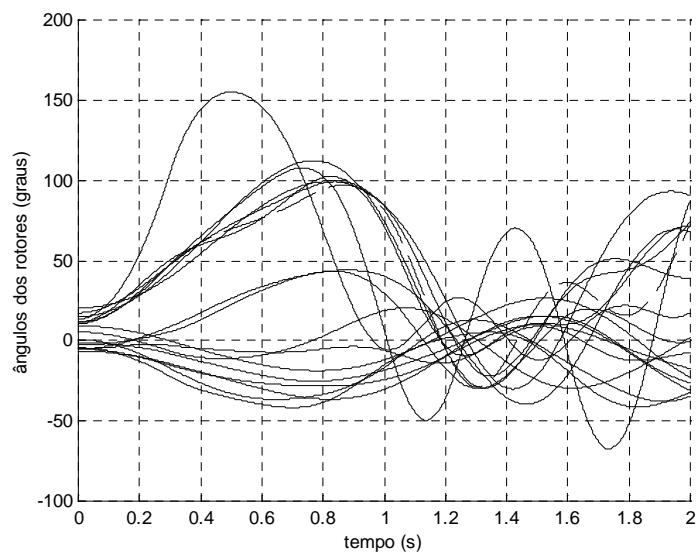


Figura 20 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para o redespacho 5, sistema estável.

Tendo o sistema se tornado estável após os redespachos indicados na Tabela 25, faz-se necessária a verificação do novo ponto de operação, através do fluxo de potência ótimo OPF. Desta forma, é simulado o OPF com os novos limites da potência gerada como mostrado no fluxograma da Figura 11 e, novamente é verificado o índice de estabilidade CP_8 , o qual com o valor de 1,0000, indica que o sistema se tornou instável para esse novo ponto de operação. A Figura 21 mostra que o ângulo do rotor da máquina 6 se afasta do restante.

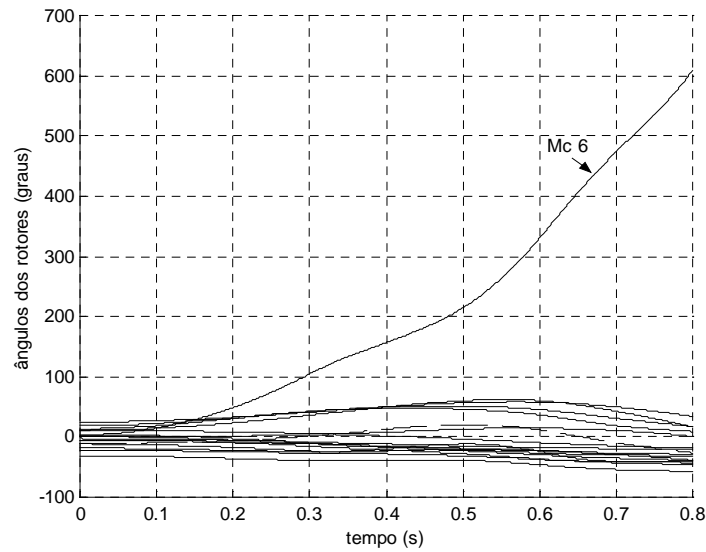


Figura 21 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para OPF, sistema instável.

Assim, torna-se necessário um novo redespacho conforme indicado na Tabela 26.

Tabela 26 - Sistema IEEE17, redespacho 6.

Redespacho		MCs	MNC	Índice	E/I
Nº	ΔP_m (MW)	ΔP_{m6} (MW)	ΔP_{m1} (MW)	(CP_8)	
6	101	101	101	PP(0,2357)	E

Com o redespacho de número 6, o sistema se torna novamente estável obtendo a situação mostrada na Figura 22.

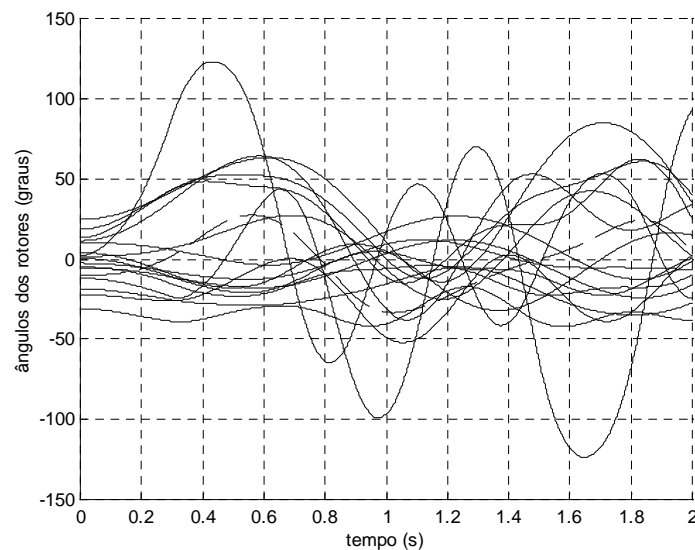


Figura 22 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, para o redespacho 6, sistema estável.

Para determinar novamente o ponto de operação, o OPF é simulado e, então, a partir da simulação dinâmica da estabilidade transitória, encontra-se um sistema estável com índice CP_8 igual a 0,2334 que é uma indicação da situação PP. No entanto, a simulação por 2s indica que o sistema é estável como mostra o correspondente gráfico dos ângulos dos rotores na Figura 23, mostrando que finalmente o sistema é estável em um novo ponto de operação para a contingência 8.

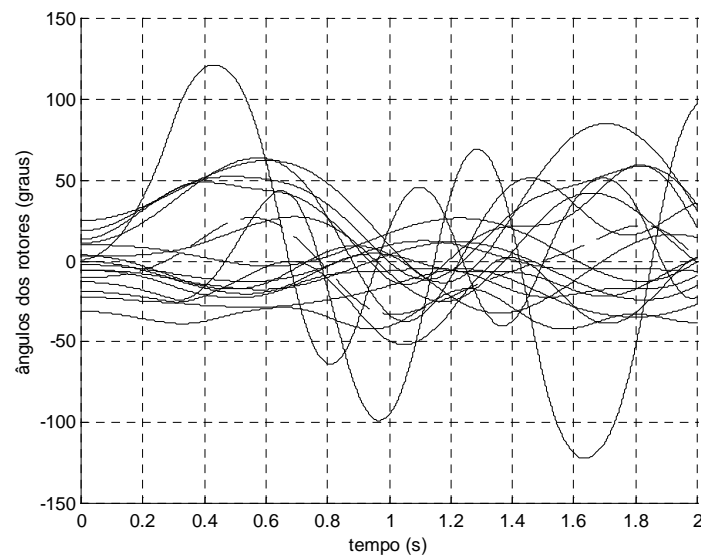


Figura 23 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, com simulação dinâmica após o OPF, sistema estável.

Para a contingência 9, o sistema é instável com índice CP_9 igual a 0,4386, como também é mostrado na Figura 24.

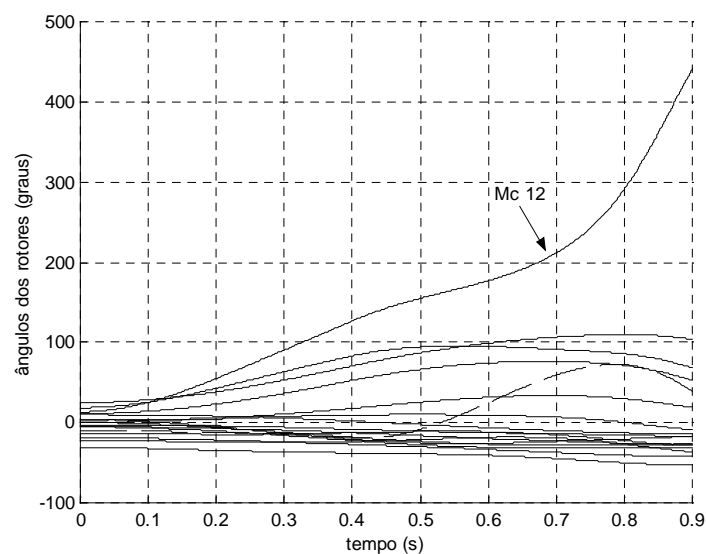


Figura 24 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 - IEEE17, sistema instável.

Para o redespacho de número 7, conforme Tabela 27, o sistema se torna novamente estável obtendo o resultado gráfico da Figura 25.

Tabela 27 - Sistema IEEE17, redespacho 7.

