

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DA OPERAÇÃO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA
CONSIDERANDO OS LIMITES DE ESTABILIDADE
ANGULAR E DE TENSÃO**

TESE DE DOUTORADO

Lenois Mariotto

Santa Maria, RS, Brasil

2008

**AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DA OPERAÇÃO DE
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA CONSIDERANDO
OS LIMITES DE ESTABILIDADE ANGULAR E DE TENSÃO**

por

Lenois Mariotto

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, **Área de Concentração em Processamento de Energia**, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**

Orientador: Humberto Pinheiro, Ph.D.

Santa Maria, RS, Brasil

2008

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Tese de Doutorado

**AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA CONSIDERANDO OS LIMITES DE
ESTABILIDADE ANGULAR E DE TENSÃO**

elaborada por
Lenois Mariotto

como requisito parcial para obtenção do grau de
Doutor em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Humberto Pinheiro, Ph.D. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Ildemar Cassana Decker, Dr. (UFSC)

Roberto de Souza Salgado, Ph.D. (UFSC)

Alexandre Campos, Ph.D. (UFSM)

Ghendy Cardoso Junior, Dr. (UFSM)

Santa Maria, 22 de fevereiro de 2008.

© 2008

Todos os direitos autorais reservados a Lenois Mariotto. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Rua Appel, 655/701, Bairro Centro, Santa Maria, RS, 97015-030

Fone (0xx)55 32212758; End. Eletr: mariotto@ct.ufsm.br

AGRADECIMENTOS

Desejo expressar apreço a todas as pessoas que, de algum modo, colaboraram no desenvolvimento desta Tese. Ao Professor Humberto Pinheiro, pela orientação, pelas sugestões, pelo incentivo, pela disponibilidade e pela boa vontade demonstradas durante estes anos de convivência. Ao Professor Ghendy Cardoso Junior, pelo auxílio nas aulas da Graduação, pelo interesse demonstrado, pela disponibilidade e também pelas boas sugestões. Aos Professores membros da Comissão Examinadora, pelo profissionalismo e pelas valiosas contribuições apresentadas. Aos alunos do Doutorado e Mestrado, Tiago Bandeira Marchesan e Adriano Peres de Moraes, pela colaboração nas disciplinas do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica. À Universidade Federal de Santa Maria e à Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, pelo apoio e pelos recursos financeiros disponibilizados no projeto P&D associado a esta Tese. Ao acadêmico do Curso de Engenharia Elétrica, Matias Rossato Muraro, pelo empenho na programação das rotinas em DPL para o Programa DIgSILENT[®]. Aos Professores, José Renes Pinheiro, Hilton Abílio Gründling e Humberto Pinheiro, pelas inúmeras vezes que me incentivaram a ingressar no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Aos funcionários da secretaria do PPGEE, Cleonice Sanger de Oliveira e Artur Rodrigo Schvamborn Paulon, pela atenção e responsabilidade sempre demonstradas. Ao Centro de Tecnologia, por meio de seu Diretor Professor Eduardo Rizatti, à Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa, na pessoa de seu Pró-Reitor Professor Hélio Leães Hey, bem como a todos os professores e funcionários do Curso de Engenharia Elétrica pelo incentivo e suporte oferecido.

Um agradecimento especial a todos os meus familiares, e uma menção carinhosa aos meus filhos Thomas e Laura e à minha esposa Maria Isabel, lembrando de um provérbio italiano: *“Col tempo e con la paglia si maturano le nespole”*.

RESUMO

Tese de Doutorado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA CONSIDERANDO OS LIMITES DE ESTABILIDADE ANGULAR E DE TENSÃO

AUTOR: LENOIS MARIOTTO

ORIENTADOR: HUMBERTO PINHEIRO, Ph.D.

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 22 de fevereiro de 2008.

Este trabalho apresenta novos métodos analíticos e computacionais para a avaliação da segurança da operação de sistemas elétricos de potência considerando os Limites de Estabilidade Angular e de Tensão. No tema Estabilidade Angular, desenvolveu-se um método para a estimativa de margens de segurança transitória baseado em técnicas de redução de redes e geradores coerentes. O desvio de velocidade angular foi o critério usado para identificar geradores que oscilam juntos. A redução foi realizada substituindo-se dois grupos de geradores coerentes por um sistema Equivalente Máquina-Barra Infinita. Com este equivalente, os tempos críticos de abertura de falta e as margens de segurança são calculados com auxílio do Critério das Áreas Iguais. Os resultados encontrados foram muito satisfatórios quando comparados com aqueles obtidos por outros métodos, especialmente os que utilizam a função energia como função de Lyapunov. O método também foi aplicado para a estimativa de margens de segurança e tempos críticos de abertura de falta, em sistemas de potência na presença de geração eólica. Foi demonstrado que o método proposto é capaz de selecionar contingências críticas que precisam ser estudadas com modelos completos de modo a reproduzir o comportamento real do sistema elétrico. Com relação à Estabilidade Tensão, foi desenvolvido um método analítico e computacional para análise de estabilidade estática de tensão no plano $P-Q$. Primeiramente, o método foi aplicado em um sistema de potência simples com duas barras, e os resultados analíticos e computacionais foram comparados. Então, um Índice de Estabilidade de Tensão foi deduzido, para determinar a margem de segurança de cada barra para qualquer estado de operação de um sistema de potência com n -barras. Com o Índice de Estabilidade de Tensão, é possível identificar barras críticas e regiões com tendência ao colapso de tensão. Os limites de estabilidade de tensão de um sistema de distribuição foram analisados através das curvas $P-Q$, no qual foram considerados diferentes cenários de operação da geração eólica. Deste modo, foi demonstrado que a geração eólica pode contribuir para melhorar as margens de segurança de tensão. Finalmente, o método foi aplicado em um sistema de potência real pertencente à Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica. Os métodos desenvolvidos são computacionalmente eficientes e adequados para o planejamento da expansão e operação, bem como na operação em tempo real dos sistemas elétricos de potência.

Palavras-chave: Geradores coerentes; Tempos críticos de abertura; Equivalentes eletromecânicos; Margens de estabilidade transitória; Equivalente Máquina-Barra Infinita; Curvas $P-V$; Curvas $P-Q$; Índice de Estabilidade de Tensão; Colapso de tensão.

ABSTRACT

Doctoral Thesis
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

OPERATION SECURITY ASSESSMENT OF ELECTRIC POWER SYSTEMS BY CONSIDERING THE ANGLE AND VOLTAGE STABILITY LIMITS

AUTHOR: LENOIS MARIOTTO
RESEARCH SUPERVISOR: HUMBERTO PINHEIRO, Ph.D.
Santa Maria, February 22, 2008.

This work presents new analytical and computational methods for operation security assessment of electric power systems by considering Angle and Voltage Stability Limits. In the context of Angle Stability, it was developed a method for estimating transient security margins based on equivalent network reduction techniques and coherent generators. The angle speed deviation was the criterion used to identify generators that swing together. The reduced order was accomplished by replacing two clusters of coherent generators by an One-Machine Infinite Bus equivalent system. With this equivalent, critical fault clearing times and security margins are calculated with the aid of the Equal Area Criterion. The results were in a good agreement when compared with others methods, especially those based on Transient Energy Function used as a Lyapunov function. The method was also applied for estimating security margins and critical fault clearing times of power systems in the presence of wind power generation. It was demonstrated that the proposed method can be used to select critical contingencies, where detailed power system models are needed such that it can reproduce the actual behavior of the system. With respect to Voltage Stability, it was developed an analytical and computational method for steady state voltage stability analysis on a $P-Q$ plane. First of all, it was applied on a simple two-bus power system, and the analytical and computational results were compared. Then, a Voltage Stability Index was derived, in order to obtain the security margins of each bus for any operational state of an n -bus power system. It was carried out by using a power system reduction technique. With the Voltage Stability Index, it is possible to identify critical buses and the regions that are prone to voltage collapse. The voltage stability limits of a distribution power system was also analyzed by means of the $P-Q$ curves, by considering different operation scenarios of wind power generation. It was demonstrated that the wind power can contribute to improve the voltage security margins. Finally, the method was applied to a real power system of Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, in the presence of wind power generation. The methods are computationally efficient and suitable for planning, operation and real-time operation of electric power systems.

Keywords: Coherent generators; Critical fault clearing times; Electromechanical equivalents; Transient stability margins; One-Machine Infinite Bus; $P-V$ curves; $P-Q$ curves; Voltage Stability Index; Voltage collapse.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2	ESCOPO DO TRABALHO	2
1.3	OBJETIVOS DA TESE	3
1.4	CONTRIBUIÇÕES DA TESE	4
1.5	REVISÃO DA LITERATURA	5
1.6	ORGANIZAÇÃO DA TESE	13
2	FUNDAMENTOS DE ESTABILIDADE ANGULAR.....	14
2.1	INTRODUÇÃO	14
2.2	ESTABILIDADE ANGULAR EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	14
2.2.1	Equações de potência elétrica em um sistema elétrico com duas máquinas	14
2.3	ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM SISTEMAS MÁQUINA-BARRA INFINITA.....	19
2.3.1	A equação de oscilação para um sistema Máquina-Barra Infinita	19
2.3.2	Solução da equação de oscilação.....	20
2.4	ANÁLISE DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA PELO CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS	21
2.4.1	Interpretação física e matemática do Critério das Áreas Iguais	23
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	28
3	DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO ANALÍTICO E COMPUTACIONAL VISANDO A ESTUDOS DE ESTABILIDADE ANGULAR	29
3.1	INTRODUÇÃO	29
3.1.1	O modelo matemático para sistemas multimáquinas	30
3.1.2	Coerência entre geradores síncronos	32
3.2	METODOLOGIA PROPOSTA PARA IDENTIFICAÇÃO DE GERADORES COERENTES.....	33
3.2.1	Descrição das etapas do método de identificação de coerência proposto	33
3.2.2	Aplicação do método proposto em um sistema elétrico de potência real.....	35
3.3	MÉTODO PARA REDUÇÃO E CÁLCULO DE EQUIVALENTES ELETROMECAÑICOS	38
3.4	ALGORITMO DE REDUÇÃO PARA SISTEMAS ELÉTRICOS MULTIMÁQUINAS	40
3.5	FLUXOGRAMA DO MÉTODO DE IDENTIFICAÇÃO DE GERADORES COERENTES, REDUÇÃO DE REDE, EQUIVALENTES ELETROMECAÑICOS E CÁLCULO DE TEMPOS CRÍTICOS E MARGENS DE SEGURANÇA.....	42
3.5.1	Descrição das etapas do método de identificação de coerência, redução de rede, equivalentes eletromecânicos e cálculo de tempos críticos e margens de segurança.....	42
3.6	ESTUDO DE CASO UTILIZANDO A METODOLOGIA DESENVOLVIDA	44

3.6.1 Estado inicial de operação	45
3.6.2 Redução às barras internas de geração	45
3.6.3 Simulação numérica no domínio do tempo	47
3.6.4 Agrupamento de dois subsistemas coerentes	48
3.6.5 Redução de dois subsistemas a um sistema Máquina-Barra Infinita.....	51
3.6.6 Cálculo do ângulo, tempo crítico e margens de segurança.....	57
3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	62
4 ESTUDO DE CASOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR USANDO O CRITÉRIO DE AGRUPAMENTO DE GERADORES COERENTES E EQUIVALENTES ELETROMECÂNICOS.....	63
4.1 INTRODUÇÃO	63
4.2 CRITÉRIOS DE PRIORIDADE PARA A ESCOLHA DAS CONTINGÊNCIAS A SEREM ESTUDADAS COM MODELO DETALHADO	64
4.2.1 Proteção de linhas de transmissão com relés de distância com várias zonas de proteção.....	64
4.2.2 Proteção de linhas de transmissão por sistemas de teleproteção	66
4.3 EXEMPLO 4.1 – SISTEMA CIGRÉ COM 7 GERADORES	67
4.3.1 Classificação das contingências segundo seu grau de severidade para o sistema CIGRÉ	70
4.4 EXEMPLO 4.2 – SISTEMA DA REGIÃO SUL DO BRASIL	71
4.4.1 Classificação das contingências segundo seu grau de severidade para o sistema da Região Sul do Brasil	74
4.5 COMPARAÇÃO COM O MÉTODO DIRETO DE LYAPUNOV.....	74
4.5.1 Resultados obtidos pelo Método Proposto e pela Simulação no Domínio do Tempo.....	76
4.5.2 Resultados comparativos com os métodos que empregam o conceito de função energia como função de Lyapunov.....	76
4.5.3 Classificação das contingências pelo seu grau de severidade para o sistema com 3 geradores ..	77
4.6 EXEMPLO DE ESTABILIDADE ANGULAR EM SISTEMAS REAIS COM A PRESENÇA DE GERAÇÃO EÓLICA.....	78
4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS	82
5 FUNDAMENTOS DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO.....	83
5.1 INTRODUÇÃO	83
5.2 ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA COM DOIS TERMINAIS... 84	
5.2.1 Equações para a potência elétrica.....	84
5.2.2 Relações entre as tensões e correntes	85
5.2.3 Equação da potência complexa injetada na barra de carga	88
5.2.4 Interpretação das equações de potência elétrica	89

5.2.5	Equações para as perdas nas linhas de transmissão.....	90
5.3	ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO ATRAVÉS DAS CURVAS $P-V$	91
5.3.1	Exemplo 5.1 – Estudo de estabilidade estática de tensão no plano $P-V$	93
5.4	OBTENÇÃO DO ÍNDICE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO – IET	94
5.5	FATORES QUE AFETAM A ESTABILIDADE DE TENSÃO	97
5.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	99
6	DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS ANALÍTICOS E COMPUTACIONAIS PARA ANÁLISE DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO NO PLANO $P-Q$.100	
6.1	INTRODUÇÃO	100
6.2	DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO ANALÍTICO PARA O CÁLCULO DOS VALORES CRÍTICOS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA COM DOIS TERMINAIS	100
6.2.1	Equação para a tensão crítica na barra de carga	100
6.2.2	Equação para o ângulo crítico	102
6.2.3	Equação para a potência ativa crítica	104
6.2.4	Equação para a potência reativa crítica	105
6.3	EXEMPLO NUMÉRICO DE APLICAÇÃO DO MÉTODO ANALÍTICO	105
6.4	DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO COMPUTACIONAL PARA A ANÁLISE DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO ATRAVÉS DAS CURVAS $P-Q$	107
6.4.1	Fluxograma do programa computacional desenvolvido.....	109
6.4.2	Exemplo de aplicação do método computacional em um sistema com duas barras.....	109
6.5	USO DE EQUIVALENTES ELÉTRICOS ESTÁTICOS PARA APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO A SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA DE GRANDE PORTE.....	111
6.5.1	Considerações iniciais para o processo de redução de rede	111
6.5.2	Relações entre tensões e correntes no sistema original	112
6.5.3	Equivalentes elétricos em cada barra de carga	114
6.5.4	Fluxograma para o cálculo dos equivalentes estáticos	116
6.6	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO ÍNDICE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO.....	118
6.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	120
7	EXEMPLOS DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA NA PRESENÇA DE GERAÇÃO EÓLICA.....121	
7.1	INTRODUÇÃO	121
7.2	ESTUDOS DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	121
7.2.1	Curvas $P-Q$ da barra 13 com e sem a presença de geração eólica.....	123
7.2.2	Curvas $P-Q$ da barra 16 com e sem a presença de geração eólica.....	123

7.3	EFEITO DA GERAÇÃO EÓLICA NOS LIMITES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	124
7.4	IDENTIFICAÇÃO DAS REGIÕES CRÍTICAS DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	125
7.5	NOVAS PERSPECTIVAS COM CENTRAIS EÓLICAS PARTICIPANDO DO CONTROLE DE TENSÃO E SUPRIMENTO DE REATIVOS	126
7.6	CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DAS BARRAS DO SISTEMA DE POTÊNCIA E DO CONVERSOR	128
7.7	ESTUDOS DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO NO SISTEMA DO EXTREMO SUL DO RS – CEEE-D NA PRESENÇA DE GERAÇÃO EÓLICA	130
7.7.1	Identificação da região crítica no sistema do extremo sul do RS com carga pesada sem a presença de geração eólica	131
7.7.2	Identificação da região crítica no sistema do extremo sul do RS com carga pesada e com a presença de geração eólica	131
7.8	ANÁLISE DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO NO SISTEMA CEEE-D	131
7.8.1	Análise de Estabilidade estática de tensão no plano $P-Q$ na barra 9454-RGR2.....	131
7.8.2	Análise da estabilidade estática de tensão no plano $P-Q$ na barra 9419-SLO.....	132
7.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS	133
8	CONCLUSÕES E SUGESTÕES	134
8.1	CONCLUSÕES	134
8.2	SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	135
	BIBLIOGRAFIA	136
	APÊNDICES	142
	APÊNDICE A - EXEMPLOS DE CÁLCULO DE ÂNGULO E TEMPO CRÍTICO DE ABERTURA COM O AUXÍLIO DO CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS	142
	APÊNDICE B - EXEMPLOS DE CÁLCULO DA TENSÃO, POTÊNCIA ATIVA E REATIVA CRÍTICAS UTILIZANDO O ÍNDICE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	145
	APÊNDICE C - DADOS E PARÂMETROS DOS SISTEMAS ELÉTRICOS ESTUDADOS	151

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações gerais

Em muitos países do mundo, entre estes o Brasil, as empresas do setor elétrico estão sendo gradativamente reestruturadas. Com isso, o tradicional modelo vertical no qual os subsistemas de geração, transmissão e distribuição ficavam sob o controle de uma única empresa, passou para um modelo horizontal em que estes três setores ficaram independentes e, em alguns casos, sob o controle de diferentes empresas privadas e/ou estatais.

Restrições econômicas e ambientais para investimento em geração e transmissão obrigam os sistemas elétricos a operar com reduzida margem de segurança, aumentando assim a complexidade na sua supervisão e controle. A inserção destes sistemas em um ambiente altamente competitivo faz com que questões operacionais dependam de complexos acordos de mercado entre fornecedores e consumidores. O aumento nas interligações viabiliza a troca de energia entre regiões de acordo com os níveis dos reservatórios regulados por variações sazonais. Contudo, se isto não for acompanhado por um adequado planejamento da operação, os sistemas podem atingir condições extremas para as quais não foram originalmente projetados. Com isso, eles correm o risco de operarem próximos de seus limites de estabilidade angular, de tensão e de frequência. Um sistema elétrico operando muito carregado tem margem de manobra muito pequena, tornando-se muito sensível e vulnerável a perturbações. Por outro lado, a operação com larga margem de segurança representa custos adicionais proibitivos à operação.

Um novo cenário surgiu nos últimos anos com a participação significativa de energia distribuída através de fontes renováveis de energia, especialmente a eólica. No seu último boletim, a WWEA, “World Wind Energy Association”, anunciou uma modificação nas estimativas e prevê que, até o final de 2010, pode-se atingir mundialmente uma potência eólica instalada de 160 GW. O impacto da geração distribuída nos sistemas de transmissão e distribuição tem sido um assunto de interesse das concessionárias de energia e motivo de intensa pesquisa. Entre os vários aspectos envolvidos, a estabilidade angular e de tensão tem recebido especial atenção. Em muitos países da Europa, nos Estados Unidos, Canadá, Austrália, bem como no Brasil são exigidos estudos de impacto de fazendas eólicas na Estabilidade Transitória Angular e de Tensão.

Seguindo esta tendência, acentua-se o interesse pelo desenvolvimento de métodos e algoritmos que forneçam informações sobre as margens de segurança com relação à

estabilidade angular e de tensão. Desse modo, tempos críticos de abertura e margens de segurança são informações importantes no planejamento, operação e coordenação das proteções de sistemas elétricos de potência.

1.2 Escopo do trabalho

Este trabalho trata do desenvolvimento de novas ferramentas analíticas e computacionais para a avaliação da segurança transitória e estática da operação de sistemas elétricos de potência. Para tanto são enfatizados os fenômenos de Estabilidade Transitória Angular (ETA) e o da Estabilidade Estática de Tensão (EET). O primeiro fenômeno está relacionado com a perda ou não do sincronismo entre os diversos geradores síncronos. Na ocorrência de grandes perturbações no sistema, tais como curtos-circuitos com ou sem abertura de linhas, perda de linhas e/ou transformadores, entrada e/ou saída de grande blocos de geração e/ou cargas, intensos estudos são necessários para investigar a existência ou não de um novo ponto de operação estável. A perda de sincronismo entre os geradores compromete a operação dos sistemas e pode provocar sérios danos ao eixo das máquinas se estas não forem desligadas. O segundo fenômeno, em geral de evolução lenta e gradual, está fortemente ligado às cargas e produz, como efeito, a diminuição progressiva das tensões em determinadas barras. De acordo com a seqüência de eventos, a instabilidade de tensão pode iniciar um colapso sistêmico, envolvendo desligamento de geradores, transformadores, linhas, compensadores de reativos e outros componentes do sistema.

O tema Estabilidade Transitória Angular é abordado com base em um novo enfoque para o conceito de coerência entre geradores. Através disso, são calculados os tempos críticos de abertura e as margens de segurança dos sistemas elétricos de potência. Os resultados são comparados com aqueles obtidos pela simulação numérica no domínio do tempo e o Método Direto de Lyapunov. A técnica desenvolvida tem um tempo de processamento muito rápido, e os resultados podem ser utilizados na seleção de contingências críticas tanto no planejamento da expansão e operação como também na operação em tempo real dos sistemas elétricos de potência.

No contexto da Estabilidade Estática de Tensão, desenvolve-se uma metodologia para determinar as regiões no plano $P-Q$ com tensões operacionais adequadas. As barras são ordenadas segundo o seu grau de severidade, determinado por meio de um Índice de Estabilidade de Tensão (IET) calculado com base em um sistema elétrico equivalente. Com isto, as áreas críticas são identificadas e o número de barras a serem analisadas é reduzido.

1.3 Objetivos da Tese

No contexto dos temas Estabilidade Transitória Angular e Estabilidade Estática de Tensão de sistemas elétricos de potência, este trabalho tem como objetivos gerais desenvolver métodos analíticos e computacionais para:

- (i) calcular os tempos críticos e as margens de segurança da operação, ordenando as contingências segundo o seu grau de severidade;
- (ii) determinar as regiões e sub-regiões de operação no plano $P-Q$, considerando os limites de estabilidade de tensão.

Os objetivos específicos relacionados à Estabilidade Transitória Angular são:

- desenvolver um método analítico e computacional baseado no conceito de coerência, redução de redes, equivalentes eletromecânicos e o Critério das Áreas Iguais (CAI);
- identificar grupos coerentes de geradores, partindo-se da premissa de que é necessário observar as trajetórias aproximadas do sistema no período durante e pós-falta, com um tempo de abertura na vizinhança do seu valor crítico;
- desenvolver uma técnica de redução de rede visando transformar dois grupos críticos de geradores coerentes em dois subsistemas equivalentes e estes, a um Equivalente Máquina-Barra Infinita (EMBI);
- calcular os tempos críticos de abertura e as margens de segurança com o auxílio do CAI;
- ordenar as contingências segundo o seu grau de severidade de acordo com a margem de segurança normalizada;
- definir, de acordo com o tipo de proteção principal das linhas de transmissão, um grau de prioridade, segundo o qual as contingências poderão ser estudadas por meio de modelos dinâmicos mais detalhados.

Como objetivos específicos com relação à Estabilidade Estática de Tensão, esta Tese visa:

- desenvolver um método analítico e computacional para a análise de estabilidade estática de tensão no plano $P-Q$;
- desenvolver e mostrar exemplos de aplicação de um IET deduzido para um sistema simples de duas barras;
- utilizar este índice em sistemas com n -barras através de uma técnica de redução de rede;
- empregar este índice para identificar o grau de severidade das barras, bem com identificar as regiões críticas com tendência ao colapso de tensão;

- analisar, no plano $P-Q$, as barras mais críticas, que se encontram nas áreas vulneráveis ao colapso de tensão.

1.4 Contribuições da Tese

No contexto do tema Estabilidade Transitória Angular, a principal contribuição da Tese com relação a outros trabalhos similares, que utilizam o conceito de coerência e equivalentes eletromecânicos, relaciona-se com um novo conceito de coerência, visando à confiabilidade dos resultados bem como à detecção de grupos coerentes incorretos. Isto é possível com um pequeno acréscimo no processamento computacional utilizado pelo método proposto para a formação dos grupos coerentes de geradores.

Deste modo, a falha na consistência dos resultados é detectada de duas maneiras:

- (i) quando há a convergência no processo da solução numérica da equação algébrica não-linear equivalente envolvida, resultando em um ângulo crítico que corresponde a um tempo crítico de abertura fora do intervalo de tempo esperado. Se isto ocorrer, o programa não calcula as margens de segurança. Este é um caso em que os grupos coerentes formados estão incorretos, mas próximos de um agrupamento aceitável;
- (ii) quando não há a convergência para o ângulo crítico, na procura da solução da equação algébrica não-linear equivalente resultante. Neste caso, um agrupamento de geradores incorreto é detectado e não há significado físico nas equações de potência elétrica resultantes.

Além disso, o método proposto tem a capacidade de:

- identificar os casos mais críticos com suas respectivas margens de segurança. Com isso, consegue-se reduzir o número de contingências a serem analisadas por meio de uma modelagem detalhada dos componentes da rede;
- estabelecer, a partir da ordem de severidade, um grau de prioridade para cada contingência de modo a realizar estudos detalhados de acordo com os tempos de operação das proteções principais das linhas envolvidas.

É importante salientar que, quando o método proposto for usado no planejamento da expansão, os resultados obtidos com o modelo clássico simplificado adotado são suficientes para estudos comparativos preliminares de tomadas de decisões sobre alternativas de projeto. O processo é automático, sem a necessidade das ações “off-line”. Nas aplicações do método proposto para o planejamento da operação e operação “on-line”, há a necessidade da interferência de especialistas e operadores principalmente para realizar a análise detalhada dos casos críticos selecionados.

Com relação à Estabilidade Estática de Tensão, as principais contribuições são:

- desenvolvimento de um método analítico com um novo equacionamento para o cálculo da tensão e potência ativa e reativa críticas aplicado em um sistema de potência com duas barras;
- utilização do método analítico como referência para desenvolver um programa computacional para sistemas de grande porte, capaz de realizar estudos de estabilidade estática de tensão no plano $P-Q$. Com isso, um novo recurso de análise é proposto, relacionado com a obtenção de regiões e sub-regiões de operação para as cargas, semelhante ao que é feito com as curvas de capacidade de geradores;
- obtenção de um IET e, através deste, em um processo de redução de rede, determinar-se as barras e áreas críticas mais vulneráveis ou com tendência ao colapso de tensão. Com isso, poucas barras são selecionadas para serem analisadas no plano $P-Q$;
- aplicação do IET em sistemas de potência com n -barras para determinar a margem de segurança estática de cada barra para cada estado de equilíbrio. A determinação destas margens é muito útil e deve preceder os estudos de estabilidade transitória angular, que visam principalmente ao planejamento da expansão e a operação dos sistemas elétricos de potência.

1.5 Revisão da literatura

A Estabilidade Transitória Angular é um dos fenômenos mais importantes e complexos que ocorrem nos sistemas elétricos de potência. A manutenção do sincronismo entre os diversos geradores de um sistema torna-se cada vez mais difícil, principalmente devido ao crescimento das interconexões. Grandes perturbações modificam de maneira significativa o estado operacional dos sistemas elétricos, resultando em oscilações eletromecânicas entre os rotores dos geradores. A representação do comportamento dinâmico destes geradores é complexa e, em estudos de estabilidade transitória, é feita por um sistema de equações diferenciais ordinárias com restrições algébricas. Estas equações diferenciais e algébricas podem ser escritas como (STOTT,1979; DECKER et al., 1992):

$$\dot{y} = f(y, x) \quad (1.1)$$

$$0 = g(y, x) \quad (1.2)$$

Onde:

f = Função vetorial que representa equações diferenciais;

g = Função vetorial que representa equações algébricas não-lineares;

y = Vetor das variáveis de estado associadas às máquinas síncronas, máquinas primárias e controladores dinâmicos;

x = Vetor das variáveis de estado associadas às equações algébricas.

A equação (1.1) representa as equações diferenciais das máquinas que têm restrições algébricas impostas pelas condições operacionais do sistema definidas na equação (1.2).

A equação (1.1) pode ainda ser escrita na seguinte forma:

$$\dot{y} = f(y, u) = Ay + Bu \quad (1.3)$$

Onde:

A = Matriz quadrada real esparsa com diagonal em blocos de submatrizes, cada um associado a uma máquina;

B = Matriz retangular real esparsa em blocos de submatrizes, cada um associado a uma máquina;

u = Variável de interface que representa um subconjunto das variáveis de estado x que aparecem na equação (1.1).

A equação algébrica (1.2) pode ser subdividida em duas partes:

$$I(E, V) = [Y][V] \quad (1.4)$$

$$u = h(E, V) \quad (1.5)$$

Onde:

I = Vetor de injeção de correntes nodais;

E = Subvetor das variáveis de estado y que aparecem na equação (1.2) necessárias para o cálculo das correntes injetadas nas barras de geração;

Y = Matriz quadrada de admitância nodal;

V = Vetor das tensões nodais que representam o comportamento do sistema em regime permanente;

h = Função vetorial não-linear.

O estudo de estabilidade transitória consiste na solução numérica simultânea das equações (1.3), (1.4) e (1.5), por um período em geral de 5 a 10 segundos, considerando vários tempos de abertura para cada curto-circuito e cada estado de operação. Devido às não-linearidades envolvidas, salvo casos extremamente simples, não existem meios de se encontrar soluções analíticas explícitas para este sistema de equações. Os métodos numéricos computacionais utilizados são muito flexíveis e permitem a representação de sofisticados modelos e controles de máquinas. Apesar do grande progresso na velocidade dos computadores atuais, o tempo de simulação envolvido é ainda muito grande. Além disso, estes métodos precisam da análise de resultados “off-line” que dependem da experiência dos operadores, disponibilizando apenas informações qualitativas tipo “sim” ou “não” sobre a estabilidade, não fornecendo as margens de segurança e as ações de controle a serem tomadas.

Índices ou margens de estabilidade transitória são indicadores importantes, pois permitem quantificar o grau de segurança de cada estado operacional de um sistema. Através destes recursos é possível se tomar ações preventivas e/ou corretivas no planejamento da expansão e da operação, bem como na operação em tempo real de sistemas elétricos de potência. A busca por estes indicadores, aliada à inexistência de programas computacionais em uso que possuam todas estas potencialidades, tem despertado o interesse de muitos pesquisadores nas últimas décadas, entre estes, (BETTIOL et al., 1997; ERNST et al., 2001; FERREIRA et al., 2002; HAQUE, 1996; MARIA et al., 1990; PAVELLA et al., 2000; RUIZ-VEGA et al., 2003; XUE et al., 1988).

Uma metodologia bastante difundida no meio acadêmico visando à obtenção de índices ou margens de segurança é a que utiliza a redução do sistema original por meio de equivalentes eletromecânicos. A principal linha de pesquisa envolvendo técnicas de redução de rede baseia-se no conceito de coerência entre geradores (GHAFURIAN & BERG, 1982; HAQUE, 1991; SOUZA & SILVA, 1992). A maioria dos curtos-circuitos com abertura de linhas de transmissão produzem trajetórias no domínio do tempo que resultam na separação dos geradores do sistema em dois grupos, e os esforços concentram-se na determinação destes grupos críticos. Em um curto-circuito, os geradores eletricamente mais próximos do defeito são os mais afetados e, freqüentemente, os responsáveis pela instabilidade da primeira oscilação e formação de grupos críticos. O principal obstáculo é a identificação destes grupos críticos com o menor tempo de processamento. Se dois grupos coerentes estiverem claramente definidos, o CAI pode ser aplicado, desde que seja feita a redução do sistema original a um EMBI (HAQUE, 1994; PAVELLA et al., 2000; XUE, 1989 e 1993; ZHIDONG, 1993). Este é

um método analítico, muito rápido e fornece condições suficientes e necessárias de estabilidade.

Alguns métodos e procedimentos adotados na identificação de grupos coerentes visando à sua aplicação ao EMBI, ou para fins de redução do número de máquinas, são apresentados na literatura. A solução no domínio do tempo das equações diferenciais linearizadas é utilizada por SOUZA & SILVA (1992). Os autores inferem que a coerência depende pouco do tamanho da perturbação e do detalhamento do modelo de máquina considerado. Este é um procedimento similar ao apresentado por PODMORE (1978), porém, na identificação de grupos coerentes, os autores não utilizaram o critério do desvio dos ângulos dos rotores e sim o do desvio da velocidade angular. BRETAS & ALBERTO (2000) utilizaram uma metodologia que não necessita da linearização e solução das equações diferenciais. Segundo os autores, os resultados independem da trajetória do sistema e podem ser usados tanto para estabilidade transitória como para obter informações sobre a localização dos pontos de equilíbrio instáveis, de grande interesse nos métodos que utilizam a função energia como função de Lyapunov. SPALDING et al. (1977) calculam os pontos pré-falta de equilíbrio estável e pós-falta de equilíbrio instável. Neste caso, há necessidade de se obter a solução de um sistema de equações algébricas não-lineares. HAQUE (1990 e 1991) usou a função energia como função de Lyapunov avaliada nos pontos pós-falta de equilíbrio instáveis aproximados e ângulos dos rotores durante a falta. Em uma segunda metodologia, índices são obtidos com base em uma combinação da dinâmica do sistema pré-falta, durante falta, pontos pós-falta de equilíbrio instáveis e uma medida de admitância ou distância elétrica entre geradores. Em XUE (1993), foram identificados os grupos críticos por meio da observação de trajetórias próximas do tempo crítico e seu comportamento em torno do ponto de equilíbrio instável. JONSSON et al. (2004) determinaram a coerência para aplicações em tempo real, tomando a medida de velocidade angular do eixo dos geradores combinadas com análise de Fourier. WANG & CHANG (1994) consideram os desvios de velocidade em três instantes do período pós-falta, sendo a coerência determinada por meio das técnicas de redes neurais. A energia cinética, a aceleração das máquinas (DA-ZHONG et al., 1994) e a taxa de variação de energia cinética (RUDNICK et al., 1981) também já foram usadas como métodos de identificação de grupos coerentes.

Todos estes procedimentos podem ser agrupados em duas categorias com as seguintes características:

- (i) métodos que utilizam a solução numérica no domínio do tempo, com ou sem linearização, ganham na precisão dos resultados, mas perdem no tempo de processamento e em geral não são adequados para aplicação em tempo real;
- (ii) métodos diretos que usam a função energia como função de Lyapunov e pontos de equilíbrio economizam tempo de processamento, possuem uma tendência para resultados conservativos, mas possibilitam aplicações em tempo real.

Todas as técnicas que necessitam calcular pontos pós-falta de equilíbrio instáveis podem ter problemas de convergência, especialmente em sistemas muito carregados. A procura pelo ponto de equilíbrio instável de interesse não é trivial e há muitos casos em que a solução não corresponde ao ponto de equilíbrio instável de interesse.

A Estabilidade de Tensão é um fenômeno que despertou o interesse de pesquisadores em época mais recente que a estabilidade angular. No cenário mundial, inúmeros incidentes com colapsos de tensão e desligamentos em cascata foram registrados, inclusive no Brasil (TAYLOR, 1994). No ano de 2003, dois grandes blecautes chamaram a atenção para a segurança da operação dos sistemas elétricos. O primeiro ocorreu em agosto de 2003, nos Estados Unidos e Canadá, causado por um problema na linha de transmissão Niagara-Mohawk entre os dois países (US-Canada Power System Outage Task Force, 2004). Isso atingiu cerca de 13 cidades dos Estados Unidos e Canadá, totalizando um corte de 61,8 GW e afetando cerca de 50 milhões de pessoas. O segundo ocorreu em setembro de 2003, na Itália, e foi considerado o maior na história daquele país. A perda de uma linha de transmissão na Suíça sobrecarregou as linhas de transmissão que vêm da França e provocou o desligamento de todo o sistema italiano. O corte de energia atingiu toda a Itália, exceto a Sardenha, e afetou mais de 50 milhões de pessoas. Aqui no Brasil, entre os diversos incidentes envolvendo instabilidade de tensão, destacam-se os apresentados na Tabela 1.1 (LIMA et al., 2004).