Redespacho		MC	MNC	Índice	E/I
N ^o	ΔP_m (MW)	ΔP_{m12} (MW)	ΔP_{m9} (MW)	(CP ₈)	
7	38	38	38	PP(0,1022)	E

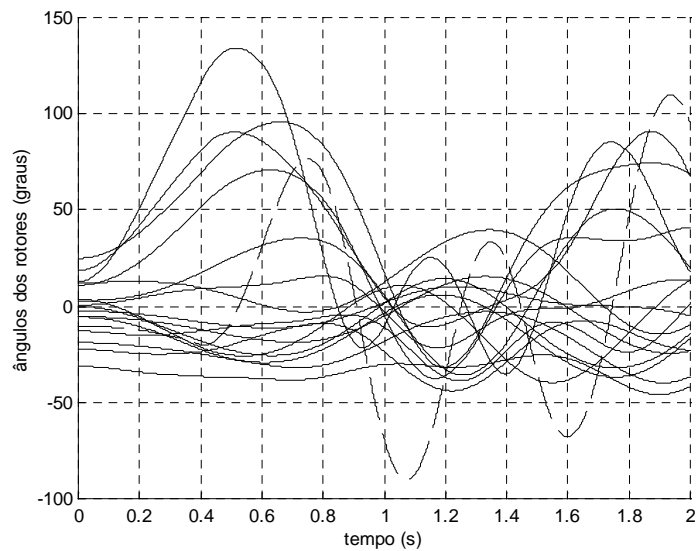


Figura 25 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 - IEEE17, para o redespacho 7 sistema estável.

Após a simulação do OPF, tem-se que CP₉ igual a 0,1402 indica a situação PP. Como nenhum gerador apresenta abertura angular do rotor maior que 150° no instante de simulação de 2s, o sistema é considerado estável, o que é comprovado pelo gráfico da Figura 26 que mostra que todos os geradores se encontram em sincronismo.

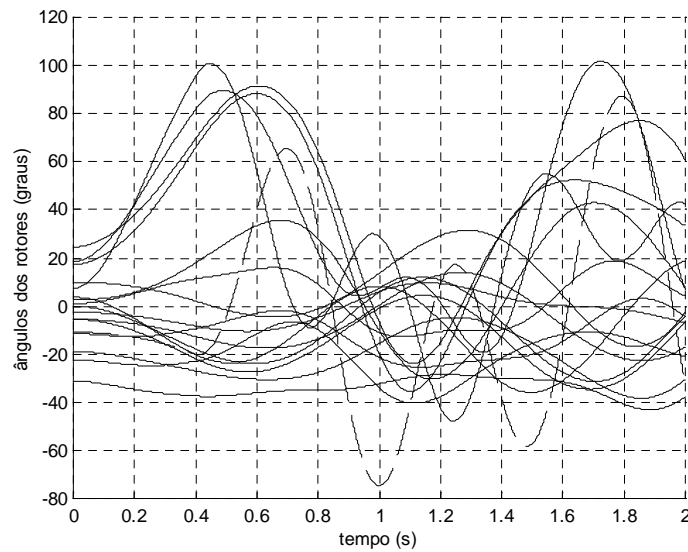


Figura 26 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 - IEEE17, após o OPF, o sistema é estável.

Para a contingência nº 10 o sistema passa a ser estável após os redespachos ocorridos para as contingências anteriores, tendo um índice de estabilidade CP_{10} igual a 0,0525, indicando ser o sistema estável, e o gráfico da abertura angular do rotor dos geradores é conforme a Figura 27. De onde podemos observar que o sistema é estável. Alguns geradores apresentam amplitudes de oscilações crescentes, no entanto, em uma análise por um tempo ainda maior o sistema continua estável. O que também se observa em todos os casos estáveis que apresentam este incremento de amplitude apresentado neste trabalho.

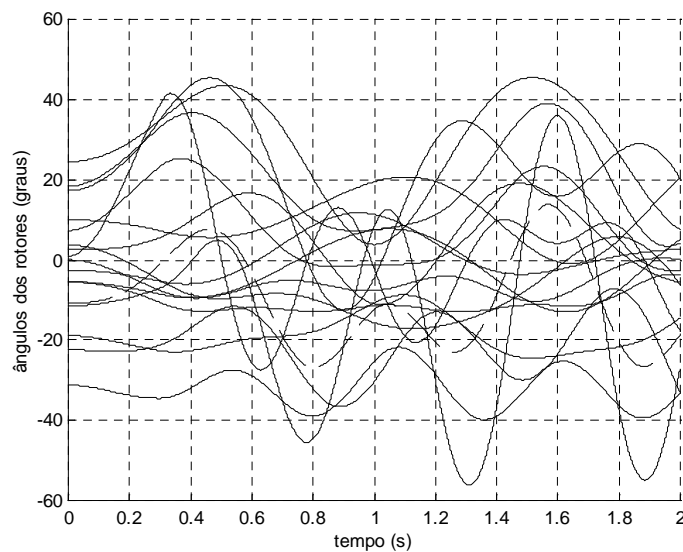


Figura 27 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 10 - IEEE17, após o OPF, o sistema é estável.

Conferindo a estabilidade para a contingência 8, tem-se o índice CP_8 igual a 0,2298, indica que a estabilidade do sistema frente contingência é PP. No entanto, a simulação

por um tempo maior mostra que o sistema é estável, o que pode ser visto também pelo gráfico da abertura angular mostrado na Figura 28.

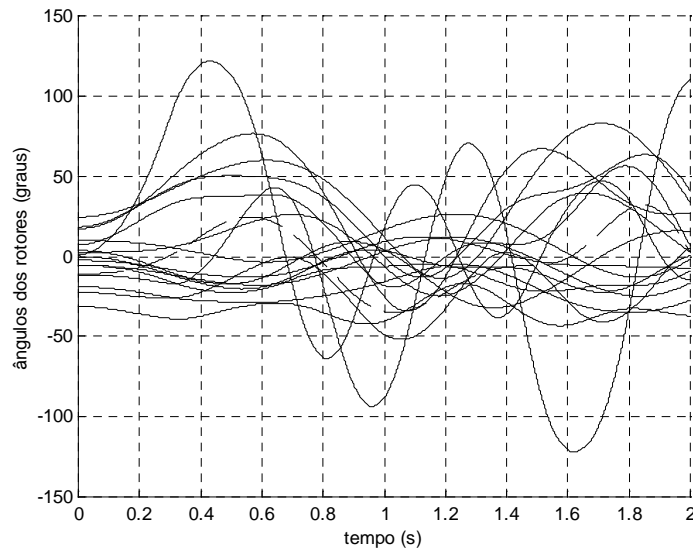


Figura 28 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 - IEEE17, após todos os redespachos, o sistema se mantém estável.

Após todos os redespachos indicados anteriormente, ao se realizar simulações da estabilidade transitória para as 10 contingências indicadas na Tabela 6, verifica-se, pelos resultados mostrados na Tabela 28, que o sistema passa a ser mais estável (CP_F menor) para as contingências de 1 a 5, e PP para as contingências 6 e 7. As contingências 8 e 9 que antes eram instáveis agora são classificadas como PP, porém em uma avaliação por um tempo maior, estas se apresentam como estáveis. A contingência 10 que antes era classificada como instável agora passou a ser classificada pelos índices CM_F e CP_F como estável.

Tabela 28 – Índices CM_F e CP_F - Sistema IEEE17 para as Faltas da Tabela 6, após os redespachos.

F	CM_F	CP_F	E/I
01	E(0,0059)	E(0,0055)	E
02	E(0,0045)	E(0,0040)	E
03	E(0,0057)	E(0,0054)	E
04	E(0,0061)	E(0,0058)	E
05	E(0,0055)	E(0,0051)	E
06	PP(0,1575)	PP(0,1697)	E
07	PP(0,0864)	PP(0,0934)	E
08	PP(0,2089)	PP(0,2098)	E
09	PP (0,1324)	PP(0,1402)	E
10	E(0,0490)	E(0,0538)	E

4.3.2 - Resultados de redespacho para o sistema Sul Brasileiro

Para as dez novas contingências mostradas na Tabela 15, têm-se que o desempenho dos índices compostos podem ser mostrados na figura 29. De onde se observa que as contingências mais severas são em ordem decrescente pelo índice CP_F , as 7, 8, 9 e 10. Cujos respectivos valores de CP_F são dados na Tabela 29.

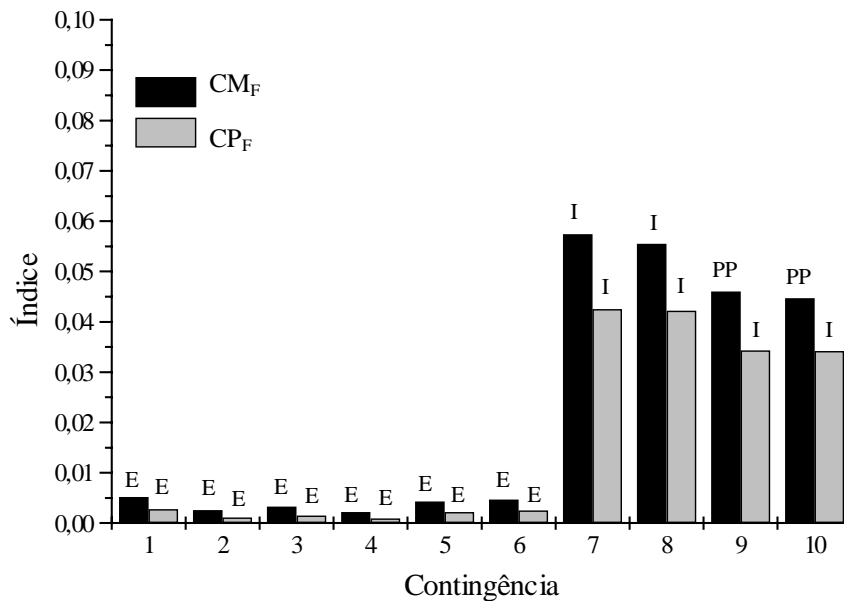


Figura 29 - Desempenho dos índices CM_F e CP_F para as contingências referidas na Tabela 15.

Tabela 29 –Lista das contingências perigosas por ordem de severidade retirada da Tabela 15.

F	BF	L	LD	tef (s)	tcr (s)	CP_F	E/I	MCs
07	368	368-370	S	0,185	0,100	I(0,0425)	I	1,5
08	433	433-432	S	0,250	0,190	I(0,0422)	I	3, 5 e 9
09	432	432-430	N	0,134	0,056	I(0,0343)	I	1, 5 e 9
10	375	375-382	N	0,064	0,023	I(0,0342)	I	1, 5 e 9

As contingências da Tabela 29 serão utilizadas para a análise de desempenho de redespacho deste sistema.

As máquinas críticas MCs são identificadas observando-se os ângulos dos rotores das máquinas em relação ao centro de inércia, no instante do primeiro pico de energia potencial total do sistema após a eliminação da falta. As Figuras 30, 31, 32 e 33 mostram os ângulos dos rotores das máquinas para as contingências 7, 8, 9 e 10 respectivamente, que são

as mais críticas pela classificação do índice CP_F , sendo que podemos observar que 1 e 5 são as MCs para a contingência 7, para a contingência 8 as MCs são 3, 5 e 9 e para as contingências 9 e 10 as MCs são 1, 5 e 9.

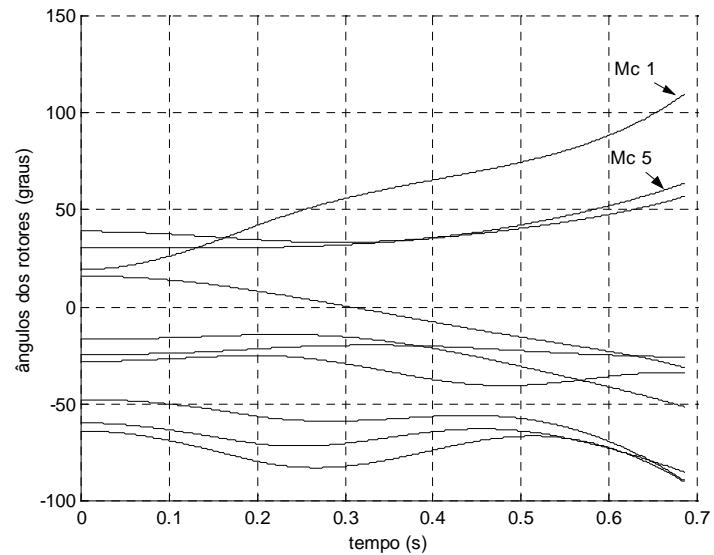


Figura 30 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 7 – sistema Sul Brasileiro, sem redespacho.

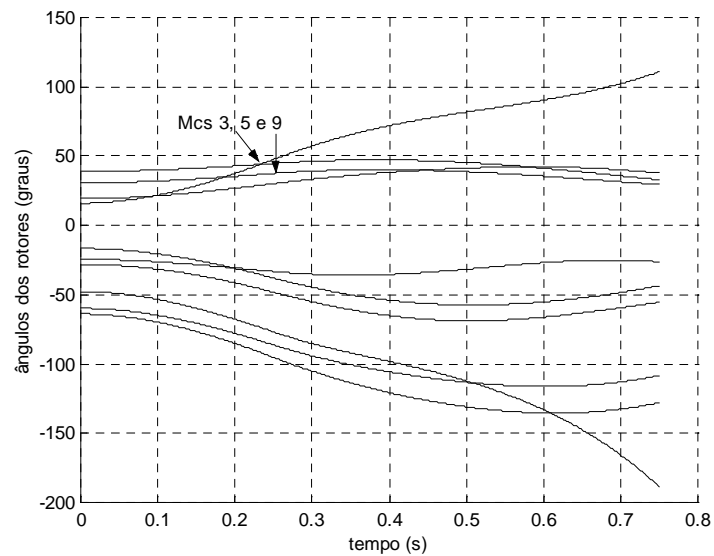


Figura 31 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 – sistema Sul Brasileiro, sem redespacho.

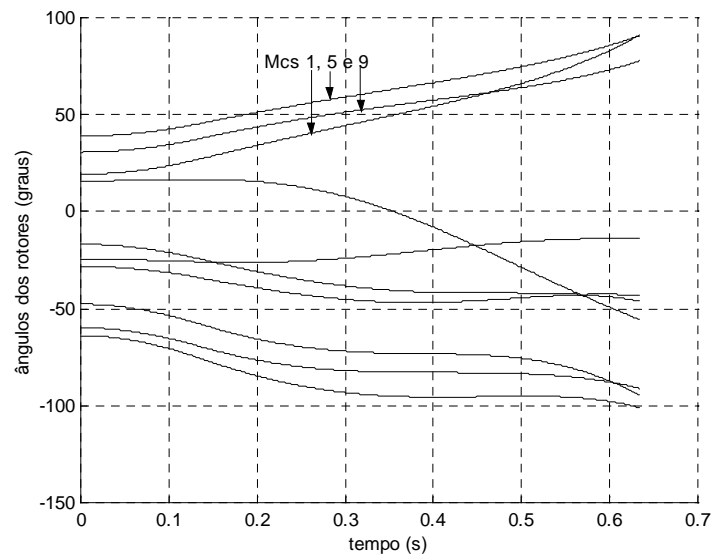


Figura 32 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 – sistema Sul Brasileiro, sem redespacho.

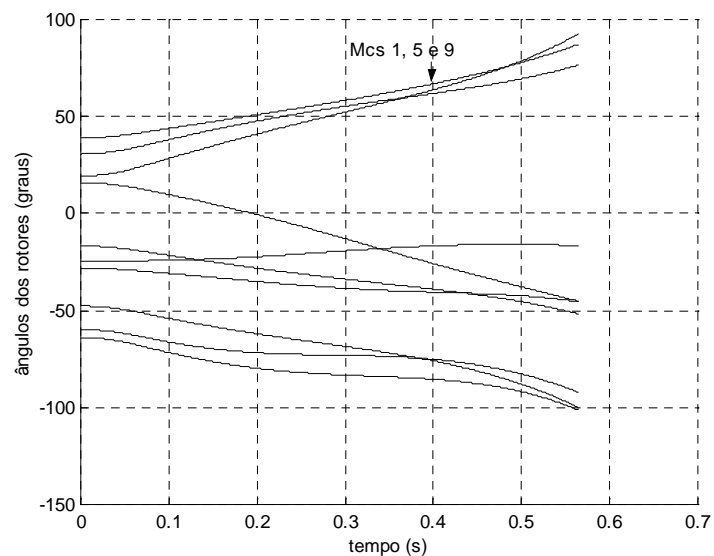


Figura 33 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 10 – sistema Sul Brasileiro, sem redespacho.

Com o intuito de se estabilizar o sistema inicialmente frente a contingência 7 (mais severa), observa-se que as máquinas críticas são 1 e 5, conforme mostra a Figura 30.

Para este sistema, é seguindo o mesmo procedimento utilizado no redespacho em relação ao sistema IEEE17, apenas que para este sistema é mostrado nas tabelas seguintes os resultados de redespachos referentes a cada iteração que inclua o OPF. Para a contingência 7, é realizado inicialmente o seguinte redespacho, conforme a Tabela 30 de onde se observa que para o redespacho número 1 o sistema se torna estável pelo índice CP_F , o que pode ser

comprovado pela Figura 34 que mostra a evolução do ângulo do rotor dos geradores em função do tempo.

Tabela 30 - Sistema Sul Brasileiro, redespacho para a contingência 7.