Tabela 1.1 - Principais Incidentes de Instabilidade de Tensão no Brasil - 1994-2002

Data	Local de Origem do Incidente	Regiões Atingidas
13 de dezembro de 1994	Subestação Conversora de Ibiúna	Itaipu e a Região Sudeste
26 de março de 1996	Usina Hidroelétrica de Furnas	Estado de Minas Gerais, Goiás e Brasília
24 e 25 de abril de 1997	Afundamento da tensão na região da grande São Paulo	Maior parte do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste
11 de março de 1999	Subestação de Bauru	72% da Carga do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste
16 de maio de 1999	Subestação Itumbiara	Estado de Goiás, Brasília, Mato Grosso e Sul do Tocantins
21 de janeiro de 2002	Linha de Transmissão Ilha Solteira - Araraquara	72% da Carga do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste

Todos esses incidentes estavam associados a um cenário com grandes oscilações de potência, com flutuações de tensão e frequência que estão ligadas ao esgotamento da capacidade de suprimento de potência reativa dos sistemas. Este é um fenômeno que inicia de forma localizada, espalhando-se de forma progressiva para as barras vizinhas e provocando o desligamento em cascata de linhas, transformadores e geradores pelos relés de proteção, em especial os relés de subtensão (ANSI-27) e de frequência (ANSI-81).

Trata-se, na verdade, de um fenômeno dinâmico, que rigorosamente deve ser estudado com técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo, semelhante ao que é feito em Estabilidade Transitória Angular. As equações que descrevem o comportamento dinâmico do sistema são modeladas por um conjunto de n equações diferenciais com restrições de m equações algébricas não-lineares descritas em (VAN CUTSEM & VOURNAS, 1998; HUANG et al., 2002):

$$\dot{y} = f(y, x, p) \quad (1.6)$$

$$0 = g(y, x, p) \quad (1.7)$$

$$\text{Com } y \in Y \subset \mathfrak{R}^n, \quad x \in X \subset \mathfrak{R}^m, \quad p \in P \subset \mathfrak{R}^k$$

Onde y é o vetor das n variáveis de estado dinâmicas da equação (1.6), x é o vetor das m variáveis de estado das equações algébricas não-lineares (1.7) e p são os k parâmetros variáveis associados à configuração do sistema e suas condições de operação. Em sistemas elétricos de potência, as variáveis de estado são as tensões dos geradores, que, de acordo com o modelo utilizado, podem ser de regime subtransitório ou transitório, as variáveis do rotor como posição angular e velocidade, as variáveis do sistema de excitação, controle de velocidade, e, em alguns casos, a dinâmica do comportamento da carga também pode ser considerada. As variáveis associadas ao fluxo de potência são os valores instantâneos das tensões e ângulos das barras de carga. A dinâmica das máquinas, reguladores de tensão e velocidade, dinâmica da carga e demais dispositivos de controle são representados na equação (1.6). As equações de fluxo de potência estão representadas na equação (1.7).

Através da solução numérica simultânea deste sistema de equações, é possível se reproduzir a cronologia dos eventos, sem dúvida muito útil na análise de ocorrências, no ajuste e coordenação de proteções e para projeto de controles automáticos. No entanto, para isso, necessita-se de um volume muito grande de informações e dados nem sempre disponíveis, associado a um excessivo tempo computacional gasto nas simulações que devem

ser feitas por dezenas de segundos ou até alguns minutos. Além disso, fica mais difícil quantificar e indicar diretamente as margens de estabilidade em barras ou regiões críticas. Por essas razões, principalmente para estudos em grandes sistemas, as técnicas de análise estática têm sido mais utilizadas e difundidas no meio acadêmico e nas empresas do setor elétrico.

Se admitirmos que toda a dinâmica do sistema se dissipou e que todas as ações de controle possíveis já foram realizadas, as equações algébricas não-lineares do fluxo de potência constituem o ponto de partida para a análise estática de estabilidade de tensão. A existência de soluções com bifurcações tipo sela-nó nestas equações indica a aproximação do ponto de colapso do sistema. Estas bifurcações ocorrem quando o sistema se aproxima do ponto de colapso e um pequeno acréscimo de carga ultrapassa o limite estático de estabilidade de tensão, desaparecendo o último ponto de equilíbrio estável, (VENIKOV et al., 1975; KWATNY et al., 1986; CHIANG et al., 1990; DOBSON & LU, 1993). A inexistência de solução para estas equações indica que o sistema não tem condições físicas de atender a certo perfil de carregamento. Mudanças no despacho de geração, topologia de rede e compensação de reativos são então necessárias para que exista um novo e seguro estado de operação. O traçado das curvas $P-V$, através do Fluxo de Potência Continuado (FPC), com a parametrização do crescimento da carga na região próxima do colapso onde ocorre a singularidade da matriz Jacobiana, permitem encontrar o ponto onde uma bifurcação tipo sela-nó ocorre (AJJARAPU, 1992).

Estudos de estabilidade estática de tensão têm sido historicamente realizados com o auxílio das curvas $P-V$ e $Q-V$, existindo inclusive algumas publicações importantes que abordam este assunto, entre as quais (KUNDUR, 2004; VAN CUTSEM & VOURNAS, 1998; TAYLOR, 1994). Essas curvas são muito práticas e fornecem informações importantes como máximo carregamento, limites de intercâmbio entre áreas, alocação ótima de reativos, pontos de estrangulamento e margens de segurança.

A análise de estabilidade estática de tensão fornece o ponto de máximo carregamento do sistema, condição na qual ocorre um mau condicionamento ou singularidade na matriz Jacobiana utilizada no processo de solução do fluxo de potência. Esta condição ocorre em sistemas em que se aplica um aumento gradual na carga e a solução converge para um ponto de operação especial. Este é o ponto de máximo carregamento, e para maiores valores de carga, não existe solução real para as equações de fluxo de potência. A distância em MW de um particular estado de operação até o ponto de carregamento máximo permite que se avalie o seu grau de segurança.

O grande problema, em sistemas de potência com elevado número de barras, é determinar quais são os pontos mais vulneráveis ou as áreas com tendência ao colapso de tensão. Existem diversas publicações relacionadas a este tema com diferentes enfoques. Na sua maioria, estas tratam da busca por índices para barras ou linhas de modo a identificar as áreas ou caminhos críticos. MOGHAVVEMI & FARUQUE (1998 e 1999) propuseram um Índice de Estabilidade de Tensão derivado a partir de um sistema com duas barras. O índice é aplicado a cada linha do sistema de modo a identificar o ponto ou a área vulnerável ao colapso de tensão. JASMON et al. (1991) apresentaram uma técnica em que avaliam a estabilidade de tensão de sistemas elétricos através da redução deste a uma única linha equivalente. A representação dos parâmetros desta linha é obtida através dos resultados do próprio fluxo de potência. HAQUE (1995) apresentou um método para identificar o máximo carregamento de um sistema baseado no teorema de Thévenin. MOHM et al. (2002 e 2006) e ZAMBRONI DE SOUZA et al. (2000 e 2003) exploraram a técnica do monitoramento da norma do vetor tangente na identificação de barras e áreas críticas. Essa é a técnica utilizada no programa ANAREDE[®] (CEPEL-ELETROBRÁS, 2003) para realizar estudos de estabilidade de tensão no Sistema Interligado Nacional (SIN). Mais recentemente, KOESSLER et al. (2007) apresentaram um artigo dando ênfase ao uso simultâneo de um fluxo de potência ótimo em regime permanente, complementado por ferramentas de simulação a curto e longo prazo para com isso identificar os locais adequados para se aplicar esquemas de alívio de carga.

Uma técnica promissora na análise de estabilidade estática de tensão é aquela em que as barras críticas e as regiões críticas com tendência ao colapso de tensão são identificadas. Isso pode ser feito sem a redução da rede (BALAMOUGAN et al., 2004) ou com a redução de rede (HAQUE, 2003).

O Estado da Arte em estabilidade de tensão e frequência está representado na literatura pelos métodos e técnicas que utilizam medição fasorial sincronizada como no trabalho apresentado por DECKER et al. (2006), no qual é desenvolvido um protótipo para monitorar a frequência e a tensão sob condições normais e de perturbação no sistema Sul Brasileiro. GONG et al. (2006) deduziram um Índice de Estabilidade de Tensão-IET de maneira similar ao inúmeros outros índices já apresentados, ou seja, a partir das equações estáticas de fluxo de potência. Estes utilizam uma técnica de redução de rede que transforma o sistema em uma única fonte e impedância equivalente em cujo terminal se conecta a carga a ser analisada quanto à estabilidade de tensão. Através do IET, determinam a barra mais vulnerável ao colapso de tensão. Os autores sugerem uma possível aplicação on-line, com o uso da medição fasorial sincronizada através de medições das tensões e potências.

1.6 Organização da Tese

O Capítulo 2 trata dos fundamentos de estabilidade transitória angular, aplicada em sistemas simples com 2 barras. É dada ênfase à interpretação física e matemática do CAI.

No Capítulo 3, desenvolve-se uma metodologia para o agrupamento de geradores coerentes, associada a um processo de redução de rede. Utiliza-se um sistema elétrico de 3 geradores como caso base para a compreensão da metodologia desenvolvida.

No Capítulo 4, apresenta-se estudo de casos, incluindo o sistema CIGRÉ e uma possível configuração do sistema elétrico de potência real da Região Sul do Brasil. Faz-se uma análise comparativa entre os resultados do método proposto com os métodos diretos que utilizam a função energia como função de Lyapunov. No sistema de potência real da Região Sul, considera-se hipoteticamente a participação de significativa parcela de geração eólica, aplicando-se assim o método desenvolvido e verificando-se o impacto nas margens de segurança de operação.

O Capítulo 5 trata dos fundamentos de estabilidade estática de tensão com ênfase ao equacionamento e análise no plano $P-V$ e $Q-V$. Deduz-se um IET, com exemplos de sua aplicação apresentados no Apêndice B.

No Capítulo 6, desenvolve-se um método analítico e computacional para análise de estabilidade de tensão no plano $P-Q$. Utiliza-se um processo de redução de rede, o qual transforma o sistema original em um equivalente com duas barras. O equivalente é representado por uma fonte e uma impedância onde é colocada a carga real da barra a ser analisada. Com isto, é possível aplicar o IET já deduzido para um sistema equivalente com dois terminais.

No Capítulo 7, apresentam-se os estudos de estabilidade de tensão realizados em sistemas de distribuição com inserção de geração eólica. Um sistema elétrico real pertencente à CEEE-D, considerando-se as conexões futuras de fazendas eólicas, em Santa Vitória do Palmar, Jaguarão e Dom Pedrito é analisado.

No Capítulo 8, são apresentadas as conclusões.

Nos Apêndices A, B e C, são apresentados exemplos elucidativos clássicos de estabilidade angular e de tensão, além das Tabelas com os dados completos de todos os sistemas estudados.

2 FUNDAMENTOS DE ESTABILIDADE ANGULAR

2.1 Introdução

A Estabilidade Transitória Angular trata do estudo do fenômeno de oscilações eletromecânicas que ocorrem entre os rotores das máquinas síncronas quando sujeitas a perturbações transitórias. A natureza destas perturbações e sua ordem de grandeza determinam o modo com que se deve abordar o problema. Pequenas variações da geração e/ou carga produzem ligeiras mudanças em torno de um ponto de operação e permitem a representação da dinâmica do sistema por um conjunto de equações diferenciais lineares, que podem ser analisadas usando-se técnicas da teoria dos sistemas lineares que utilizam autovalores, autovetores, etc.

Grandes perturbações como curtos-circuitos, com ou sem retirada de linhas, desligamento de linhas e/ou transformadores, entrada e/ou saída de grandes blocos de geração e/ou carga, produzem fenômenos oscilatórios com grandes excursões nas variáveis de estado. Com variações tão significativas, as não-linearidades envolvidas não podem ser desconsideradas. Tratando-se de ETA, a questão é saber se o sistema, após a ocorrência de uma grande perturbação, encontra um novo ponto de operação e se este é estável. Investiga-se, então, se haverá ou não a manutenção do sincronismo entre as máquinas durante o transitório envolvido. A solução do conjunto de equações diferenciais não-lineares que descrevem o sistema é normalmente feita nas empresas do setor elétrico através de técnicas digitais envolvendo integração numérica e análise de curvas.

2.2 Estabilidade angular em sistemas elétricos de potência

Para uma melhor compreensão do fenômeno a ser estudado, será considerado inicialmente um sistema de potência simples com duas máquinas finitas interligadas por um sistema de transmissão. As equações de potência elétrica serão deduzidas e algumas simplificações serão feitas.

2.2.1 Equações de potência elétrica em um sistema elétrico com duas máquinas

Considere o sistema de dois geradores interligados por uma linha de transmissão, mostrado na Figura 2.1.

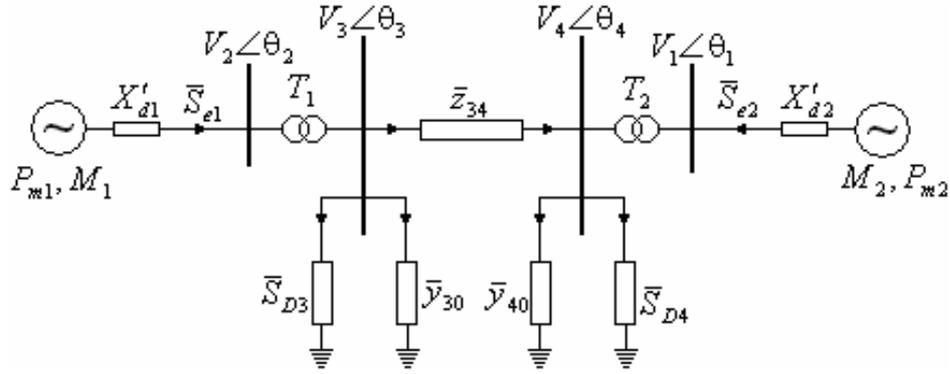


Figura 2.1 Sistema elétrico de potência com duas máquinas.

Na Figura 2.1 têm-se:

$\bar{S}_{e1}, \bar{S}_{e2}$ = Grandezas complexas que representam as potências elétricas aparentes injetadas na rede em [p.u.];

P_{m1}, P_{m2} = Potências mecânicas das máquinas primárias em [p.u.];

M_1, M_2 = Constantes de inércia em [p.u.s²/rad];

V_1, V_2, V_3, V_4 = Módulos dos fasores das tensões de operação nas barras em [p.u.];

$\theta_1, \theta_2, \theta_3, \theta_4$ = Ângulos dos fasores das tensões nas barras em [rad];

$\bar{S}_{D3}, \bar{S}_{D4}$ = Grandezas complexas que representam as demandas aparentes das cargas em [p.u.];

$\bar{z}_{34}, \bar{y}_{30}, \bar{y}_{40}$ = Grandezas complexas que representam a impedância série e admitâncias capacitivas da linha de transmissão em [p.u.];

$X'_{d1} = X'_{d2}$ = Reatâncias transitórias de eixo direto das máquinas síncronas em [p.u.];

T_1, T_2 = Transformadores.

As equações de potências elétricas aparentes injetadas na rede podem ser escritas a partir de um modelo reduzido da rede. Isso pode ser feito eliminando-se todas as barras que não estão associadas a nenhum tipo de geração. Com a redução às barras internas de geração, o sistema original pode ser representado por um sistema simplificado reduzido como mostrado na Figura 2.2. Qualquer sistema reduzido às suas barras internas, deve apresentar somente uma conexão direta entre cada par de máquinas.

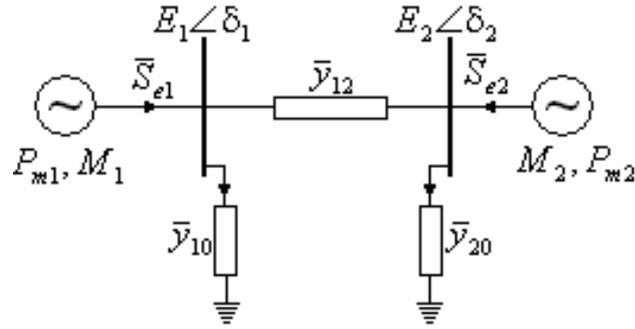


Figura 2.2 – Sistema reduzido às barras internas de geração.

Na Figura 2.2 tem-se:

E_1, E_2 = Módulo dos fasores das tensões internas em [p.u.];

δ_1, δ_2 = Ângulos internos dos fasores das tensões internas das máquinas em [rad];

$\bar{Y}_{12}, \bar{Y}_{10}, \bar{Y}_{20}$ = Grandezas complexas que representam as admitâncias primitivas da rede reduzida em [p.u.].

As equações que relacionam tensões e correntes na Figura 2.2 podem ser escritas na sua forma matricial, ou seja:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Onde:

\bar{I}_1, \bar{I}_2 = Fasores das correntes injetadas na rede;

\bar{E}_1, \bar{E}_2 = Fasores das tensões nas barras.