Redespacho		MCs		MNC	Índice	E/I
n^o	ΔP_m (MW)	ΔP_{m1} (MW)	ΔP_{m5} (MW)	ΔP_{m4} (MW)	(CP_7)	
1	248	150	98	248	E(0,0064)	E

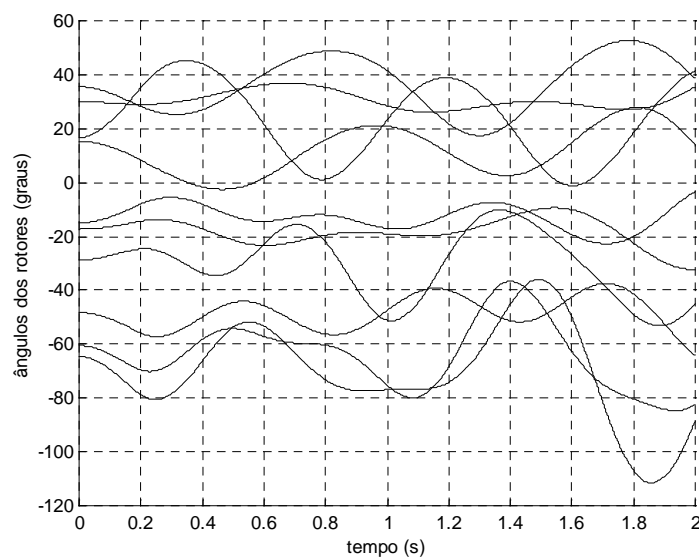


Figura 34 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 7 – sistema Sul Brasileiro, redespacho 1.

A fim de se obter o novo ponto de operação, faz-se necessária a simulação do OPF, de onde se obtém um índice CP_7 igual a 0,0063, indicando que o sistema é estável conforme se pode comprovar pela observação do sincronismo dos geradores, Figura 35.

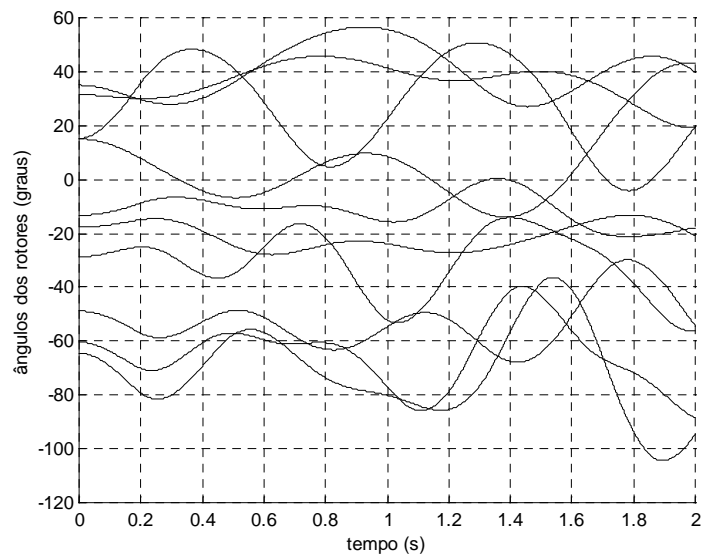


Figura 35 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 7 – sistema Sul Brasileiro, OPF.

A partir do resultado anterior, analisa-se a próxima contingência (número 8), onde se verifica que o sistema possui índice CP_8 igual a 0,1407, sendo, portanto, classificado como instável e portanto necessita que se proceda o redespacho. A partir da avaliação da abertura angular dos rotores das máquinas (ver Figura 36), verifica-se que o sistema é instável.

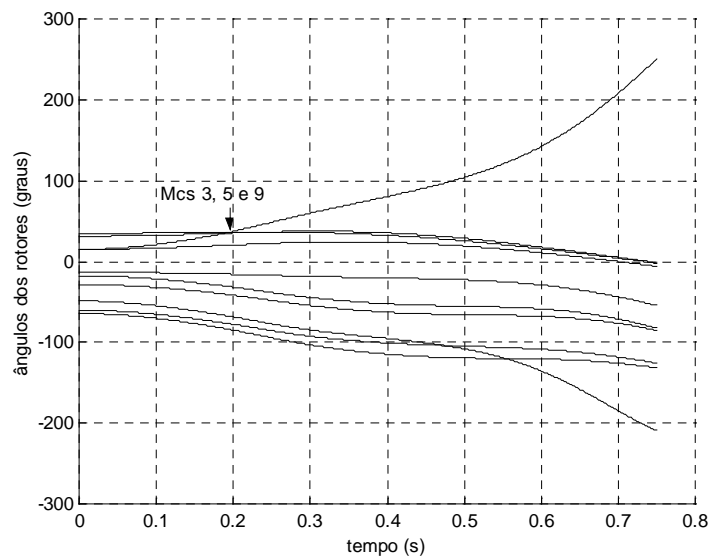


Figura 36 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 – sistema Sul Brasileiro.

Desta forma, um novo redespacho é proposto conforme descrito na Tabela 31. Sendo este suficiente para tornar o sistema estável frente a esta contingência, conforme indica o índice CP_8 e que também pode ser visto pela observação da evolução da abertura angular dos rotores dos geradores na Figura 37.

Tabela 31 - Sistema Sul Brasileiro, redespacho para a contingência 8.

Redespacho	MCs				MNC	Índice (CP_8)	E/I
n°	ΔP_m (MW)	ΔP_{m3} (MW)	ΔP_{m5} (MW)	ΔP_{m9} (MW)	ΔP_{m4} (MW)		
2	260	100	100	60	260	E(0,0203)	E

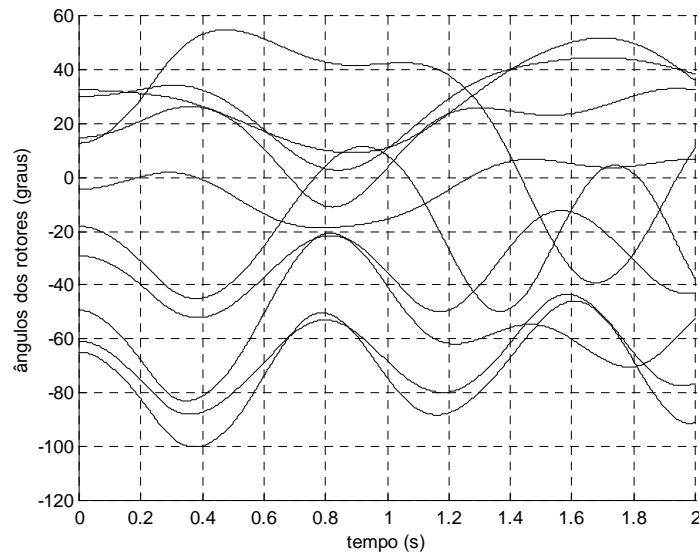


Figura 37 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 – sistema Sul Brasileiro, redespacho 2.

Com a obtenção do novo ponto de operação a partir do OPF, tem-se que o sistema se torna potencialmente perigoso com índice CP_8 igual a 0,0269. No entanto, após uma simulação por 2s, verifica-se que nenhum gerador apresenta abertura angular do rotor em relação ao centro de inércia maior que 150° , o que leva a conclusão que o sistema é estável. A Figura 38 mostra esta situação.

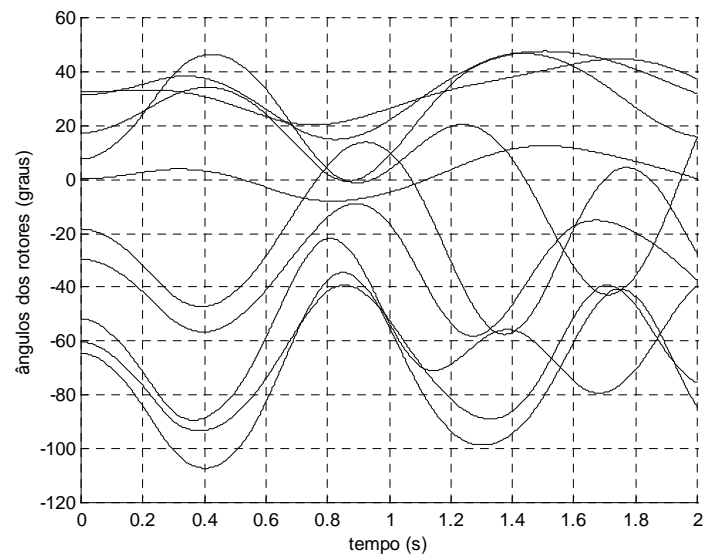


Figura 38 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 8 – sistema Sul Brasileiro, após o OPF.

Analisando a próxima contingência (número 9), para o ponto de operação encontrado anteriormente, têm-se que o índice CP_9 igual a 0,0054 indica que o sistema é estável, o que também pode ser comprovado pela observação da evolução da abertura angular dos rotores das máquinas no tempo como mostrado na Figura 39.