Os elementos da matriz Y_{BUS} reduzida são:

$$\bar{Y}_{11} = Y_{11} \angle \theta_{11};$$

$$\bar{Y}_{12} = Y_{12} \angle \theta_{12};$$

$$\bar{Y}_{21} = Y_{21} \angle \theta_{21};$$

$$\bar{Y}_{22} = Y_{22} \angle \theta_{22}.$$

A potência elétrica aparente injetada na barra 1 da rede é dada por:

$$\bar{S}_{e1} = P_{e1} + jQ_{e1} = \bar{E}_1 \bar{I}_1^* \quad (2.2)$$

Colocando-se o valor de \bar{I}_1 da equação (2.1) em (2.2) obtém-se:

$$\bar{S}_{e1} = \bar{E}_1 [\bar{Y}_{11} \bar{E}_1 + \bar{Y}_{12} \bar{E}_2]^* \quad (2.3)$$

$$\bar{S}_{e1} = E_1 \angle \delta_1 [(Y_{11} \angle \theta_{11})(E_1 \angle \delta_1) + (Y_{12} \angle \theta_{12})(E_2 \angle \delta_2)]^* \quad (2.4)$$

Devido à forte interação existente entre a potência ativa injetada e a posição angular do rotor, somente a potência elétrica ativa será considerada na equação (2.4), logo:

$$P_{e1} = E_1^2 Y_{11} \cos \theta_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \cos[\theta_{12} - (\delta_1 - \delta_2)] \quad (2.5)$$

A primeira parcela da equação (2.5) é a potência elétrica equivalente consumida na barra 1 e a segunda parcela é a potência elétrica transferida da barra 1 para a barra 2.

De maneira similar, a equação que determina a potência elétrica injetada pela máquina 2 é:

$$P_{e2} = E_2^2 Y_{22} \cos \theta_{22} + E_2 E_1 Y_{21} \cos[\theta_{21} - (\delta_2 - \delta_1)] \quad (2.6)$$

A partir das equações (2.5) e (2.6), obtêm-se as equações para um sistema elétrico com n -máquinas, ou seja:

$$P_{ei} = E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos[\theta_{ij} - (\delta_i - \delta_j)] \quad (2.7)$$

Com $i = 1, n$

Nas equações (2.5) e (2.6), serão consideradas as seguintes hipóteses simplificadoras:

(i) A rede elétrica é considerada puramente reativa.

Para a equação (2.5), tem-se:

$$\theta_{11} = -\frac{\pi}{2} \quad e \quad \theta_{12} = +\frac{\pi}{2}$$

Logo:

$$P_{e1} = E_1 E_2 Y_{12} \cos \left[\frac{\pi}{2} - (\delta_1 - \delta_2) \right] = E_1 E_2 Y_{12} \text{sen}(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.8)$$

De maneira similar para a equação (2.6):

$$P_{e2} = E_2 E_1 Y_{21} \text{sen}(\delta_2 - \delta_1) = -P_{e1} \quad (2.9)$$

Como não há consumo de potência ativa no modelo de rede adotado, percebe-se que, nas equações (2.8) e (2.9), as posições angulares das duas máquinas, avanço ou atraso, definem quem irá operar como gerador ou motor, respectivamente.

(ii) A rede elétrica é considerada puramente reativa, com a máquina 2 representada por uma barra infinita.

Neste caso, a máquina 2 é representada por um sistema cuja frequência e tensão permanecem constantes durante uma perturbação. Isto equivale a dizer que a máquina 2 tem reatância nula e constante de inércia infinita. Tem-se uma configuração Máquina-Barra Infinita e a máquina 2 pode ser usada como referência, então:

$$P_m = P_{m1}; \quad M = M_1; \quad E_1 = E; \quad \delta_1 = \delta; \quad E_2 = V; \quad \delta_2 = 0; \quad \text{e} \quad P_{e1} = P_e.$$

Assim, a rede elétrica pode ser simplificada em um EMBI, conforme mostrado na Figura 2.3.

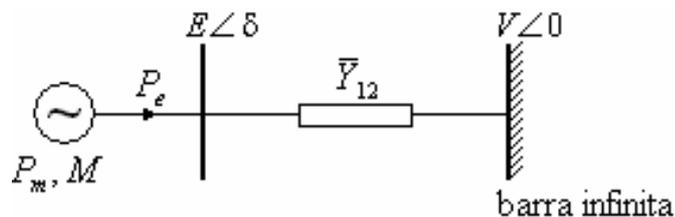


Figura 2.3 – Sistema Máquina-Barra Infinita.

A equação de potência elétrica (2.8) é então escrita na sua forma mais simples:

$$P_e = E V Y_{12} \text{sen} \delta = \frac{E V}{X_{12}} \text{sen} \delta = P_{e\text{máx}} \text{sen} \delta \quad (2.10)$$

Na equação (2.10), a potência elétrica ativa, que pode ser transmitida da máquina 1 à barra infinita, depende principalmente do número de circuitos de transmissão e da posição angular do rotor. Para grandes perturbações, o efeito das tensões é pouco significativo, devido aos limites impostos pela corrente de excitação das máquinas síncronas.

2.3 Estabilidade transitória em sistemas Máquina-Barra Infinita

As simplificações realizadas na seção anterior, onde um sistema elétrico com dois geradores é transformado em um EMBI, permitem, sem nenhum prejuízo, uma compreensão física do fenômeno da estabilidade transitória. A Figura 2.4 mostra um sistema onde uma máquina finita é conectada através de linhas de transmissão a uma barra infinita.

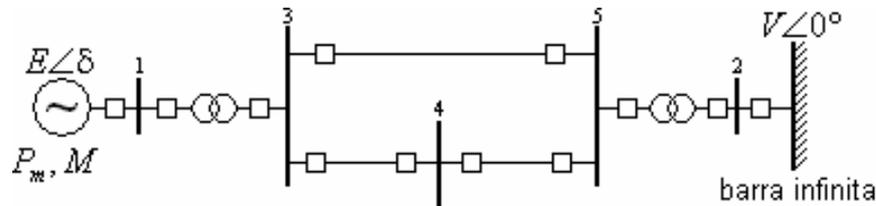


Figura 2.4 – Sistema Máquina-Barra-Infinita.

2.3.1 A equação de oscilação para um sistema Máquina-Barra Infinita

Desconsiderando-se os conjugados de amortecimento, as equações que representam a dinâmica da máquina síncrona são assim escritas:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega(t) - \omega_s = \tilde{\omega} \quad (2.11)$$

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.12)$$

Onde:

$$M = \frac{H}{\pi f_s} = \text{Constante de inércia em [p.u.s}^2/\text{rad];}$$

$$H = \text{Constante de inércia em [p.u.s];}$$

$$f_s = \text{Frequência síncrona em [rad/s];}$$

$\frac{d\delta}{dt} = \tilde{\omega}$ = Desvio de velocidade com relação a um eixo que gira à velocidade síncrona em

[rad/s];

$\omega(t)$ = Velocidade angular instantânea em [rad/s];

ω_s = Velocidade angular síncrona em [rad/s];

P_m = Potência mecânica da máquina primária em [p.u.];

P_e = Potência elétrica entregue à barra infinita em [p.u.];

P_a = Potência acelerante em [p.u.].

Em condições normais de operação, a potência mecânica fornecida pela máquina primária através do seu eixo é transformada em energia elétrica pelo gerador e entregue à rede elétrica. Desconsiderando-se as perdas por atrito e ventilação, entre outras, tem-se $P_m = P_e$ e não há potência acelerante. Na verdade, há pequenos esforços torsionais devido às oscilações dinâmicas provocadas por variações da frequência e da carga em torno do ponto normal de operação. Quando ocorrer um grande desequilíbrio, como o provocado por um curto-circuito com ou sem abertura de linha, perda de linha ou transformador, entrada e/ou saída de grandes blocos de geração ou carga, a parte de energia que sobra ou falta se transforma em potência acelerante ou desacelerante. Neste caso $P_a = P_m - P_e \neq 0$. Isto ocorre devido às mudanças bruscas que ocorrem na potência elétrica de saída P_e .

2.3.2 Solução da equação de oscilação

Devido à natureza não-linear da potência elétrica de saída dada pela equação (2.10), mesmo na forma mais simples aqui representada, a equação (2.12) é uma equação diferencial ordinária não-linear. Não existe uma solução explícita para esta equação exceto para o caso de um curto-circuito trifásico com impedância de falta nula na barra 3 da Figura 2.4 para o qual $P_e = 0$. A busca pelo tempo crítico de abertura dos disjuntores deve ser realizada através de métodos numéricos, considerando-se os períodos durante e pós-falta. O tempo máximo em que um curto-circuito pode permanecer sem comprometer o sincronismo de um sistema Máquina-Barra Infinita envolve a solução numérica da equação (2.12), bem como a análise das curvas $\delta = f(t)$ para diversos tempos de abertura. Uma vez obtido o ponto inicial de operação, a solução numérica deve considerar todos os pontos de descontinuidade na potência acelerante. A solução numérica que começa em t_{0+} , passa pelo tempo de abertura $t_{abertura}$ e

deve prosseguir até o tempo máximo de simulação. No caso do sistema Máquina-Barra Infinita, um tempo de simulação de 1 segundo é suficiente. A decisão sobre estabilidade ou instabilidade pode ser tomada na primeira oscilação, e as equações devem ser resolvidas esquematicamente como segue:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{e(\text{durante-falta})} = P_{a(\text{durante})} \text{ para } t_{0+} \leq t < t_{\text{abertura}} \quad (2.13)$$

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{e(\text{pós-falta})} = P_{a(\text{pós-falta})} \text{ para } t_{\text{abertura}} \leq t \leq T_{\text{simulação}} \quad (2.14)$$

Mesmo nesta configuração simples, a procura pelo tempo crítico requer várias soluções numéricas no domínio do tempo. Se o ângulo entre a máquina finita e a barra infinita tomada como referência aumenta indefinidamente, tem-se a indicação de instabilidade e deve-se diminuir o tempo de abertura. Quando o ângulo cresce, atinge um máximo e depois diminui, tem-se indicação de estabilidade, e o tempo de abertura deve ser aumentado. A procura deve prosseguir até que o tempo crítico seja encontrado. Em sistemas elétricos com muitas máquinas, este procedimento não é simples. Uma excelente técnica, capaz de eliminar a necessidade de se estimar vários tempos de abertura na procura do tempo crítico em estudos de estabilidade transitória de primeira oscilação, é o Critério das Áreas Iguais.

2.4 Análise de estabilidade transitória pelo Critério das Áreas Iguais

Para sistemas que podem ser reduzidos a uma configuração Máquina-Barra Infinita, o CAI permite interpretar fisicamente o fenômeno da estabilidade transitória. O CAI não tem origem muito bem conhecida e surgiu no final da década de 30. É um caso particular da teoria geral de Lyapunov que, quando aplicada à configuração máquina barra-infinita, fornece uma função energia específica (MARIOTTO, 1981; DECKER, 1984). O CAI foi inicialmente desenvolvido considerando as hipóteses simplificadoras de potência mecânica constante, tensão constante atrás da reatância transitória, cargas representadas por impedâncias constantes e os conjugados de amortecimento desconsiderados KIMBARK, (1948). Este método, que será apresentado a seguir, permite encontrar o ângulo crítico de abertura dos disjuntores sem a necessidade da solução numérica da equação de oscilação.

Multiplicando-se cada lado da equação de oscilação (2.12) por $\frac{2}{M} \frac{d\delta}{dt}$ obtém-se:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{2}{M} P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (2.15)$$

Chamando uma variável auxiliar $u = \frac{d\delta}{dt} \Rightarrow (u)^2 = \left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2$ e derivando esta expressão com relação ao tempo, tem-se:

$$\frac{d(u)^2}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 \right] = 2u \frac{du}{dt} = 2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.16)$$

Comparando as equações (2.15) e (2.16), obtém-se $\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 \right] = \frac{2}{M} P_a \frac{d\delta}{dt}$, logo:

$$d \left[\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 \right] = \frac{2}{M} P_a d\delta \quad (2.17)$$

Integrando-se os dois lados da equação (2.17), no intervalo definido pela condição inicial $t = t_0 \Rightarrow \delta = \delta_0$, e o limite superior representado genericamente pelo ângulo durante ou pós-falta δ , obtém-se:

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (2.18)$$

Finalmente, da equação (2.18) resulta:

$$\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (2.19)$$

Para que a máquina mantenha o sincronismo com relação à barra infinita é necessário que a variação de velocidade do rotor $\frac{d\delta}{dt}$ diminua até atingir zero. Fazendo-se $\frac{d\delta}{dt} = 0$ na equação

(2.19) e como $\frac{2}{M} \neq 0$, tem-se:

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2.20)$$

2.4.1 Interpretação física e matemática do Critério das Áreas Iguais

Para a compreensão do significado físico da equação (2.20), serão considerados três condições para um curto-circuito trifásico ocorrendo no sistema representado na Figura 2.4.

(i) Curto-circuito permanente, sem a atuação das proteções

Para um curto-circuito trifásico através de uma impedância de falta não-nula na barra 3 do sistema da Figura 2.4, considere-se por hipótese que o valor máximo da potência elétrica durante a falta esteja um pouco acima da potência mecânica. Admitindo-se que o curto-circuito tenha corrente inferior ao pick-up dos relés, as proteções não operam, mantendo a falta. A Figura 2.5 mostra a representação gráfica desta condição.

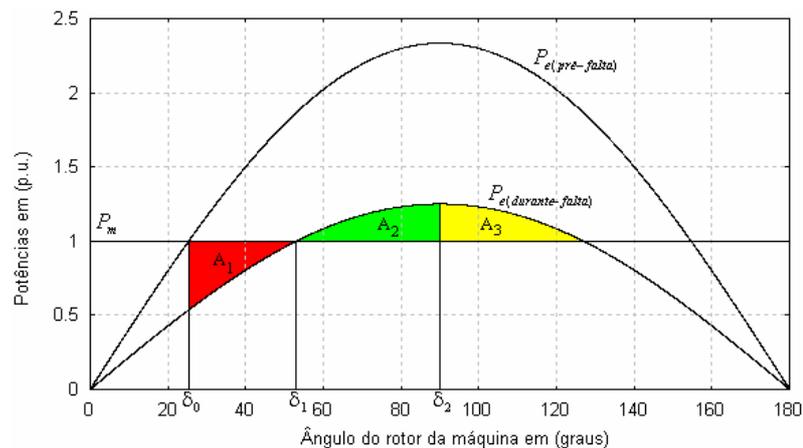


Figura 2.5 – Critério de Áreas Iguais para curto-circuito permanente.

Na Figura 2.5, tem-se:

$$P_{e(\text{pré-falta})} = \frac{EV}{X_{12(\text{pré-falta})}} \text{sen } \delta = P_{e1\text{máx}} \text{sen } \delta \quad (2.21)$$

$$P_{e(\text{durante-falta})} = \frac{EV}{X_{12(\text{durante-falta})}} \text{sen } \delta = P_{e2\text{máx}} \text{sen } \delta \quad (2.22)$$

O ângulo de operação inicial é dado por:

$$\delta_0 = \text{sen}^{-1} \left[\frac{P_m}{P_{e1\text{máx}}} \right] \quad (2.23)$$

O novo ângulo de operação se o sistema for estável será:

$$\delta_1 = \text{sen}^{-1} \left[\frac{P_m}{P_{e2\text{máx}}} \right] \quad (2.24)$$

δ_2 = Máximo ângulo alcançado pelo rotor da máquina se o sistema for estável.

Aplicando a equação (2.20) na Figura 2.5, tem-se:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_{2\text{máx}} \text{sen } \delta) d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_{2\text{máx}} \text{sen } \delta) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_{e2\text{máx}} \text{sen } \delta) d\delta = 0 \quad (2.25)$$

Rearranjando a equação (2.25), obtém-se:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_{2\text{máx}} \text{sen } \delta) d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_{e2\text{máx}} \text{sen } \delta - P_m) d\delta \quad (2.26)$$

Conforme mostrado na Figura 2.5, a integral do primeiro termo da equação (2.26) representa uma área de aceleração A_1 e o segundo termo uma área de desaceleração A_2 . De acordo com estas áreas, tem-se:

- Se $A_1 < (A_2 + A_3)$ com $A_3 > 0$, como no caso ilustrado na Figura 2.5, a energia cinética armazenada associada à potência acelerante da máquina que tende a tirá-la de sincronismo é inferior à energia potencial associada à potência desacelerante de recuperação. Com isso, está garantida a estabilidade com margem de segurança, e o ângulo δ cresce a partir de δ_0 até

atingir δ_2 , quando $A_1 = A_2$, retornando ao novo ponto de operação representado pelo ângulo δ_1 . Nesse caso, P_m é menor que o limite de estabilidade transitória, e A_3 é a margem excedente.

- Se $A_1 = (A_2 + A_3)$, com $A_3 = 0$. Nesse caso, a energia cinética associada à potência acelerante armazenada pela máquina que tende a tirá-la de sincronismo é igual à energia potencial associada à potência desacelerante de recuperação. Com isso, está garantida a estabilidade no limite, sem margem, e o ângulo δ cresce a partir de δ_0 até atingir δ_2 , que assume o seu valor máximo possível retornando ao novo ponto de operação representado por δ_1 . Nesse caso, P_m é o limite de estabilidade transitória.

- Se $A_1 > (A_2 + A_3)$, a energia cinética associada à potência acelerante armazenada pela máquina que tende a tirá-la de sincronismo é maior que a energia potencial associada à potência desacelerante de recuperação. Com isso, haverá instabilidade e o ângulo δ crescerá indefinidamente a partir de δ_0 .

(ii) Curto-circuito com abertura da linha no instante em que o ângulo δ é menor que o ângulo crítico

A Figura 2.6 mostra o CAI aplicado ao sistema da Figura 2.4, considerando um curto-circuito trifásico através impedância nula na barra 4 da linha 4-5, com a abertura da linha de transmissão em um ângulo menor que o crítico.

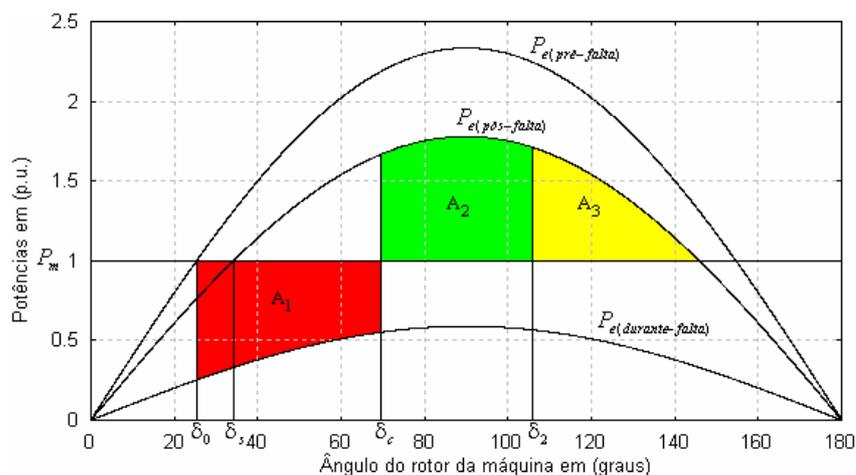


Figura 2.6 – Curto-circuito trifásico com abertura de linha em um ângulo menor que o crítico.

Nesse caso, a condição de estabilidade é atingida quando $A_1 = A_2$. A área de desaceleração A_3 corresponde à margem excedente. Na Figura 2.6, além das equações (2.21) e (2.22) do caso anterior, há uma terceira equação resultante da abertura da linha dada por:

$$P_{e(\text{pós-falta})} = \frac{EV}{X_{12(\text{pós-falta})}} \text{sen } \delta = P_{e3\text{máx}} \text{sen } \delta \quad (2.27)$$

Os ângulos de interesse são:

$\delta_0 = \hat{\text{Ângulo de operação inicial}}$;

O ângulo pós-falta de equilíbrio estável é dado por:

$$\delta_s = \text{sen}^{-1} \left[\frac{P_m}{P_{e3\text{máx}}} \right]; \quad (2.28)$$

$\delta_c = \hat{\text{Ângulo de abertura da linha}}$;

$\delta_2 = \hat{\text{Ângulo máximo alcançado}}$.

No momento em que ocorre o curto-circuito, o sistema sofre uma súbita modificação na equação de potência elétrica, passando a operar sobre a curva durante - falta. A potência elétrica começa a variar a partir do ângulo inicial δ_0 , até o ângulo de abertura δ_c , quando esta muda novamente com a abertura da linha, passando a operar agora sobre a curva pós-falta. Quando ocorrer a condição na qual $A_1 = A_2$, o ângulo do rotor da máquina atinge seu valor máximo δ_2 e retorna após algumas oscilações ao novo ângulo de operação pós-falta δ_s . Nesse caso, o ângulo de abertura δ_c é menor que o ângulo crítico e P_m é menor que o limite de estabilidade transitória.

(iii) Curto-circuito com abertura da linha de transmissão no instante em que o ângulo δ atinge o seu valor crítico.

A Figura 2.7 mostra o caso limite no qual $A_1 = A_2$, sem área de desaceleração excedente.

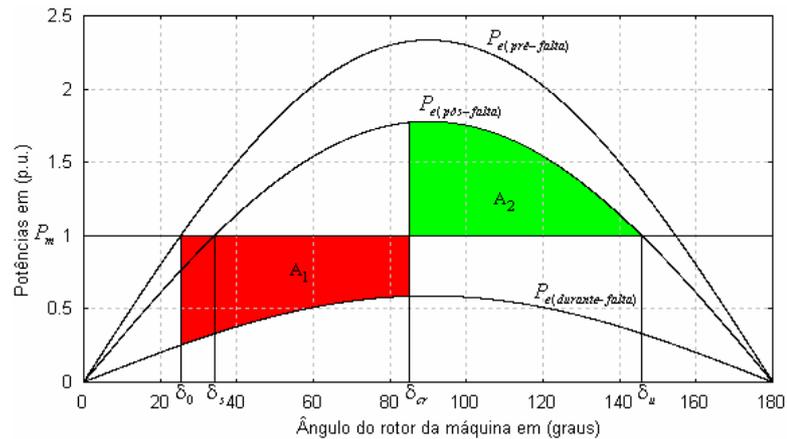


Fig. 2.7 – Curto-circuito trifásico com abertura de linha em um ângulo crítico.

Na Figura 2.7, os ângulos envolvidos são:

δ_0 = Ângulo de operação inicial;

δ_s = Ângulo pós-falta de equilíbrio estável;

δ_{cr} = Ângulo crítico de abertura da linha;

O ângulo pós-falta de equilíbrio instável é dado por:

$$\delta_u = \pi - \delta_s . \quad (2.29)$$

Nesse caso, P_m é o limite de estabilidade transitória. O ângulo δ_u é o máximo valor alcançado pelo rotor da máquina. Após algumas oscilações, o ângulo do rotor da máquina retorna ao novo estado de operação correspondente ao ângulo δ_s . Na Figura 2.7, quando $A_1 = A_2$, o ângulo de abertura é o ângulo crítico δ_{cr} procurado. A equação que representa esta condição é dada por:

$$(\delta_u - \delta_0)P_m = P_{e2m\acute{a}x} \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (\text{sen}\delta)d\delta + P_{e3m\acute{a}x} \int_{\delta_{cr}}^{\delta_u} (\text{sen}\delta)d\delta \quad (2.30)$$

Resolvendo a equação (2.30), o ângulo crítico de abertura procurado δ_{cr} será:

$$\delta_{cr} = \cos^{-1} \left[\frac{(\delta_u - \delta_0)P_m + P_{e3m\acute{a}x} \cos \delta_u - P_{e2m\acute{a}x} \cos \delta_0}{P_{e3m\acute{a}x} - P_{e2m\acute{a}x}} \right] \quad (2.31)$$

A existência de uma solução para a equação (2.31) está condicionada à gravidade e ao tipo do curto-circuito estudado. A forma explícita para o cálculo do ângulo crítico de abertura só foi possível devido à hipótese simplificadora considerada de que o sistema era puramente reativo. Entretanto, o CAI pode ser aplicado em sistemas reais incluindo resistências e capacitâncias nos quais a equação (2.30) resulta em uma equação algébrica não-linear da forma $f(\delta_{cr})=0$, cuja solução pode ser encontrada por métodos numéricos convencionais. Na prática, o conhecimento do ângulo crítico não pode ser utilizado diretamente no ajuste dos relés de proteção, e sim o seu tempo crítico correspondente. A grande vantagem do CAI está relacionada ao fato de que a busca às cegas pelo tempo crítico não é mais realizada. Basta realizar a solução numérica da equação de oscilação (2.12). Quando nesta solução numérica o ângulo δ atingir o seu valor crítico δ_{cr} , o tempo correspondente será o tempo crítico t_{cr} procurado. O processo é muito rápido e não há necessidade de se analisar as curvas $\delta = f(t)$. No entanto, isto só pode ser feito na topologia Máquina-Barra Infinita ou em sistemas que possam ser reduzidos a esta configuração. Este tema será desenvolvido no capítulo seguinte.

No Apêndice A, são apresentados alguns exemplos das formulações apresentadas neste capítulo para o cálculo do ângulo e tempo crítico de abertura.

2.5 Considerações finais

Dentro do contexto de estabilidade transitória angular, destaca-se a importância do CAI como ferramenta analítica para a análise de estabilidade transitória. Além de auxiliar no cálculo do tempo crítico de abertura, este permite determinar, em qualquer instante de abertura de uma linha de transmissão, a margem de segurança correspondente. As limitações deste método relacionam-se ao fato de que o CAI só pode ser aplicado em uma configuração final Máquina-Barra Infinita. O desenvolvimento de uma metodologia que permita a transformação de sistemas multimáquinas em um sistema EMBI será apresentado no próximo capítulo.

3 DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO ANALÍTICO E COMPUTACIONAL VISANDO A ESTUDOS DE ESTABILIDADE ANGULAR

3.1 Introdução

A solução numérica no domínio do tempo é o método mais utilizado na análise de estabilidade transitória. Este tem a vantagem de suportar modelos sofisticados e de fornecer com muita precisão informações como ângulos e velocidades das máquinas, aceleração e potências, etc. Sua principal desvantagem é o tempo computacional gasto com inúmeras simulações realizadas para várias topologias e estados iniciais de operação. Além disso, a conclusão final exige ainda a análise de curvas de oscilação por especialistas da área, sem quantificar o grau de segurança do sistema para um determinado ajuste das proteções.

Margens e índices de segurança auxiliam os operadores dos sistemas elétricos de potência na tomada de ações preventivas e/ou corretivas contra eminentes colapsos do sistema. Um procedimento bastante utilizado para quantificar a segurança de um estado de operação envolve a redução da dimensão dos sistemas elétricos através de equivalentes eletromecânicos.

A maioria dos curtos-circuitos com retirada de linha resultam em trajetórias no domínio do tempo que levam à separação do sistema em dois subsistemas. Por isso, os esforços concentram-se na determinação destes grupos coerentes de geradores. Se dois subsistemas coerentes estiverem claramente definidos, técnicas de redução de redes podem ser aplicadas para a formação de um sistema Equivalente Máquina-Barra Infinita, no qual é possível aplicar o CAI. O EMBI representa uma transformação de um sistema dinâmico n -dimensional em uma máquina equivalente, cujo comportamento pode ser estudado considerando apenas uma única equação dinâmica.

Neste capítulo, descreve-se a metodologia proposta para a identificação e formação de grupos críticos de geradores utilizando os desvios de velocidade angular como critério de coerência. Mostra-se também o procedimento utilizado para a realização do processo de redução dos grupos coerentes encontrados. Apresentam-se também as operações necessárias para formar os equivalentes de potências mecânicas, elétricas e constantes de inércia das máquinas de um mesmo grupo. Finalmente, é apresentado o fluxograma simplificado de todo o método desenvolvido para o cálculo de tempos críticos e margens de segurança.

3.1.1 O modelo matemático para sistemas multimáquinas

Neste trabalho, adota-se o modelo clássico simplificado normalmente utilizado em estudos de estabilidade transitória da primeira oscilação. As equações diferenciais que representam a dinâmica dos eixos dos rotores das máquinas são assim escritas:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i(t) - \omega_s = \tilde{\omega}_i \quad (3.1)$$

$$M_i \frac{d^2\delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d\delta_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} = P_{ai} \quad (3.2)$$

Com $i = 1, n$

Onde:

n = número de geradores;

$M_i = \frac{H_i}{\pi f_s} =$ Constante de inércia da i -ésima máquina em [p.u.s²]/rad;

$H_i =$ Constante de inércia da i -ésima máquina em [p.u.s];

$f_s =$ Freqüência nominal de operação em [rad/s];

$t =$ Tempo em segundos;

$D_i =$ Constante de amortecimento da i -ésima máquina em [p.u.s]/rad;

$\delta_i =$ Posição angular do eixo da i -ésima máquina com relação a um eixo que gira à velocidade síncrona em [rad];

$\frac{d\delta_i}{dt} = \tilde{\omega}_i =$ Desvio da velocidade angular de cada gerador com relação à velocidade síncrona em [rad/s];

$\omega_i(t) =$ Velocidade angular em cada instante em [rad/s];

$\omega_s =$ Velocidade síncrona em [rad/s];

$P_{mi} =$ Potência mecânica de entrada da i -ésima máquina primária em [p.u.];

$P_{ei} =$ Potência elétrica ativa injetada na rede pela i -ésima máquina em [p.u.];

$P_{ai} =$ Potência acelerante da i -ésima máquina em [p.u.].

Onde P_{ei} já foi definida na equação (2.7) e é dada por:

$$P_{ei} = E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos[\theta_{ij} - (\delta_i - \delta_j)];$$

Com, $i = 1, n$

Onde:

E_i = módulo da tensão interna da i -ésima máquina em [p.u.];

$E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii}$ = carga ativa equivalente na barra i em [p.u.];

Y_{ii}, θ_{ii} = módulo e ângulo dos elementos da diagonal da matriz Y_{BUS} reduzida às barras internas de geração em [p.u.], [rad];

Y_{ij}, θ_{ij} = módulo e ângulo dos elementos fora da diagonal da matriz Y_{BUS} reduzida às barras internas de geração em [p.u.], [rad].

Nas equações (3.1) e (3.2), serão realizadas algumas hipóteses e simplificações:

- as máquinas são representadas por uma tensão constante em série com sua reatância transitória de eixo direto, calculadas a partir de uma solução pré-falta do fluxo de potência. Admite-se, então, que, durante o transitório, o enlace de fluxo nas máquinas síncronas permaneça constante;
- amortecimentos síncronos e assíncronos são desconsiderados;
- admite-se que a potência mecânica de entrada das máquinas primárias permaneça constante durante períodos transitórios curtos. Justifica-se, uma vez que as constantes de tempo dos reguladores de velocidade são maiores que o período transitório considerado;
- os desvios de frequência do sistema durante o transitório resultam em pequenas variações nos parâmetros de linha e constantes de inércia das máquinas e por isso não são considerados;
- o modelo de carga adotado é o de impedância constante;
- representa-se a rede elétrica reduzida às barras internas de geração pela sua matriz admitância de barra Y_{BUS} .

3.1.2 Coerência entre geradores síncronos

Observando-se inúmeras trajetórias de ângulos dos rotores das máquinas síncronas na ocorrência de curtos-circuitos seguidos de abertura de linhas, constata-se que, na maioria dos casos, assim que o sistema se torna instável, formam-se dois grupos. A possibilidade da transformação destes dois grupos A e B em um sistema Máquina-Barra Infinita permite que se obtenham informações que não seriam possíveis nos estudos convencionais de estabilidade transitória. Entre estas está a margem de segurança da operação, que permite avaliar o grau de segurança do sistema para cada tempo de abertura de uma linha de transmissão. Para que isso possa ser feito, a tarefa mais difícil é a identificação dos grupos coerentes de geradores. A dificuldade reside no fato de que as oscilações eletromecânicas dos rotores das máquinas são intrinsecamente não-lineares. O confronto entre o tempo de computação gasto e a correta identificação dos grupos coerentes é um fator relevante a ser considerado. Não há como se desprezar a ação sincronizante pós-falta, e pequenas diferenças nos tempos de abertura podem formar grupos completamente distintos. O critério de coerência que será utilizado neste trabalho exige um tempo adicional de simulação para garantir a segurança dos resultados.

Define-se coerência como sendo a propriedade que têm certos geradores em oscilarem muito próximos durante uma perturbação transitória. Um par de geradores (i, j) é dito coerente, dentro de uma tolerância ξ , em uma perturbação transitória, quando tiverem um comportamento dinâmico semelhante durante um tempo de observação T_{obs} , que inclui necessariamente os períodos durante e pós-falta. Alguns critérios de coerência já mencionados no Capítulo 1 foram testados, entre os quais o do desvio de posição angular, o desvio de velocidade angular, a energia cinética e a aceleração de máquinas. Os resultados mostraram que o método mais adequado para a determinação de grupos coerentes de geradores é aquele que considera o desvio de velocidade angular de geradores. Este pode ser representado formalmente pela seguinte equação.

$$\limsup_{t \rightarrow \infty} |\tilde{\omega}_i(t) - \tilde{\omega}_j(t)| \leq \xi \quad (3.3)$$

Obviamente, não há necessidade de se considerar uma trajetória por um tempo de observação tão longo para se identificar grupos coerentes de geradores, e a equação (3.3) pode ser reescrita como:

$$|\tilde{\omega}_i(t) - \tilde{\omega}_j(t)| \leq \xi \text{ para } 0 \leq t \leq T_{obs} \quad (3.4)$$

Tratando-se de estabilidade transitória da primeira oscilação, pode-se afirmar que a maioria dos casos se resolve com um tempo de observação menor ou igual a 1 segundo. Esse tempo tem uma relação direta com o número de máquinas no sistema estudado. Na próxima seção, será desenvolvido um método de identificação de geradores coerentes baseado nos aspectos já ressaltados neste capítulo.

3.2 Metodologia proposta para identificação de geradores coerentes

Como ponto de partida, considera-se que todos os curtos-circuitos serão realizados nas barras das subestações no início ou fim das linhas de transmissão. Deseja-se que estes curtos-circuitos sejam eliminados de forma definitiva pelas proteções principais destas linhas com certa margem de segurança.

3.2.1 Descrição das etapas do método de identificação de coerência proposto

- Para cada evento, curto-circuito com abertura de linha, assume-se inicialmente um tempo de abertura de 600 ms. Realiza-se a solução numérica no domínio do tempo do sistema original com n -máquinas. O passo de integração deve ser escolhido considerando-se o tamanho do sistema e o método numérico empregado. Isso para evitar-se o risco de possíveis problemas de instabilidade numérica. Neste trabalho, será utilizado o método de Runge-Kutta de quarta ordem.
- Se o sistema for estável para o tempo de abertura de 600 ms, o evento não é potencialmente grave e pode ser desconsiderado. Somente casos críticos serão analisados.
- Se o sistema for instável para o tempo de abertura de 600 ms, este tempo será reduzido em intervalos, por exemplo de 50 em 50 ms, até que ocorra em dois tempos consecutivos uma instabilidade seguida de estabilidade. A adoção do intervalo de 50 ms é apenas por segurança, pois, na maioria dos sistemas estudados, usou-se um intervalo de redução de 100 em 100 ms, e os grupos críticos foram identificados corretamente. Obviamente, esse intervalo de redução depende do número de geradores do sistema estudado.

• Escolhe-se a última trajetória instável que precede uma estável, faz-se a média dos desvios de velocidade angular dos rotores calculada a partir de t_{0+} até o tempo de observação T_{obs} . Para isso, o desvio de velocidade angular $\tilde{\omega}_i$ de cada máquina com relação à velocidade síncrona ω_s , já definido em (3.1), é assim escrito:

$$\tilde{\omega}_{ik} = \omega_{ik}(t) - \omega_s \text{ para } i = 1, n \text{ e } k = 1, N \quad (3.5)$$

Onde n é o número de geradores e N o número de pontos observados. A média dos desvios de velocidade de cada máquina $\bar{\omega}_i$ é dada pela equação:

$$\bar{\omega}_i = \frac{\Delta t}{T_{obs}} \sum_{k=1}^N \tilde{\omega}_{ik} \text{ para } i = 1, n \quad (3.6)$$

- Os valores de $\bar{\omega}_i$ são ordenados em ordem decrescente.
- Os desvios sucessivos de $\bar{\omega}_i$ são calculados fazendo-se:

$$\bar{\omega}_{i,i+1} = \bar{\omega}_i - \bar{\omega}_{i+1} \text{ para } i = 1, n - 1 \quad (3.7)$$

• Um índice de qualidade de coerência q e uma tolerância ξ a ser admitida entre os desvios de velocidade para formar grupos coerentes são determinados de maneira similar ao que foi descrito por SOUZA & SILVA (1992). Designando-se $\bar{\omega}_{ij}^{máx}$ e $\bar{\omega}_{ij}^{mín}$ os máximos e mínimos desvios de velocidade entre dois geradores consecutivos na equação (3.7), a relação entre q e ξ é dada pela equação:

$$q = \left(\bar{\omega}_{ij}^{máx} - \xi \right) / \left(\bar{\omega}_{ij}^{máx} - \bar{\omega}_{ij}^{mín} \right) \quad (3.8)$$

O significado do índice de qualidade q pode ser entendido analisando-se a equação (3.8) pelos extremos, ou seja:

Se $\xi = \bar{\omega}_{ij}^{mín} \rightarrow q = 1$, isto implica alta qualidade dos grupos, neste caso $(n - 1)$ grupos são formados.