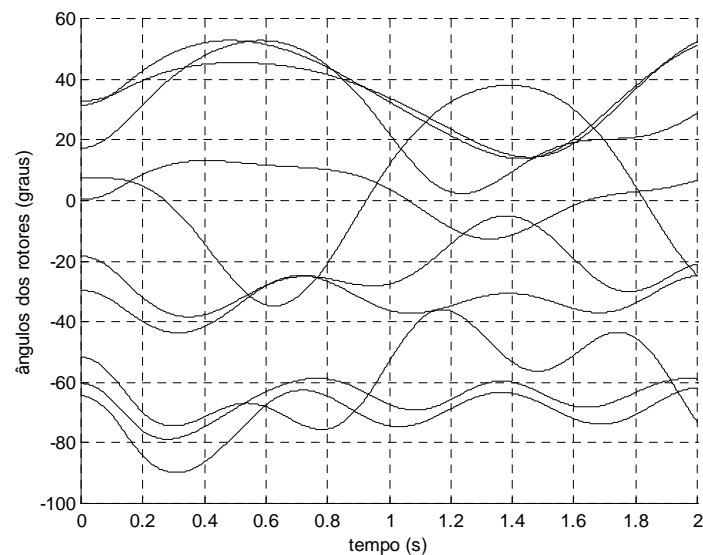


Figura 39 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 9 – sistema Sul Brasileiro.

Analisando a ultima contingência (número 10), CP_{10} com o valor de 0,0039 indica que o sistema também é estável para esta contingência, o que pode ser visto pela Figura 40.

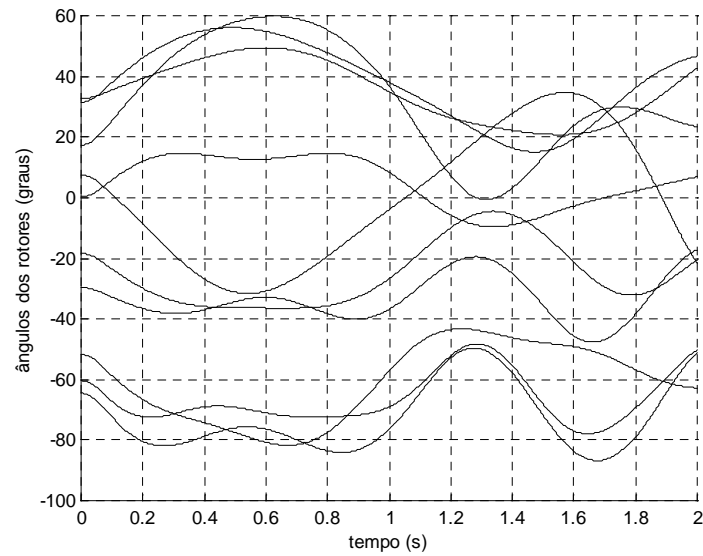


Figura 40 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 10 – sistema Sul Brasileiro.

Estando estável para esta última contingência deve-se agora testar novamente as anteriores para este novo ponto de operação. Para a contingência 7 tem-se, que o sistema permanece estável com o índice composto CP_7 igual a 0,0059 e conseqüentemente em sincronismo como mostra a Figura 41.

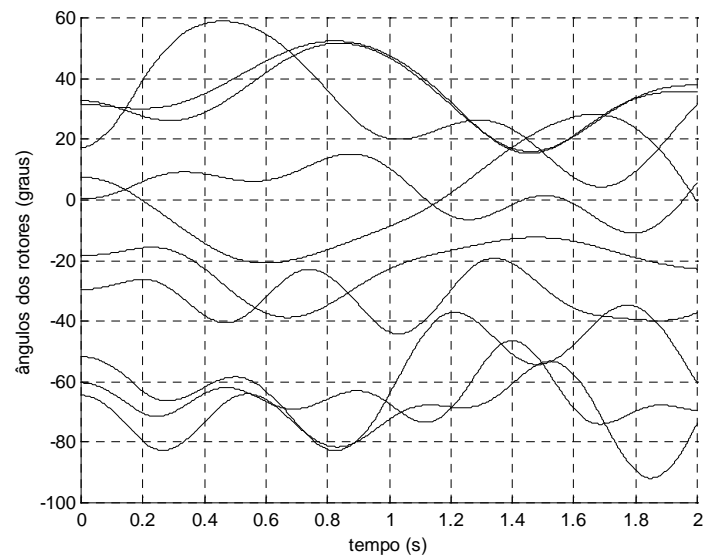


Figura 41 - Ângulos dos rotores das máquinas para a contingência 7 – sistema Sul Brasileiro.

A partir do último ponto de operação, pode-se determinar, para todas as 10 contingências citadas na Tabela 14, os índices CM_F e CF_F como mostrado na Tabela 32. Onde se pode observar que o sistema para as contingência estáveis se tornou ainda mais estável e para as contingências instáveis o sistema se tornou estável.

Tabela 32 - Sistema Sul Brasileiro, 10 novas contingências, após todos os redespachos.

F	CM_F	CP_F	E/I
01	E(0,0046)	E(0,0024)	E
02	E(0,0022)	E(0,0008)	E
03	E(0,0025)	E(0,0010)	E
04	E(0,0022)	E(0,0009)	E
05	E(0,0042)	E(0,0022)	E
06	E(0,0047)	E(0,0026)	E
07	E(0,0094)	E(0,0059)	E
08	PP(0,0352)	PP(0,0269)	E
09	E(0,0089)	E(0,0054)	E
10	E(0,0064)	E(0,0039)	E

4.3.3 – Tempos de Simulação e processamento

Quanto ao tempo de simulação envolvido no processo da simulação dinâmica, pode-se observar que ele diminuiu consideravelmente, através do critério de parada ($t_{ef}+0,5s$). Simulando-se a falta número 2 da Tabela 11 até 2 segundos, obtém-se um tempo de processamento de 4 segundos usando um computador Pentium IV, 1,8GHz com 512MB de memória RAM. Para a mesma falta, porém usando a metodologia proposta, obtém-se um tempo de 1s. Quanto ao tempo de execução do OPF para o sistema Sul Brasileiro no mesmo computador, o tempo decorrido é de aproximadamente 15 segundos, sendo que este tempo se torna maior para sistemas maiores. No entanto, este tempo pode ser sensivelmente diminuído pela substituição da função *constr* (o qual não explora a esparsidade) pela função *LP-Solver* (cuja distribuição não é gratuita) que explora a esparsidade, ou pela substituição deste programa por uma sub-rotina de OPF no próprio programa de simulação dinâmica em Fortran.

VI - CONCLUSÕES

Neste trabalho foram descritos alguns índices para classificação de faltas em análise de segurança dinâmica. Estes índices são baseados nos conceitos de coerência, conversão transitória de energia, e três produtos escalares, avaliados após a extinção da falta. Além desses, têm-se também os índices compostos calculados pela média aritmética dos cinco índices apresentados (CM_F), ou a partir da atribuição de diferentes pesos aos índices individuais de forma ponderada (CP_F), onde se faz uso da estatística sobre os índices individuais, consegue-se valorizar com maiores pesos os melhores índices. Estes índices são calculados rapidamente, pois não necessitam de uma longa simulação no tempo para determinar se o sistema é estável ou instável. São precisos porque possuem grande potencial para capturar todos os casos de estabilidade. A idéia fundamental tratada aqui foi classificar as contingências sem simular o sistema por um tempo longo, e sem calcular a estabilidade através dos chamados métodos diretos. Conclui-se também que:

- O critério de parada ($t_{ef}+0,5s$) apresentado conseguiu diminuir o tempo de processamento consideravelmente, dando rapidez ao processo de análise da estabilidade, o que é desejável para uma análise em tempo real;
- Nenhum caso estável é classificado pelos índices compostos como instáveis e vice-versa para os casos testados;
- A composição de forma ponderada mostrou-se melhor que a composição pela média por apresentar um menor número de casos potencialmente perigosos nos três sistemas analisados.
- Os casos classificados como potencialmente perigosos necessitam de uma simulação por um tempo maior para poder determinar se os mesmos são estáveis ou instáveis.
- A metodologia requer um esforço inicial para obtenção dos valores das faixas de classificação dos índices compostos e, também, para a obtenção dos fatores (pesos) para a composição dos índices CP_F . Porém, isto é realizada uma vez para cada SEE e pode ser utilizado em diferentes condições de operação e para diferentes faltas. A metodologia é,

portanto, bastante apropriada por permitir uma conclusão rápida sobre a estabilidade do sistema.

Quanto a sistemática, adotada através do esquema iterativo de redespacho para tornar os sistemas estáveis frente às contingências apresentadas, mostrou que:

- a determinação da quantidade de potência gerada a ser realocada por meio da análise de sensibilidade da margem de energia, mostrou-se eficaz quando medida com respeito à mudança da energia potencial do sistema após a extinção da falta.
- a quantidade a ser retirada das máquinas críticas proporcional as aberturas angulares e a distribuição para as máquinas não-críticas de forma inversamente proporcionais às aberturas angulares dos rotores, também se mostram eficazes.
- a consideração de que as máquinas críticas são aquelas que apresentam abertura angular maior que 75° no instante do primeiro pico de energia potencial do sistema, mostrou-se eficaz.
- o índice composto de forma ponderada mostrou-se apropriado para a identificação da estabilidade do sistema durante o processo iterativo de redespacho.
- O tempo gasto durante o processo iterativo, depende de fatores como tamanho do sistema e da severidade da falta, sendo que a determinação do novo ponto de operação a cada redespacho é que consome maior tempo, no entanto, a sistemática proposta é promissora para uso em tempo real.