Se $\xi = \bar{\omega}_{ij}^{máx} \rightarrow q = 0$, isto implica baixa qualidade dos grupos e, neste caso, todas as máquinas ficam no mesmo grupo.

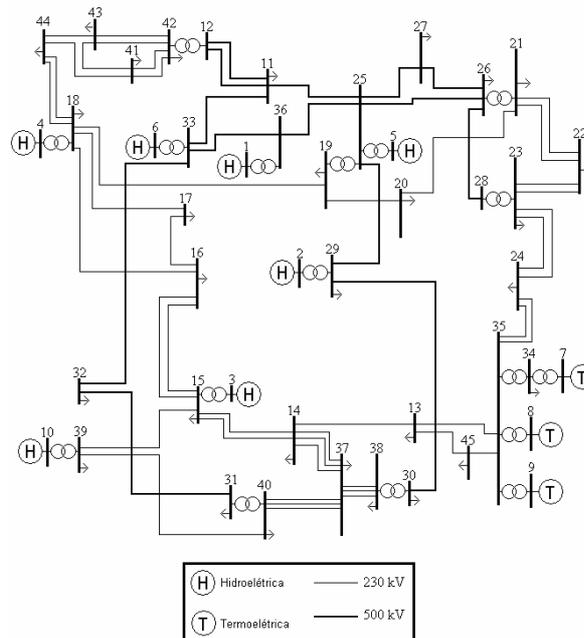
Isolando o valor de ξ na equação (3.8), tem-se:

$$\xi = q \overline{\omega}_{ij}^{mín} + (1 - q) \overline{\omega}_{ij}^{máx} \quad (3.9)$$

A formação dos grupos começa com $q = 1$ na equação (3.9) e vai diminuindo até formarem-se dois grupos de geradores coerentes. Com isso, o procedimento torna-se automático e o valor de q e, conseqüentemente, o valor de ξ estão relacionados com o tamanho do sistema e a localização do curto-circuito.

3.2.2 Aplicação do método proposto em um sistema elétrico de potência real

O Método de identificação de coerência apresentado na seção anterior será aplicado no sistema elétrico de potência da Região Sul do Brasil mostrado na Figura 3.1. Este sistema tem 10 usinas, 45 barras e 73 linhas de transmissão/transformadores. Os dados e parâmetros de linha foram retirados de DECKER (1984) e estão apresentados na Tabela C.1 do Apêndice C. O estado inicial de operação para carga pesada está na Tabela C.2 do Apêndice C.



1-36 Segredo	12-42 Londrina	24 Rancho Queimado
2-29 Barracão	13 Siderópolis	27 Curitiba Norte
3-15 Passo Fundo	14 Farroupilha	30-38 Gravataí
4-18 Salto Osório	16 Xanxerê	31-40 Venâncio Aires
5-25 Foz da Areia	17 Pato Branco	32 Pinheiros
6-33 Salto Santiago	19-25 Foz da Areia	37 Cidade Industrial
7-34 Jorge Lacerda A	20 São Mateus	41 Apucarana
8-35 Jorge Lacerda B	21-26 Curitiba	43 Maringá
9-35 Jorge Lacerda C	22 Joinville	44 Campo Mourão
10-39 Itaúba	22-28 Blumenau	45 Forquilha
11 Ivaiporã		

Figura 3.1 – Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência da Região Sul do Brasil.

A Tabela 3.1 apresenta o estado inicial de operação do sistema reduzido às barras internas de geração para operação com carga pesada.

Tabela 3.1 – Sistema da Região Sul do Brasil reduzido às barras internas

Barra de Geração	Reatância Transitória X'_d [p.u.]	Constante De Inércia M [$\frac{\text{p.u.} \cdot \text{s}^2}{\text{rad}}$]	Tensão Interna E [p.u.]	Ângulo Interno do Rotor δ [graus]	Potência Mecânica de Entrada [p.u.]
1	0,02160	0,33136	1,04622	15,954	13,57943
2	0,03670	0,16149	1,03187	2,140	6,49884
3	0,10390	0,05602	1,12523	-5,725	2,15017
4	0,02840	0,20340	1,10051	20,556	10,50079
5	0,02410	0,33025	1,05081	8,264	11,09910
6	0,02430	0,29306	1,05244	20,659	13,25029
7	0,13520	0,02318	1,09915	-22,880	0,90012
8	0,15340	0,03608	1,13252	-18,410	1,20029
9	0,08000	0,06631	1,12147	-16,512	2,41063
10	0,04320	0,10738	1,05654	-3,812	4,89912

Para ilustrar a metodologia desenvolvida na identificação de coerência, será simulado um curto-circuito trifásico na barra 18, em Salto Osório, com desligamento da linha 18-19, de 230 kV, que interliga Salto Osório à Foz da Areia. Um intervalo de integração de 0,05 segundos e um tempo de observação de 1 segundo foi utilizado para a identificação dos grupos coerentes. Utilizando-se o método de Runge-Kutta de quarta ordem para resolver as equações do sistema original e empregando as equações (3.7) e (3.9), tem-se $\bar{\omega}_{ij}^{máx} = 2,64022$ rad/s, $\bar{\omega}_{ij}^{mín} = 0,00247$ rad/s e $q = 0,900$, resultando em $\xi = 0,26625$ rad/s.

A Figura 3.2 mostra os desvios de velocidade angular do sistema original, considerando-se a última trajetória instável que precede uma estável, no tempo de abertura de 0,10 segundos. Logo, a próxima trajetória com tempo de abertura menor que 0,10 segundos será estável. Neste exemplo, o grupo A tem apenas o gerador 4 e o grupo B tem os geradores (1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, e 10). As Figuras 3.3, 3.4 e 3.5 mostram para o mesmo caso o comportamento da posição angular, energia cinética e a aceleração.

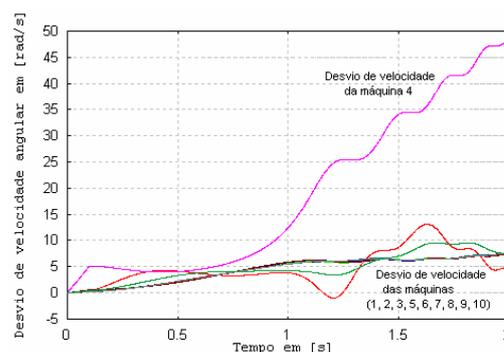


Figura 3.2 – Curto-circuito na barra 18 com retirada da linha 18-19 em 0,10 segundos.

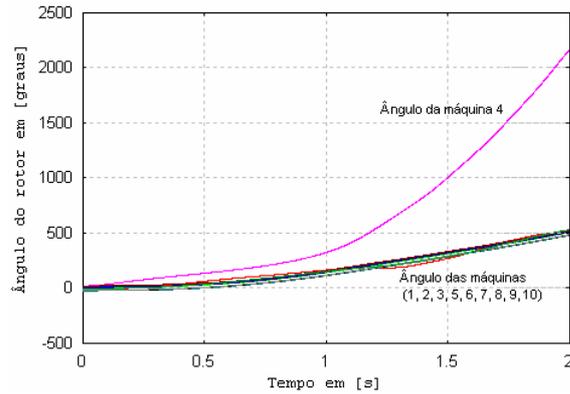


Figura 3.3 – Posição angular para curto-circuito na barra 18 com retirada da linha 18-19 em 0,10 segundos.

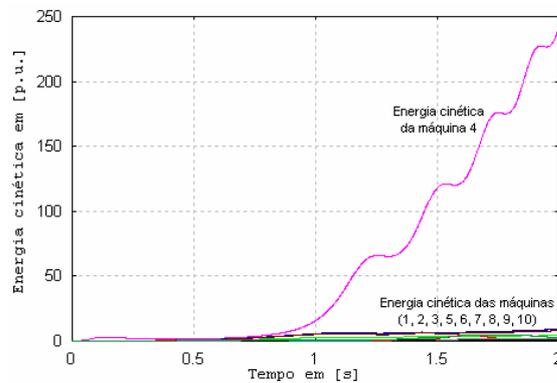


Figura 3.4 – Energia cinética para curto-circuito na barra 18 com retirada da linha 18-19 em 0,10 segundos.

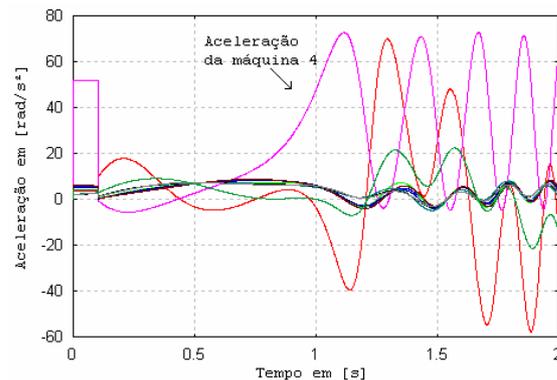


Figura 3.5 – Aceleração para curto-circuito na barra 18 com retirada da linha 18-19 em 0,10 s.

Todos os geradores que atenderem ao critério de coerência apresentado nesta seção serão colocados no seu respectivo grupo, que terá um equivalente elétrico, mecânico, bem como uma constante de inércia equivalente. Na próxima seção, será apresentado o método de redução de grupos coerentes através de equivalentes eletromecânicos.

3.3 Método para redução e cálculo de equivalentes eletromecânicos

Equivalentes eletromecânicos são feitos, juntando-se na mesma barra todos os geradores que pertencem a um mesmo grupo. No método proposto, isso é feito com os geradores que têm a média dos desvios de velocidade angular igual ou menor do que a tolerância ξ admitida. Para cada curto-circuito estudado, calcula-se a potência elétrica de saída, a potência mecânica de entrada e a constante de inércia equivalente de cada grupo. Curtos-circuitos que ocorrem próximos às barras de geração de sistemas elétricos de potência, em geral, têm a propriedade de produzirem trajetórias no domínio do tempo que permitem identificar dois grupos de máquinas. Quando isso ocorre, equivalentes eletromecânicos podem ser formados de maneira semelhante à descrita por GHAFURIAN & BERG (1982). Neste trabalho, no entanto, as tensões terminais \vec{V}_i foram substituídas pelas tensões internas reduzidas às barras internas de geração \vec{E}_i do modelo clássico simplificado.

Para esclarecer o procedimento de redução, considere-se um sistema elétrico hipotético de 4 usinas geradoras representado pelo seu equivalente reduzido às barras internas de geração, mostrado na Figura 3.6.

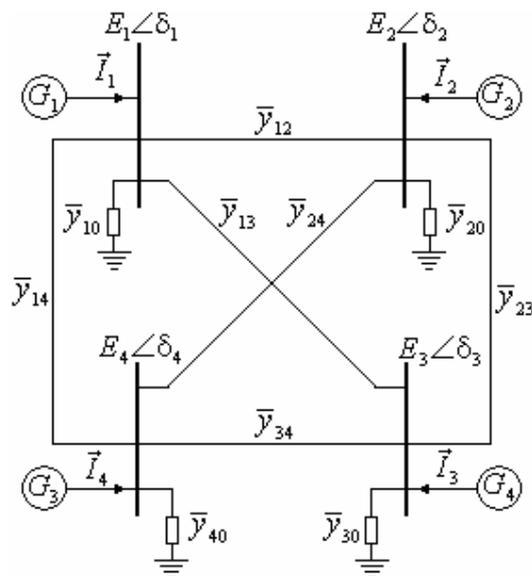


Figura 3.6 – Diagrama unifilar de um sistema hipotético com 4 geradores reduzido às barras internas de geração.

Para demonstrar somente um passo do algoritmo de redução, admite-se por hipótese que, para um curto-circuito trifásico, os geradores 3 e 4 sejam identificados como coerentes dentro

de uma tolerância ξ definida pelo processo apresentado na seção 3.2.1. Será também considerado que estes geradores têm uma relação entre suas tensões internas representada pela grandeza complexa \bar{b} . Deste modo:

$$|\bar{\omega}_3 - \bar{\omega}_4| \leq \xi \quad (3.10)$$

$$\frac{\bar{E}_4}{\bar{E}_3} = \bar{b} \quad (3.11)$$

Na Figura 3.6, \bar{y}_{ii} e \bar{y}_{ij} são as admitâncias primitivas da rede reduzida às barras internas de geração. Logo, as equações nodais na forma matricial para o sistema reduzido (4x4) são:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \\ \bar{I}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & \bar{Y}_{13} & \bar{Y}_{14} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & \bar{Y}_{23} & \bar{Y}_{24} \\ \bar{Y}_{31} & \bar{Y}_{32} & \bar{Y}_{33} & \bar{Y}_{34} \\ \bar{Y}_{41} & \bar{Y}_{42} & \bar{Y}_{43} & \bar{Y}_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \\ \bar{E}_3 \\ \bar{E}_4 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Logo:

$$\bar{I}_1 = \bar{Y}_{11}\bar{E}_1 + \bar{Y}_{12}\bar{E}_2 + (\bar{Y}_{13} + \bar{b}\bar{Y}_{14})\bar{E}_3 \quad (3.13)$$

$$\bar{I}_2 = \bar{Y}_{21}\bar{E}_1 + \bar{Y}_{22}\bar{E}_2 + (\bar{Y}_{23} + \bar{b}\bar{Y}_{24})\bar{E}_3 \quad (3.14)$$

$$\bar{I}_3 = \bar{Y}_{31}\bar{E}_1 + \bar{Y}_{32}\bar{E}_2 + (\bar{Y}_{33} + \bar{b}\bar{Y}_{34})\bar{E}_3 \quad (3.15)$$

$$\bar{I}_4 = \bar{Y}_{41}\bar{E}_1 + \bar{Y}_{42}\bar{E}_2 + (\bar{Y}_{43} + \bar{b}\bar{Y}_{44})\bar{E}_3 \quad (3.16)$$

Multiplicando (3.16) por \bar{b}^* , e somando (3.15) e (3.16) resulta:

$$(\bar{I}_3 + \bar{b}^*\bar{I}_4) = \bar{I}_e \quad (3.17)$$

Colocando-se na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \vec{I}_1 \\ \vec{I}_2 \\ \vec{I}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} & (\bar{Y}_{13} + \bar{b}\bar{Y}_{14}) \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} & (\bar{Y}_{23} + \bar{b}\bar{Y}_{24}) \\ (\bar{Y}_{31} + \bar{b}^*\bar{Y}_{41}) & (\bar{Y}_{32} + \bar{b}^*\bar{Y}_{42}) & (\bar{Y}_{33} + \bar{b}\bar{Y}_{34} + \bar{b}^*\bar{Y}_{43} + \bar{b}^2\bar{Y}_{44}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{E}_1 \\ \vec{E}_2 \\ \vec{E}_3 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

As operações necessárias para realizar-se a redução estão indicadas entre parênteses nas linhas e colunas 3 da equação matricial (3.18). A potência elétrica injetada na rede, deve permanecer constante no sistema equivalente, logo:

$$[\vec{E}_3 \vec{I}_e^*]_{equivalente} = \vec{E}_3 [\vec{I}_3 + \bar{b}^* \vec{I}_4]_{original}^* \quad (3.19)$$

$$[\vec{E}_3 \vec{I}_e^*]_{equivalente} = [\vec{E}_3 \vec{I}_3^* + \vec{E}_4 \vec{I}_4^*]_{original} \quad (3.20)$$

Finalmente, depois desta redução, um sistema equivalente de 3 barras é obtido tomando-se as tensões e ângulos da máquina que permanece, denominada máquina base do grupo. Logo:

$$E'_3 = E_3 \quad (3.21)$$

$$\delta'_3 = \delta_3 \quad (3.22)$$

Para obter as potências mecânicas e constantes de inércia equivalente, basta realizar a soma direta destas grandezas associadas às máquinas agrupadas. Então:

$$P'_{m3} = P_{m3} + P_{m4} \quad (3.23)$$

$$M'_3 = M_3 + M_4 \quad (3.24)$$

Com isso, a equação de potência elétrica equivalente das máquinas 3 e 4 agrupadas, com os seus valores de tensões e ângulos iniciais dados por (3.21) e (3.22) bem como as admitâncias definidas em (3.18), assume exatamente o valor dado pela equação (3.23).

3.4 Algoritmo de redução para sistemas elétricos multimáquinas

Os geradores devem ser eliminados, um por um, até que cada um dos grupos A e B contenham somente uma máquina equivalente. Os elementos de cada $n-1$ linhas e colunas devem ser modificados de acordo com as equações:

- Elemento da diagonal:

$$\bar{Y}'_{n-1,n-1} = \bar{Y}_{n-1,n-1} + \bar{b}\bar{Y}_{n-1,n} + \bar{b}^*\bar{Y}_{n,n-1} + b^2\bar{Y}_{nn} \quad (3.25)$$

- Elementos fora da diagonal da linha $i = n - 1$

$$\bar{Y}'_{ij} = \bar{Y}_{ij} + \bar{b}^*\bar{Y}_{nj} \text{ para } j = 1, n-2 \quad (3.26)$$

- Elementos fora da diagonal da coluna $j = n - 1$

$$\bar{Y}'_{ij} = \bar{Y}_{ij} + \bar{b}\bar{Y}_{in} \text{ para } i = 1, n-2 \quad (3.27)$$

Para cada gerador a ser eliminado, os valores de \bar{b} que aparecem nas equações (3.25), (3.26) e (3.27) devem ser calculados da seguinte maneira:

- Se a eliminação estiver ocorrendo no grupo A

$$\bar{b}_i = \frac{\vec{E}_j}{\vec{E}_i} \quad (3.28)$$

Com $(i, j) \in A$, onde i e j correspondem aos geradores base e eliminado do grupo A , respectivamente.

- Se a eliminação estiver ocorrendo no grupo B

$$\bar{b}_k = \frac{\vec{E}_j}{\vec{E}_k} \quad (3.29)$$

Com $(k, j) \in B$, onde k e j correspondem aos geradores base e eliminado do grupo B , respectivamente.

As equações (3.21), (3.22), (3.23), e (3.24) são reescritas para representar o procedimento de agrupamento genérico para dois subsistemas. Para cada subsistema resultam 4 equações, ou seja:

- Para o subsistema A

$$E_A = E_i \quad (3.30)$$

Onde i é o índice do gerador base para os agrupamentos do subsistema A

$$\delta_A = \delta_i \quad (3.31)$$

$$P_{mA} = \sum_{i \in A} P_{mi} \quad (3.32)$$

$$M_A = \sum_{i \in A} M_i \quad (3.33)$$

- Para o subsistema B

$$E_B = E_k \quad (3.34)$$

Onde k é o índice do gerador base para os agrupamentos do subsistema B

$$\delta_B = \delta_k \quad (3.35)$$

$$P_{mB} = \sum_{k \in B} P_{mB} \quad (3.36)$$

$$M_B = \sum_{k \in B} M_k \quad (3.37)$$

Através de reduções sucessivas, dois subsistemas equivalentes A e B são formados.

3.5 Fluxograma do método de identificação de geradores coerentes, redução de rede, equivalentes eletromecânicos e cálculo de tempos críticos e margens de segurança

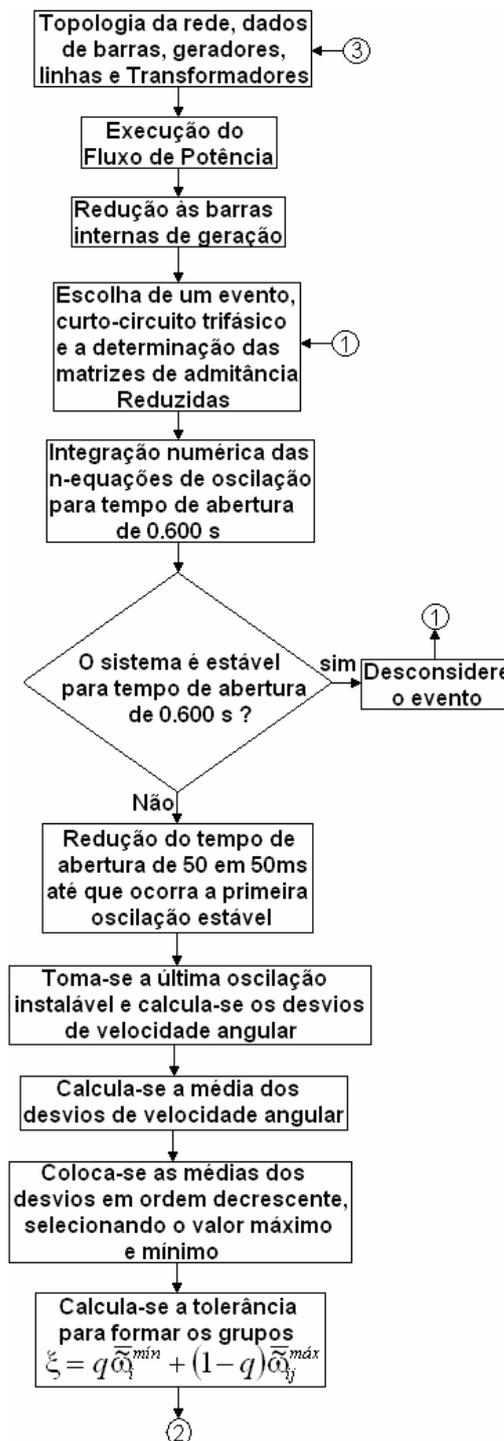
3.5.1 Descrição das etapas do método de identificação de coerência, redução de rede, equivalentes eletromecânicos e cálculo de tempos críticos e margens de segurança

As principais etapas do método proposto são:

- fluxo de potência para determinar o estado inicial de operação;
- redução às barras internas de geração para encontrar as matrizes de admitâncias reduzidas pré-falta, durante - falta e pós-falta, potência mecânica de entrada, e as tensões e ângulos internos;

- solução numérica no domínio do tempo do sistema original para formar os dois subsistemas equivalentes A e B ;
- cálculo dos parâmetros dos dois subsistemas equivalentes A e B ;
- aplicação do CAI para o cálculo das margens de segurança e tempos críticos de abertura.

O fluxograma simplificado com os principais blocos do método desenvolvido é mostrado na Figura 3.7.



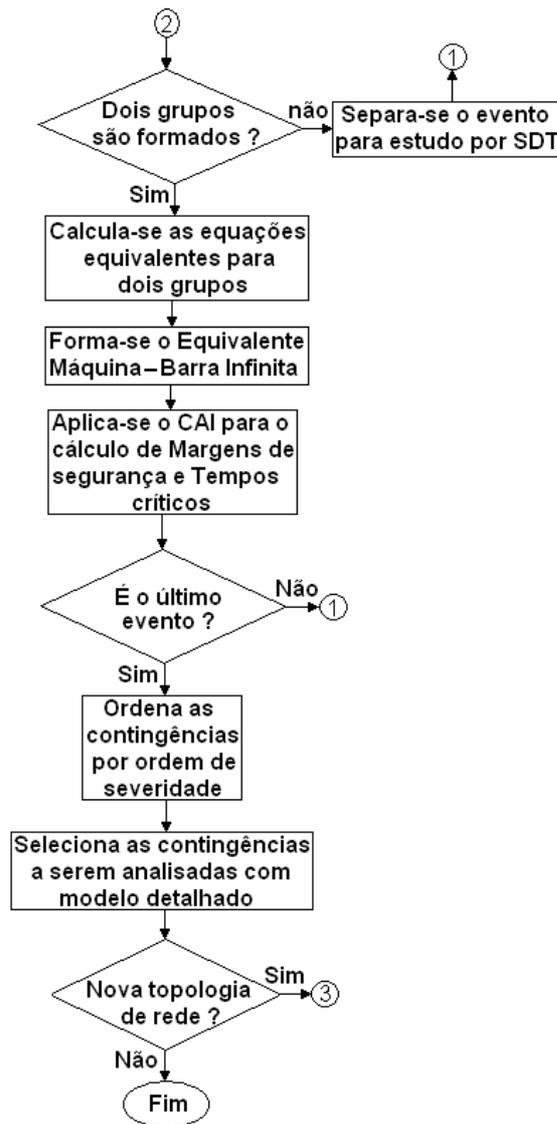


Figura 3.7 – Fluxograma computacional simplificado do Método Proposto.

Para ilustrar todas as etapas do programa computacional desenvolvido, a seguir será apresentado um exemplo aplicado em um sistema de potência com 3 geradores, em que são mostrados todos os resultados parciais obtidos.

3.6 Estudo de caso utilizando a metodologia desenvolvida

O sistema de potência apresentado em KIMBARK (1948) é mostrado na Figura 3.8. Este é composto por 10 barras, 3 usinas e 18 linhas/transformadores. Com pequenas modificações, devido à inclusão dos transformadores, este sistema é utilizado como caso base para a demonstração do método proposto. Os dados e parâmetros do sistema estão na Tabela C.3 do Apêndice C.

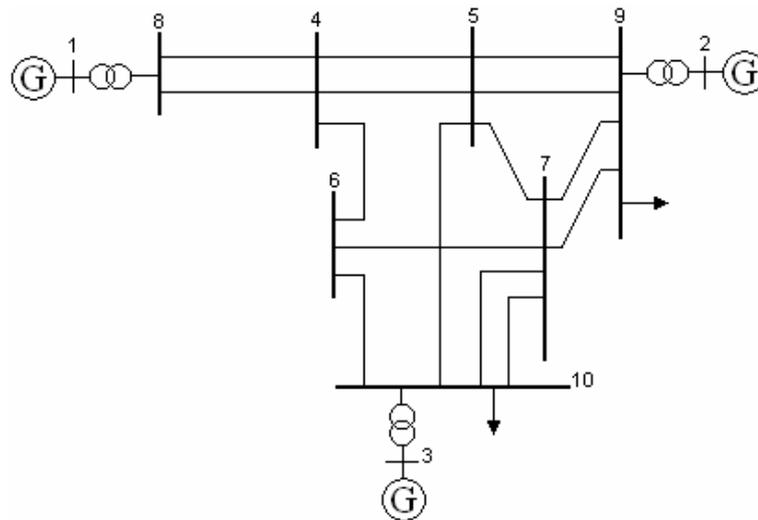


Figura 3.8 – Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência com 3 geradores.

3.6.1 Estado inicial de operação

O estado inicial de operação foi encontrado através de um fluxo de potência que utiliza o método de Newton-Raphson, e os resultados encontram-se na Tabela C.4 do Apêndice C.

3.6.2 Redução às barras internas de geração

Para um curto-circuito trifásico na barra 6, com retirada definitiva da linha 6-7, as matrizes Y_{BUS} (3×3) reduzidas às barras internas de geração são obtidas através da seguinte equação, (ANDERSON, 2003):

$$Y_{BUS(n \times n)} = (Y_{nn} - Y_{nr} Y_{rr}^{-1} Y_{rn}) \quad (3.38)$$

Onde Y_{nn} , Y_{nr} , Y_{rr} e Y_{rn} são as submatrizes extraídas da matriz não reduzida de ordem $[n+r] \times [n+r]$, sendo n é o número de geradores e r o número de barras sem geração. No caso exemplo, tem-se $n = 3$ e $r = 7$.

(i) A matriz não reduzida $Y_{BUS (n+r) \times (n+r)}$ é obtida a partir da matriz admitância de barra utilizada no fluxo de potência, modificada por meio da inclusão do efeito das reatâncias transitórias dos geradores e das admitâncias das cargas. Somente os elementos da diagonal da matriz admitância de barra do fluxo de potência que possuem geradores e ou cargas são alterados. A matriz de admitância reduzida pré-falta é então obtida diretamente da equação (3.38), logo:

$$Y_{BUS (3 \times 3)} \text{ pré-falta} = \begin{bmatrix} 0,02908 - j1,65693 & 0,20872 + j1,08885 & 0,09562 + j0,50457 \\ 0,20872 + j1,08885 & 1,56051 - j4,53747 & 0,66734 + j2,99082 \\ 0,09562 + j0,50457 & 0,66734 + j2,99082 & 0,32026 - j3,70370 \end{bmatrix}$$

(ii) A matriz admitância de barra reduzida durante-falta é obtida a partir da matriz admitância de barra não reduzida modificada pela existência de um curto-circuito trifásico franco. Para isto, basta eliminar a linha e coluna correspondente à barra em curto-circuito da matriz admitância não reduzida e aplicar a equação (3.38), logo:

$$Y_{BUS (3 \times 3)} \text{ durante-Falta} = \begin{bmatrix} 0,00182 - j1,84416 & 0,03134 + j0,32703 & 0,01166 + j0,10811 \\ 0,03134 + j0,32703 & 0,56496 - j7,61431 & 0,18363 + j1,38670 \\ 0,01166 + j0,10811 & 0,18363 + j1,38670 & 0,08636 - j4,53965 \end{bmatrix}$$

(iii) A matriz admitância de barra reduzida pós-falta é obtida a partir da matriz admitância de barra não reduzida modificada pela abertura tripolar dos disjuntores associados aos terminais da linha de transmissão em que ocorre o curto-circuito trifásico. Para isto, os elementos $\bar{Y}_{ii}, \bar{Y}_{jj}, \bar{Y}_{ij}, \bar{Y}_{ji}$ da matriz admitância não reduzida pós-falta serão alterados devido à retirada dos elementos primitivos $\bar{y}_{i0}, \bar{y}_{j0}, \bar{y}_{ij}, \bar{y}_{ji}$ do modelo π equivalente da linha de transmissão. Aplicando novamente a equação (3.38), obtém-se:

$$Y_{BUS (3 \times 3)} \text{ pós-Falta} = \begin{bmatrix} 0,02902 - j1,64387 & 0,20799 + j1,07101 & 0,09567 + j0,50943 \\ 0,20799 + j1,07101 & 1,56293 - j4,51317 & 0,66698 + j2,98419 \\ 0,09567 + j0,50943 & 0,66698 + j2,98419 & 0,32030 - j3,70189 \end{bmatrix}$$

Os valores de tensões e ângulos internos δ_i são obtidos a partir das equações:

$$E_i \angle \delta'_i = a_i + jb_i = \left[V_i + \frac{Q_{Gi}}{V_i} X'_{di} \right] + j \left[\frac{P_{Gi}}{V_i} X'_{di} \right] \quad (3.39)$$

onde:

E_i = Módulo do fasor da tensão interna do gerador;

V_i = Módulo do fasor da tensão terminal do gerador obtido no fluxo de potência;

P_{Gi} = Potência ativa injetada na barra;

Q_{Gi} = Potência reativa injetada na barra;

X'_{di} = Reatância transitória de eixo direto do gerador;

$$E_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2} ; \quad (3.40)$$

$$\delta'_i = \text{tg}^{-1} \left[\frac{b_i}{a_i} \right]; \quad (3.41)$$

$$\delta_i = \theta_i + \delta'_i \text{ para } i = 1, n; \quad (3.42)$$

δ_i = ângulo interno do rotor do gerador;

θ_i = ângulo da tensão terminal do gerador.

A Tabela 3.2 apresenta os resultados do estado de operação para o sistema reduzido às barras internas de geração.

Tabela 3.2 – Dados iniciais de operação na base de 100 MVA

Barra de Geração	Reatância Transitória X'_d [p.u.]	Constante De Inércia $M \left[\frac{\text{p.u.} \cdot \text{s}^2}{\text{rad}} \right]$	Tensão Interna E [p.u.]	Ângulo Interno do Rotor δ [graus]	Potência Mecânica de Entrada [p.u.]
1	0,23333	0,01671	1,16651	22,965	0,79959
2	0,05000	0,11141	1,01037	10,669	2,30035
3	0,12000	0,04244	1,00040	9,420	0,89956

3.6.3 Simulação numérica no domínio do tempo

A simulação numérica no domínio do tempo foi realizada com o sistema reduzido às barras internas de geração através do método de Runge-Kutta de quarta ordem, seguindo os procedimentos já apresentados na seção 3.2.1. A Figura 3.9 mostra a última trajetória instável precedendo uma trajetória estável para curto-circuito na barra 6 com retirada da linha 6-7 para tempos de abertura de 600 e 500 ms, respectivamente.

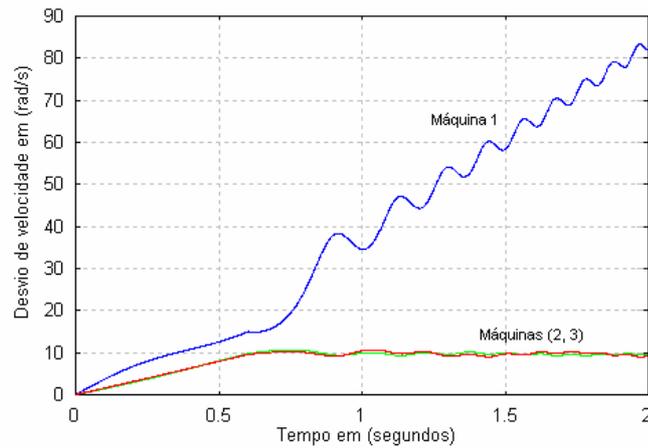


Figura 3.9 – Curto-circuito trifásico na barra 6 com abertura da linha 6-7 em 600 ms.

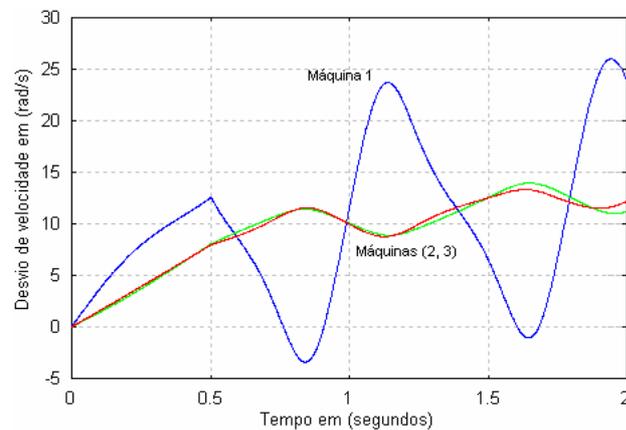


Figura 3.10 – Curto-circuito trifásico na barra 6 com abertura da linha 6-7 em 500ms.

Das equações (3.7) e (3.9), tem-se $\bar{\omega}_{ij}^{máx} = 9,63656 \text{ rad/s}$, $\bar{\omega}_{ij}^{mín} = 0,02420 \text{ rad/s}$ e $q = 0,999$, resultando em $\xi = 0,03381 \text{ rad/s}$. Observa-se, na Figura 3.9, que existe uma ótima coerência entre as máquinas 2 e 3, ficando no grupo *A* máquina 1 e no grupo *B* as máquinas (2 e 3).

3.6.4 Agrupamento de dois subsistemas coerentes

Nesta seção, será apresentada a dedução das fórmulas necessárias para realizar a redução de dois subsistemas em um único sistema equivalente. A Figura 3.11 mostra que, primeiramente o sistema original é reduzido a dois subsistemas equivalentes *A* e *B*.