Como sugestões para trabalhos futuros têm-se:

- O emprego de redes neurais para obtenção de índice de estabilidade pode tornar-se uma opção interessante.
- A inclusão do programa OPF como uma sub-rotina do Fortran diminuirá o tempo gasto durante o processo iterativo.
- A análise do corte de carga como meio de estabilizar o sistema frente a contingências.
- Simulação dos sistemas de energia elétrica através de modelos mais detalhados.
- Trabalhar a função objetivo do OPF em função do desvio em relação ao ponto de operação.

VII – REFERÊNCIAS

- [1] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu V., Anderson, G., Bose A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Custer, T. V., and Vittal V., (CIGRE Study Committee 38 and IEEE Power System Dynamic Performance Committee)., “Definition and Classification of Power System Stability”, ELECTRA-CIGRE, nº 208, Report 231, pp. 75-80, 2003.
- [2] Stott, B., “Power System Dynamics Response Calculations”, Proceedings of the IEEE, vol. 67, nº 2, pp. 219-241, 1979.
- [3] Fu, C. and Bose, A., “Contingency Ranking Based on Severity Indices in Dynamic Security Analysis”, IEEE Trans. On Power Systems, vol. 14 nº 3, pp. 980-986, 1999.
- [4] Fernandes O. C., “Índices de Estabilidade Transitória de Sistemas de Energia Elétrica”. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – FEIS, UNESP, Ilha Solteira-SP, (2001).
- [5] Vittal, V., “Transient Stability Test Systems for Direct Stability Methods”, IEEE Trans. on Power System, Vol. 7, nº 1, pp. 37-42, 1992.
- [6] Minussi, C. R., “Controle de Segurança Dinâmica em Sistemas de Energia Elétrica”, Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – UFSC, Florianópolis – SC, 1990.
- [7] Pavella, M. Ernst, D. and Ruiz-Vega, D., “Transient Stability of Power Systems”, Klüwer Academic Publishers, Massachusetts, USA, 2000.
- [8] Kundur, P., “Power System Stability and Control” McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [9] Bretas, N. G. e Alberto, L. F. C., “Estabilidade Transitória em Sistemas Eletromagnéticos, EESC- USP – São Carlos – SP, 2000.
- [10] Anderson, P. M. and Fouad A. A., “Power System Control and Stability”, IEEE PRESS, 1994.

- [11] Fouad, A. A. and Vittal, V., “Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method”, Prentice-Hall, New Jersey, USA, 1992.
- [12] Denis, E. F., “Análise da Estabilidade Transitória Através de um Método Híbrido”, Dissertação de Mestrado. FEIS – Unesp. Ilha Solteira, 1999.
- [13] Pai, M. A., “Power System Stability Analysis by the Direct Method of Lyapunov”, North Holland Publishing, 1981.
- [14] Silveira, M. C. G., Lotufo, A.D.P. and Minussi, C. R., “Transient Stability Analysis of Electrical Power Systems Using a Neural Network Based on Fuzzy ARTMAP”, IEEE Bologna Power Tech, Conference, 2003.
- [15] Vieira, S. and Hoffmann, R., “Elementos de Estatística”, S. Paulo: Editora Atlas S.A, 1988.
- [16] Fonseca, J. S. e Martins, G. A., “Curso de estatística” S. Paulo: Editora Atlas S. A., 1996.
- [17] Wehenkel, L., “Machine-Learning Approaches to Power-System Security Assessment”, IEEE Expert Intelligent Systems & Their Applications, pp. 60-72. 1997.
- [18] Carpenter, G. A., “Neural-Network Models of Learning And Memory: Leading Questions and an Emerging Framework”, Trends in Cognitive Sciences, vol.5, nº 3, pp. 114-118, 2001.
- [17] Gan, D., Qu, Z., Cai, H. and Wang, X., “Methodology and Computer Package for Generation Rescheduling”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol.144, nº 3, pp. 301-307, 1997.
- [18] Sauer, P. W., Demaree, K. D., and Pai. M. A., “Stability Limited Load Supply and Interchange Capability”, IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-102, pp. 3637-3643, 1983.
- [19] Vittal, V., Zhou, E. Z., Hwang, C., and Fouad, A. A., “Derivation of Stability Limits Using Analytical Sensitivity of Transient Energy Margin”, IEEE Trans. Power System, vol. 4, pp. 1363-1372, 1989.

- [20] Xue, Y., and Pavella, M., "Extended Equal Area Criterion: An Analytical Ultra-Fast Method for Transient Stability Assessment and Preventive Control of Power Systems", *Int. J. Power Energy Margin*, vol. 11, n^o 2, pp. 131-149, 1989.
- [21] Sterling, J., Pai, M. A. and Sauer P. W., "A Method of Secure and Optimal Operation of a Power Systems for Dynamic Contingencies", *Electric Machine and Power Systems*, vol. 19, pp. 315-330, 2002.
- [22] Gan, D., Tomas, R. J., Zimmerman, R., "Stability-Constrained Optimal Power System", vol. 15, pp. 535-540, 2000.
- [23] Monticelli, A., Pereira, M. V. F., and Granville, S., "Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective rescheduling", *IEEE Trans. Power System*, vol. 2, n^o 1, pp. 175-182, 1987.
- [24] Yamashiro, S., "On-Line Secure-Economic Preventive Control of Power Systems by Pattern Recognition", *IEEE Trans. Power System*, vol. 1, n^o 3, pp. 214-219, 1986.
- [25] Miranda, V. Fidalgo, J. N., Lopes, J. A. P. and Almeida, L. B., "Real Time Preventive Actions for Transient Stability Enhancement with a Hybrid Neural-Optimization Approach", *IEEE Trans. Power System*, vol. 10 n^o 2, pp.1029-1035, 1995.
- [26] Kartalopoulos, S. V., "Understanding Neural Networks and Fuzzy Logic", New York: IEEE Press, 1996.
- [27] Kuo, D. H., and Bose, A., "Generation Rescheduling Method to Increase the Dynamic Security of Power Systems", *IEEE Trans. Power System*, vol. 10, n^o 1, pp. 68-76, 1995.
- [28] Nguyen, T. B., Pai, and M. A., "Dynamic Security- Constrained Rescheduling of Power Systems Using Trajectory Sensitivities", *IEEE Trans. Power System*, vol. 18, n^o 2, pp. 848-854, 2003.
- [29] Demaree, K., Athay, T., Cheung, K. W., Mansour, Y., Vaahedi, E., Chang, A. Y., Corns, B. R., and Garrett, B. W., "An On-Line Dynamic Security Analysis System Implementation", *IEEE Trans Power System*, vol. 9, n^o 4, pp. 1716-1722, 1994.
- [30] Mansour, Y., Vaahedi, E., Chang, A. Y., Corns, B. R. Garrett, B. W., Demarre, K. Athay, T., and Cheung, K., "B. C. Hydro's On-Line Transient Stability Assessment (TSA) Model Development Analysis, and Post-Processing", *IEEE Trans. Power System*, vol.10, n^o 1, pp. 241-253, 1995.

- [31] Shubhanga K. N. and Kulkarni A. M., “Application of Structure Preserving Energy Margin Sensitivity to Determine the effectiveness of Shunt and Series FACTS Devices”, IEEE Trans. Power Systems, vol. 17, n^o 3, pp. 730-738, 2002.
- [32] Desoer C. and Duh E., “Basic Circuit Theory”, McGraw Hill, NY, 1969.
- [33] Pai, M. A., Energy function Analysis for Power System Stability, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1989.
- [34] Zimmerman, R. and Gan, D., “MATPOWER: A MATLAB Power System Simulation Package”, Manual, Power Systems Engineering Research Center, Ithaca NY, 1997.
- [35] Grace A., “Optimization Toolbox”, The MathWorks, Inc., Natick, MA, 1995.

Apêndice A

- **Método de integração trapezoidal**

Para estudar a estabilidade transitória é necessário resolver equações diferenciais implícitas. O método escolhido para este trabalho foi o método trapezoidal[8]. A descrição deste método é a seguinte:

Considere a seguinte equação diferencial:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \tag{A.1}$$

com $x = x_0$ para $t = t_0$.

A solução de x para $t = t_1 = t_0 + \Delta t$ pode ser expressa na forma integral como:

$$x_1 = x_0 + \int_{t_0}^{t_1} f(x, t) dt \tag{A.2}$$

O método implícito usa a interpolação da função dentro da integral. Assim, a função passará por pontos desconhecidos para o tempo t_1 . A interpolação será linear. Como mostra a Figura 42, a área dentro da integral da equação (A.2) é aproximada por um trapézio, daí o nome Regra Trapezoidal.

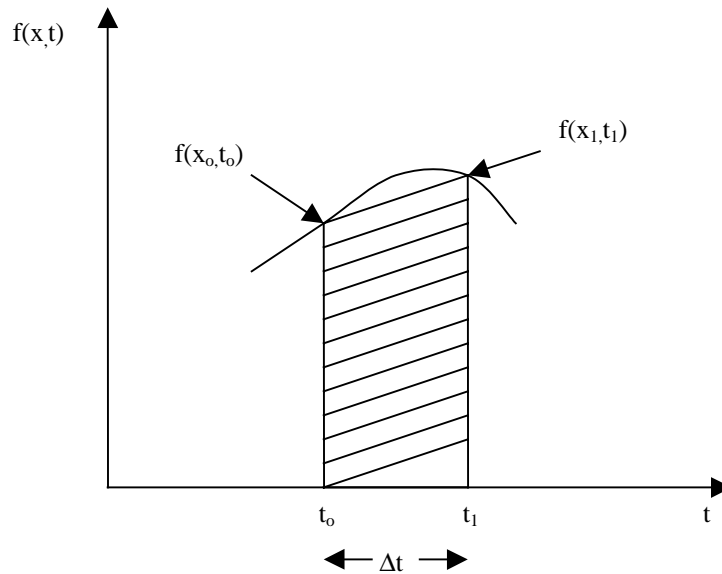


Figura 42 - Aproximação trapezoidal da integral de uma função $f(x,t)$.

A regra do trapézio para a equação (A.2) é dada por:

$$x_1 = x_0 + [f(x_0, t_0) + f(x_1, t_1)] \frac{\Delta t}{2} \quad (\text{A.3})$$

A forma geral dando o valor de x para $t = t_{n+1}$ é

$$x_{n+1} = x_n + [f(x_n, t_n) + f(x_{n+1}, t_{n+1})] \frac{\Delta t}{2} \quad (\text{A.4})$$

Como podemos observar, ambos os lados da equação (A.4) contém o termo x_{n+1} . Isto implica que a variável x é calculada como função do valor do passo anterior, assim como do valor atual (o qual é desconhecido). Por isso diz-se que uma equação implícita será resolvida.

Outros métodos de integrações implícitas têm sido propostos na literatura como métodos numéricos. Entretanto, eles não têm sido amplamente usados para aplicações em sistemas numéricos, pois são mais difíceis para programar e possuem menor estabilidade numérica do que o método trapezoidal [8].

Apêndice B

Neste apêndice apresentam-se os dados dos sistemas de energia elétrica utilizados: Sul Brasileiro, IEEE17 e IEEE50.

• Sistema Sul Brasileiro

Esta configuração do sistema Sul brasileiro é composta de 45 barras, 71 linhas e 10 geradores[6]. As Tabelas 33, 34 e 35 trazem respectivamente os dados de linhas e transformadores, dados de barras e dados dos geradores. A Figura 43 mostra o diagrama unifilar.

Tabela 33 – Dados de linhas e transformadores para o sistema Sul Brasileiro.

Linha	Barra Origem	Barra destino	Resistência Série (pu)	Reatância série (pu)	Carregamento Capacitivo (MVar)
1	343	344	0,00070	0,01450	166,10
2	343	344	0,00070	0,01450	166,10
3	343	382	0,00180	0,02270	227,21
4	343	391	0,00140	0,02040	244,75
5	344	431	0,00000	0,00630	-
6	366	386	0,00000	0,01360	-
7	367	368	0,03860	0,19850	34,00
8	367	396	0,00960	0,04910	8,42
9	367	437	0,00330	0,01670	28,59
10	368	370	0,04630	0,23780	40,84
11	368	370	0,04630	0,23780	40,84
12	368	399	0,01770	0,09100	15,85
13	368	399	0,01770	0,09100	15,85
14	369	370	0,00000	0,04600	-
15	370	371	0,01630	0,08350	14,40
16	370	371	0,01630	0,08350	14,40
17	370	408	0,02500	0,15480	46,90
18	371	372	0,01630	0,08350	14,40
19	371	374	0,03160	0,16210	27,84
20	372	374	0,01530	0,08610	13,44
21	373	374	0,00000	0,01140	-
22	374	433	0,03440	0,17600	30,40
23	374	433	0,03440	0,17600	30,40
24	375	376	0,02450	0,12560	20,41
25	375	382	0,00000	0,03000	-
26	376	377	0,00880	0,04150	52,11
27	377	378	0,01820	0,09350	15,95

Linha	Barra Origem	Barra destino	Resistência Série (pu)	Reatância série (pu)	Carregamento Capacitivo (MVA _r)
28	377	378	0,01820	0,09350	15,95
29	377	383	0,00000	0,00620	-
30	378	379	0,01540	0,07760	13,50
31	378	379	0,01540	0,07760	13,50
32	379	380	0,02160	0,11050	18,63
33	379	380	0,02160	0,11050	18,63
34	379	385	0,00000	0,00620	-
35	380	396	0,01800	0,09200	15,53
36	380	396	0,01800	0,09200	15,53
37	381	382	0,00000	0,00670	-
38	382	383	0,00190	0,02800	335,76
39	382	384	0,00190	0,00274	328,67
40	382	386	0,00140	0,01950	239,68
41	382	398	0,00050	0,00700	83,92
42	383	384	0,00050	0,00690	82,16
43	383	385	0,00120	0,01750	209,70
44	386	387	0,00210	0,03090	371,83
45	387	402	0,00000	0,00620	-
46	388	389	0,00220	0,03000	383,00
47	388	414	0,00000	0,00620	-
48	389	391	0,00140	0,01950	239,70
49	390	391	0,00000	0,01140	-
50	391	398	0,00050	0,00700	83,92
51	392	393	0,00000	0,08710	-
52	393	396	0,00000	0,05900	-
53	394	396	0,00000	0,07010	-
54	395	396	0,00000	0,04500	-
55	396	437	0,01290	0,06570	11,28
56	397	398	0,00000	0,00680	-
57	399	402	0,00220	0,01110	2,32
58	399	402	0,00220	0,01110	2,32
59	399	402	0,00190	0,01010	2,04
60	399	414	0,02070	0,09330	17,18
61	399	414	0,01680	0,09300	17,20
62	399	414	0,01760	0,09840	17,98
63	407	408	0,00000	0,02360	-
64	408	414	0,02020	0,11290	20,62
65	430	431	0,01250	0,06410	11,09
66	430	431	0,00890	0,04610	7,96
67	430	432	0,01100	0,11840	20,27
68	430	433	0,02290	0,11740	20,27
69	431	432	0,01720	0,08840	14,34
70	431	432	0,01720	0,08840	14,34
71	432	433	0,01810	0,09290	16,07

Observações:

- Frequência = 60 Hz
- Base de referência = 100 MVA

Tabela 34 – Dados das Barras para o sistema Sul Brasileiro.

Barra	Nome da Barra	Tipo	Módulo de tensão (pu)	Ângulo de tensão (graus)	Geração ativa (MW)	Geração reativa (MW)	Carga ativa (MW)	Carga Reativa (MVar)	Reator ou capacitor de barra (MVar)
343	Ivaiporã-525	0	1,034	-9,10					-200
344	Londrina-525	0	1,023	-11,00					
366	Barracão-GER	1	1,020	-4,30	1500	0,44			
367	Siderópolis-230	0	0,965	-34,00			177	68	
368	Farroupilha-230	0	1,008	-32,00			191	42	
369	P.Fundo-GER	1	1,040	-11,00	250	84,42			
370	P.Fundo-230	0	1,007	-17,00			171	18,5	
371	Xanxerê-230	0	0,976	-11,00			126	47	
372	P.Branco-230	0	0,975	-3,40			46	14,7	
373	S.Osório-GER	1	0,980	13,20	1100	186,2			
374	S.Osório-230	0	1,005	6,87			281	56,5	
375	F.Areia-230	0	1,003	-15,00			279	60,7	
376	S.Mateus-230	0	0,977	-25,00			130	29,4	
377	Curitiba-230	0	0,982	-25,00			427	-25	
378	Joinville-230	0	0,926	-31,00			310	141	
379	Blumenau-230	0	0,960	-30,00			424	90,6	
380	R.Queimado-230	0	0,968	-32,00			117	53,1	
381	F.Areia-GER	2	1,022	-4,60	1110	-34,9			
382	F.Areia-525	0	1,027	-8,70					
383	Curitiba-525	0	0,985	-22,00					-150
384	Cur-Norte-525	0	0,986	-21,00			368	69,6	-150
385	Blumenau-525	0	0,968	-28,00					
386	Barracão-525	0	1,028	-11,00			174	-8,2	-100
387	Gravataí-525	0	1,030	-29,00					-150
388	V.Aires-525	0	1,038	-23,00					-150
389	Pinheiro-525	0	1,043	-11,00					-150
390	S.Santiago-GER	1	1,018	4,47	1350	-63,3			
391	S.Santiago-525	0	1,036	-3,8					
392	J.Lac.A-GER	1	1,030	-27,00	100	44,93			
393	J.Lac-138	0	0,995	-31,00			126	39,8	
394	J.Lac.B-GER	1	1,030	-25,00	132	53,36			
395	J.Lac.C-GER	1	1,030	-24,00	250	88,22			
396	J.Lac-230	0	0,997	-30,00					
397	Segredo-GER	1	1,020	0,00	1260	-99,3			
398	Segredo-525	0	1,029	-4,10					
399	Ceci-230	0	1,034	-33,00			813	110	
402	Gravataí-230	0	1,043	-32,00			612	-455	
407	Itaúba-GER	1	1,020	-11,00	500	88,89			
408	Itaúba-230	0	0,986	-18,00			404	135	
414	V.Aires-230	0	1,043	-25,00			393	-111	
430	Apucarana-230	0	0,985	-16,00			262	13,2	
431	Londrina-230	0	1,006	-13,00			229	183	
432	Maringá-230	0	0,971	-15,00			184	60,2	
433	C. Mourão-230	0	0,957	-9,80			139	53,7	
437	Forquilha-230	0	0,964	-34,00			90,1	55,3	

Observações:

- Tipo de barras: barra PQ (0), barra PV (1) e barra P θ ou slack (2).
- Reator de barra (+), capacitor de barra (-).

Tabela 35 – Dados dos geradores para o sistema Sul Brasileiro.

Gerador (n ^o)	X'_d (p.u.)	H (s)	Barra (n ^o)
1	0,0840	16,000	366
2	0,1280	8,698	369
3	0,0520	23,250	373
4	0,0840	16,000	381
5	0,0750	16,344	390
6	0,0750	6,414	392
7	0,3150	3,097	394
8	0,1575	6,194	395
9	0,0750	16,344	397
10	0,0765	14,636	407

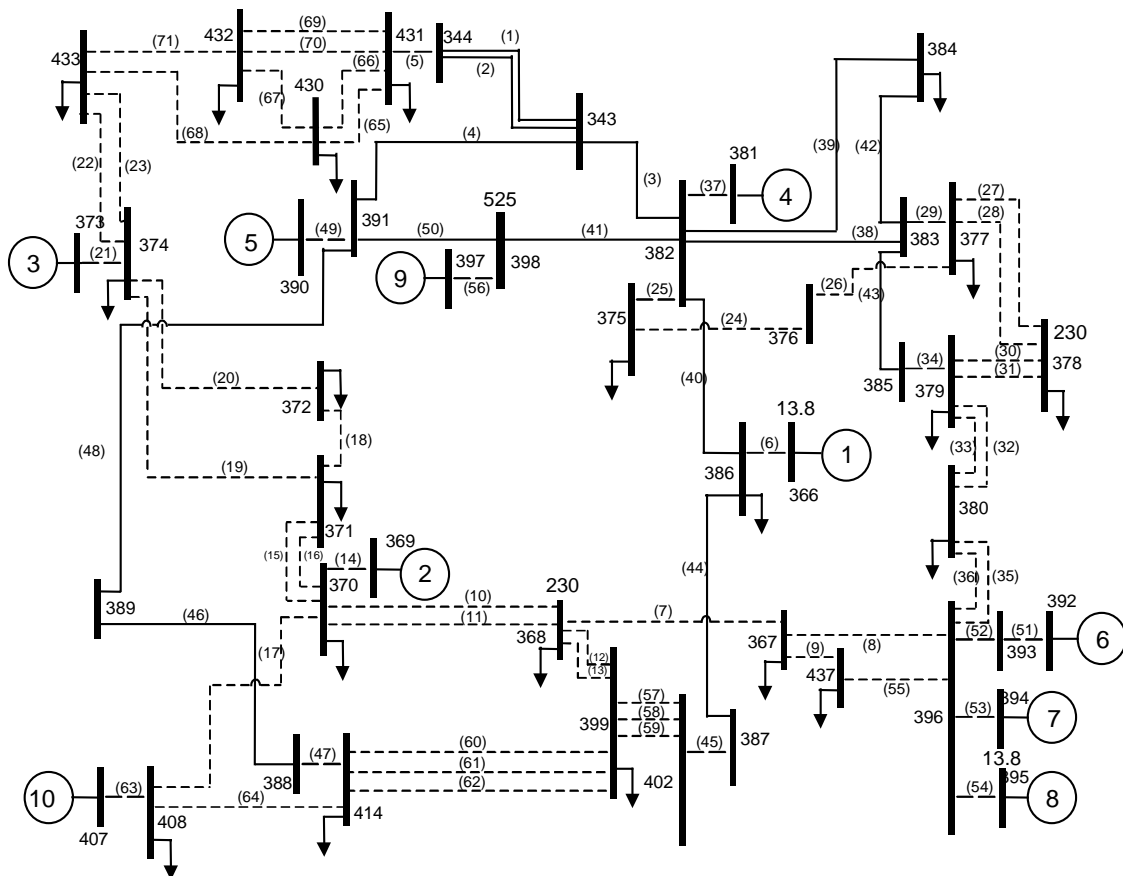


Figura 43 - Diagrama unifilar do sistema Sul Brasileiro.

- **Sistema IEEE17**

O sistema IEEE17 [5] consiste de 17 máquinas, 162 barras e 284 linhas, o qual representa a rede de potências reduzida do estado de Iowa-USA.

Este sistema tem várias plantas de geração ao longo do rio Missouri. As proximidades elétricas destas plantas resultam em um complexo e interessante comportamento dinâmico do sistema. Para um defeito trifásico próximo a essas plantas, um grande número de plantas são severamente perturbadas, resultando em um complexo modo de distúrbio. A Tabela 36 mostra os dados dos geradores do sistema IEEE17 na base de 100MVA.

Tabela 36 – Dados dos geradores para o sistema IEEE17.

Gerador (nº)	X_d' (p.u.)	H (s)	Barra (nº)
1	0,0040	100,00	3
2	0,0437	34,56	6
3	0,0100	80,00	15
4	0,0050	80,00	27
5	0,0507	16,79	73
6	0,0206	32,49	76
7	0,1131	6,65	99
8	0,3115	2,66	101
9	0,0535	29,66	108
10	0,1770	5,00	114
11	0,1049	11,31	118
12	0,0297	19,79	121
13	0,0020	200,00	124
14	0,0020	200,00	125
15	0,0040	100,00	126
16	0,0559	28,60	130
17	0,0544	20,66	131

Os dados completos dos sistemas IEEE17, podem ser encontrados no site: www.ee.washington.edu/research/pstca/.

- **Sistema IEEE50**

O sistema IEEE50 [5] consiste de 50 máquinas, 145 barras e 453 linhas. Este sistema possui duas áreas, o que leva normalmente a separação dos geradores em dois conjuntos quando o sistema sofre uma contingência. A Tabela 37 mostra os dados dos geradores do sistema IEEE50 na base de 100MVA.

Tabela 37 – Dados dos geradores para o sistema IEEE50.

Gerador (n ^o)	x'_d (p.u.)	H (s)	Barra (n ^o)	Gerador (n ^o)	x'_d (p.u.)	H (s)	Barra (n ^o)
1	0,4769	1,4100	60	26	0,0122	73,8528	111
2	0,0213	52,1796	67	27	0,0924	12,2844	112
3	0,1292	6,6500	79	28	0,0024	97,3300	115
4	0,6648	1,2857	80	29	0,0022	105,5000	116
5	0,5291	2,1150	82	30	0,0017	102,1600	117
6	0,0585	20,5602	89	31	0,0014	162,7400	118
7	1,6000	0,7628	90	32	0,0002	348,2200	119
8	0,3718	1,6848	91	33	0,0017	116,5400	121
9	0,0240	115,0366	93	34	0,0089	39,2400	122
10	0,0839	17,3424	94	35	0,0017	116,8600	124
11	0,1619	5,4662	95	36	0,0001	503,8700	128
12	0,4824	2,1216	96	37	0,0010	230,9000	130
13	0,2125	5,4912	97	38	0,0001	1101,7200	131
14	0,0795	13,9600	98	39	0,0016	120,3500	132
15	0,1146	17,1080	99	40	0,0003	802,1200	134
16	0,1386	7,5600	100	41	0,0008	232,6300	135
17	0,0924	12,2844	101	42	0,0001	2018,1700	136
18	0,0135	78,4366	102	43	0,0004	469,3200	137
19	0,1063	8,1600	103	44	0,0001	2210,2000	139
20	0,0122	73,8528	104	45	0,0003	899,1900	140
21	0,0208	84,3915	105	46	0,0001	1474,2200	141
22	0,0312	56,2610	106	47	0,0003	950,8000	142
23	0,0248	30,4320	108	48	0,0023	204,3000	143
24	0,2029	2,6622	109	49	0,0004	443,2200	144
25	0,0240	115,0500	110	50	0,0018	518,0800	145

Os dados completos dos sistemas IEEE50, podem ser encontrados no site: www.ee.washington.edu/research/pstca/.