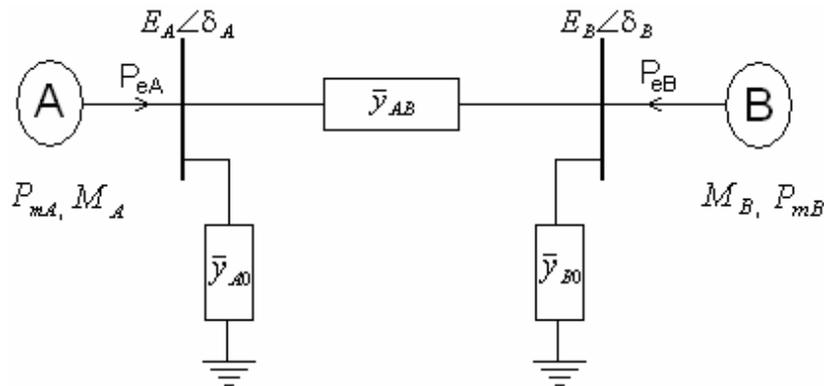


Figura 3.11 –Subsistemas equivalentes A e B.

Na Figura 3.11, define-se os seguintes parâmetros para os dois subsistemas A e B equivalentes:

E_A, E_B = Módulos dos fasores das tensões internas;

δ_A, δ_B = Ângulos internos dos rotores;

P_{eA}, P_{eB} = Potências elétricas injetadas;

P_{mA}, P_{mB} = Potências mecânicas de entrada das turbinas;

M_A, M_B = Constantes de inércia;

$\bar{y}_{AB}, \bar{y}_{A0}, \bar{y}_{B0}$ = Admitâncias primitivas resultantes do processo de redução do sistema original.

As admitâncias próprias $\bar{Y}_{AA}, \bar{Y}_{BB}$ e as admintâncias de transferências $\bar{Y}_{AB}, \bar{Y}_{BA}$ das matrizes reduzidas (2x2) antes, durante e pós-falta do sistema equivalente mostrado na Figura 3.11, são representadas pelas equações que seguem:

$$\bar{Y}_{AA} = \bar{y}_{A0} + \bar{y}_{AB} = Y_{AA} \angle \theta_{AA}; \quad (3.43)$$

$$\bar{Y}_{BB} = \bar{y}_{B0} + \bar{y}_{BA} = Y_{BB} \angle \theta_{BB}; \quad (3.44)$$

$$\bar{Y}_{AB} = -\bar{y}_{AB} = Y_{AB} \angle \theta_{AB}; \quad (3.45)$$

$$\bar{Y}_{BA} = -\bar{y}_{BA} = Y_{BA} \angle \theta_{BA}. \quad (3.46)$$

O agrupamento das máquinas 2 e 3 é feito utilizando-se as equações (3.25), (3.26), (3.27), (3.28) e (3.29). As matrizes reduzidas Y_{BUS} pré-falta, durante-falta e pós-falta (2x2) equivalentes são obtidas a partir das matrizes $Y_{BUS(3x3)}$ apresentadas na seção 3.6.2. Logo:

$$Y_{BUS(\text{pré-falta})} = \begin{bmatrix} 0,02908 - j1,65693 & 0,31426 + j1,58626 \\ 0,29248 + j1,59039 & 3.19568 - j2,24723 \end{bmatrix}$$

$$Y_{BUS(\text{durante-falta})} = \begin{bmatrix} 0,00182 - j1,84416 & 0,04522 + j0.43380 \\ 0,04055 + j0,43430 & 1,01317 - j9.31943 \end{bmatrix}$$

$$Y_{BUS(\text{reduzida pós-falta})} = \begin{bmatrix} 0.02902 - j1,64387 & 0,31369 + j1.57323 \\ 0.29170 + j1,57736 & 3.19712 - j2.23428 \end{bmatrix}$$

Os valores das tensões, ângulos, potências mecânicas e constantes de inércia para os subsistemas A e B equivalentes são mostrados na Tabela 3.3.

- Para o subsistema A, (Equações 3.30–3.33):

$$E_A = E_1;$$

$$\delta_A = \delta_1;$$

$$P_{mA} = P_{m1};$$

$$M_A = M_1.$$

- Para o subsistema B , (Equações 3.34–3.37):

$$E_B = E_2;$$

$$\delta_B = \delta_2;$$

$$P_{mB} = P_{m2} + P_{m3};$$

$$M_B = M_2 + M_3.$$

Tabela 3.3 – Dados iniciais para os dois subsistemas A e B equivalentes

E_A	δ_A	E_B	δ_B	P_{mA}	P_{mB}	M_A	M_B
p.u.	graus	p.u.	graus	p.u.	p.u.	$[\frac{\text{p.u.} \cdot \text{s}^2}{\text{rad}}]$	$[\frac{\text{p.u.} \cdot \text{s}^2}{\text{rad}}]$
1,16651	22,965	1,01037	10,669	0,79959	3,19991	0,01671	0,15385

3.6.5 Redução de dois subsistemas a um sistema Máquina-Barra Infinita

As equações de oscilação para cada subsistema A e B da Figura 3.11 são assim escritas:

$$M_A \frac{d^2 \delta_A}{dt^2} = P_{mA} - P_{eA} \quad (3.47)$$

$$M_B \frac{d^2 \delta_B}{dt^2} = P_{mB} - P_{eB} \quad (3.48)$$

Subtraindo-se (3.48) de (3.47), tem-se:

$$\frac{d^2 (\delta_A - \delta_B)}{dt^2} = \frac{(P_{mA} - P_{eA})}{M_A} - \frac{(P_{mB} - P_{eB})}{M_B} \quad (3.49)$$

Multiplicando a equação (3.49) por $\frac{M_A M_B}{M_A + M_B}$, resulta:

$$\left(\frac{M_A M_B}{M_A + M_B} \right) \frac{d^2(\delta_A - \delta_B)}{dt^2} = \left(\frac{M_B}{M_A + M_B} \right) (P_{mA} - P_{eA}) - \left(\frac{M_A}{M_A + M_B} \right) (P_{mB} - P_{eB}) \quad (3.50)$$

Ou ainda:

$$\left(\frac{M_A M_B}{M_A + M_B} \right) \frac{d^2(\delta_A - \delta_B)}{dt^2} = \left(\frac{M_B P_{mA} - M_A P_{mB}}{M_A + M_B} \right) - \left(\frac{M_B P_{eA} - M_A P_{eB}}{M_A + M_B} \right) \quad (3.51)$$

Deste modo, a equação (3.51) pode ser escrita na seguinte forma:

$$M_{eq} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_{Meq} - P_{Eq} \quad (3.52)$$

Onde:

$$\delta = \delta_A - \delta_B \quad (3.53)$$

$$M_{eq} = \frac{M_A M_B}{M_A + M_B} \quad (3.54)$$

$$P_{Meq} = \frac{M_B P_{mA} - M_A P_{mB}}{M_A + M_B} \quad (3.55)$$

$$P_{Eq} = \frac{M_B P_{eA} - M_A P_{eB}}{M_A + M_B} \quad (3.56)$$

De acordo com as equações (2.5) e (2.6), as equações de potência elétrica dos dois subsistemas A e B equivalentes são:

$$P_{eA} = E_A^2 Y_{AA} \cos \theta_{AA} + E_A E_B Y_{AB} \cos(\theta_{AB} - \delta) \quad (3.57)$$

$$P_{eB} = E_B^2 Y_{BB} \cos \theta_{BB} + E_B E_A Y_{BA} \cos(\theta_{BA} + \delta) \quad (3.58)$$

Substituindo as equações (3.57) e (3.58) em (3.56), resulta:

$$P_{Eeq} = \frac{M_B E_A^2 Y_{AA} \cos \theta_{AA} - M_A E_B^2 Y_{BB} \cos \theta_{BB}}{M_A + M_B} + \frac{E_A E_B Y_{AB} M_B \cos(\theta_{AB} - \delta)}{M_A + M_B} - \frac{E_B E_A Y_{BA} M_A \cos(\theta_{BA} + \delta)}{M_A + M_B} \quad (3.59)$$

Ou, ainda:

$$P_{Eeq} = P_C + K_1 \cos(\theta_{AB} - \delta) - K_2 \cos(\theta_{BA} + \delta) \quad (3.60)$$

Onde:

$$P_C = \frac{M_B E_A^2 Y_{AA} \cos \theta_{AA} - M_A E_B^2 Y_{BB} \cos \theta_{BB}}{M_A + M_B} \quad (3.61)$$

$$K_1 = \frac{E_A E_B Y_{AB} M_B}{M_A + M_B} \quad (3.62)$$

$$K_2 = \frac{E_B E_A Y_{BA} M_A}{M_A + M_B} \quad (3.63)$$

Os dois termos cossenoidais da equação (3.60) podem ser reduzidos a um único termo, considerando-se a variável δ como referência conforme mostra a Figura 3.12, (KIMBARK, 1948).

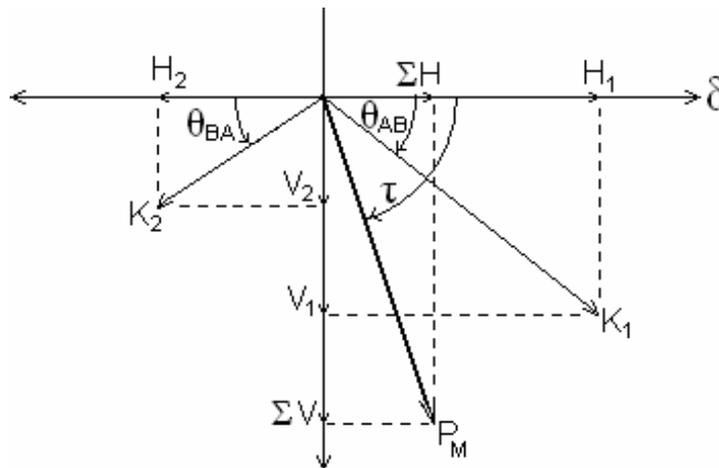


Figura 3.12 – Representação geométrica da equação (3.60)

A partir da Figura 3.12, pode-se escrever a equação (3.60) na seguinte forma:

$$P_{Eeq} = P_C + P_M \cos(\delta - \tau) \quad (3.64)$$

Em que:

$$P_M = \sqrt{\Sigma H^2 + \Sigma V^2} \quad (3.65)$$

$$-\tau = \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{\Sigma V}{\Sigma H} \right) \quad (3.66)$$

Onde:

$$\Sigma H = K_1 \cos \theta_{AB} - K_2 \cos \theta_{BA}$$

$$\Sigma V = -(K_1 \operatorname{sen} \theta_{AB} + K_2 \operatorname{sen} \theta_{BA})$$

Então como:

$$P_M^2 = \Sigma H^2 + \Sigma V^2$$

Tem-se:

$$P_M^2 = K_1^2 + K_2^2 - 2K_1K_2(\cos \theta_{AB} \cos \theta_{BA} - \operatorname{sen} \theta_{AB} \operatorname{sen} \theta_{BA})$$

$$P_M = \sqrt{K_1^2 + K_2^2 - 2K_1K_2 \cos(\theta_{AB} + \theta_{BA})} \quad (3.67)$$

Ainda, da equação (3.66) tem-se:

$$\tau = \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{K_1 \operatorname{sen} \theta_{AB} + K_2 \operatorname{sen} \theta_{BA}}{K_1 \cos \theta_{AB} - K_2 \cos \theta_{BA}} \right) \quad (3.68)$$

A equação (3.64) pode ainda ser escrita na forma:

$$P_{Eeq} = P_C + P_M \operatorname{sen}(\delta - \psi) \quad (3.69)$$

Em que:

$$\psi = \tau - 90^\circ \quad (3.70)$$

A Figura 3.13 mostra a representação gráfica genérica da equação (3.69):

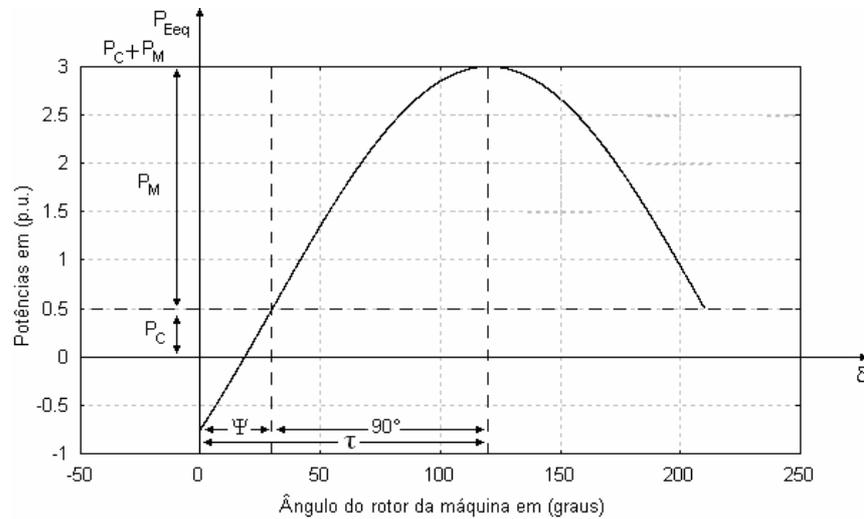


Figura 3.13 – Representação gráfica da equação de potência elétrica equivalente.

Considere, agora, uma curva de potência elétrica pós-falta genérica, como mostrado na Figura 3.14. Os ângulos pós-falta de equilíbrio estável e instável são obtidos, respectivamente, quando ocorre a intersecção da potência mecânica equivalente P_{Meq} com a potência elétrica equivalente pós-falta $P_{Eeq(pós-falta)}$.

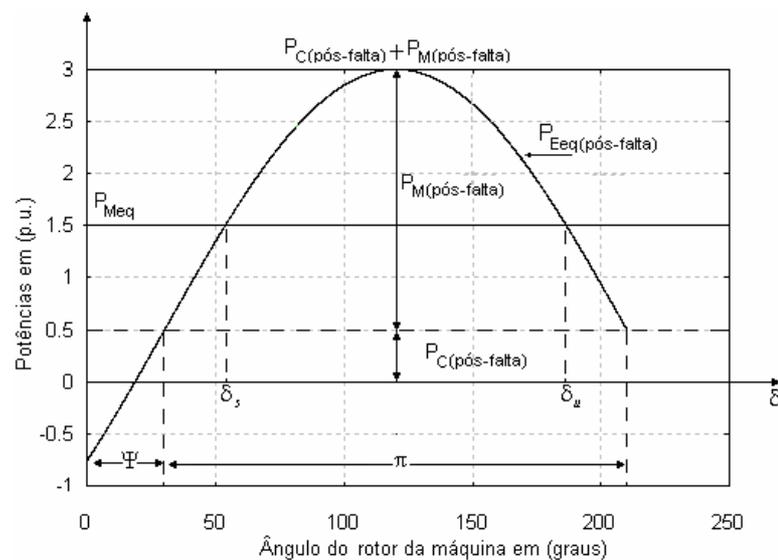


Figura 3.14- Potência elétrica equivalente no período pós-falta.

Então, na Figura 3.14 obtém-se:

$$\delta_s = \text{sen}^{-1} \left(\frac{P_{Meq} - P_{C(\text{pós-falta})}}{P_{M(\text{pós-falta})}} \right) + \Psi_{\text{pós-falta}} \quad (3.71)$$

Ainda, na Figura (3.14), verifica-se a seguinte relação entre ângulos:

$$\Psi + \pi = \delta_u + \delta_s - \Psi$$

Logo, o ângulo pós-falta de equilíbrio instável é:

$$\delta_u = \pi + 2\Psi - \delta_s \quad (3.72)$$

A equação de oscilação (3.52) pode ser reescrita como:

$$M_{eq} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{Meq} - [P_C + P_M \text{sen}(\delta - \Psi)] \quad (3.73)$$

Retomando o caso exemplo, os valores da constante de inércia e potência mecânica equivalente da equação (3.73) são obtidos usando-se as equações (3.54) e (3.55), respectivamente, ou seja:

$$M_{eq} = 0,01507 \left[\frac{\text{p.u.} \cdot \text{s}^2}{\text{rad}} \right]$$

$$P_{Meq} = 0,40775 \text{ p.u.}$$

As potências elétricas equivalentes (3.69) contidas na equação (3.73) são obtidas aplicando-se, respectivamente, as equações (3.61), (3.62), (3.63), (3.67), (3.68) e (3.70).

A Tabela 3.4 apresenta os parâmetros obtidos e utilizados para o cálculo da potência elétrica equivalente durante-falta:

Tabela 3.4 – Parâmetros para a potência elétrica durante-falta

P_C p.u.	K_I p.u.	K_2 p.u.	θ_{AB} graus	θ_{BA} graus	P_M p.u.	τ graus	Ψ graus
-0,09910	0,46359	0,05037	85,05	84,67	0,51318	85,149	- 4,851

Então, a equação de potência elétrica (3.69) para o período durante-falta fica:

$$P_{Eeq(durante-falta)} = -0,09910 + 0,51318 \text{sen}(\delta + 4,851^\circ) \quad (3.74)$$

E a equação de oscilação equivalente resultante para o período durante-falta (3.73) é:

$$0,01507 \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 0,40775 - [-0,09910 + 0,51318 \text{sen}(\delta + 4,851^\circ)] \quad (3.75)$$

A Tabela 3.5 apresenta os parâmetros obtidos e utilizados para o cálculo da potência elétrica equivalente pós-falta:

Tabela 3.5 – Parâmetros para a potência elétrica pós-falta

P_C p.u.	K_1 p.u.	K_2 p.u.	θ_{AB} graus	θ_{BA} graus	P_M p.u.	τ graus	Ψ graus
-0,28414	1,70548	0,18523	78,72	79,52	1,87877	80,818	-9,182

A equação de potência elétrica equivalente (3.69) para o período pós-falta é:

$$P_{Eeq(pós-falta)} = -0,28414 + 1,87877 \text{sen}(\delta + 9,182^\circ) \quad (3.76)$$

A equação de oscilação equivalente resultante para o período pós-falta (3.73) é:

$$0,01507 \frac{d^2 \delta}{dt^2} = 0,40775 - [-0,28414 + 1,87877 \text{sen}(\delta + 9,182^\circ)] \quad (3.77)$$

3.6.6 Cálculo do ângulo, tempo crítico e margens de segurança

A Figura 3.15 mostra as áreas acelerante e desacelerante para o caso exemplo.

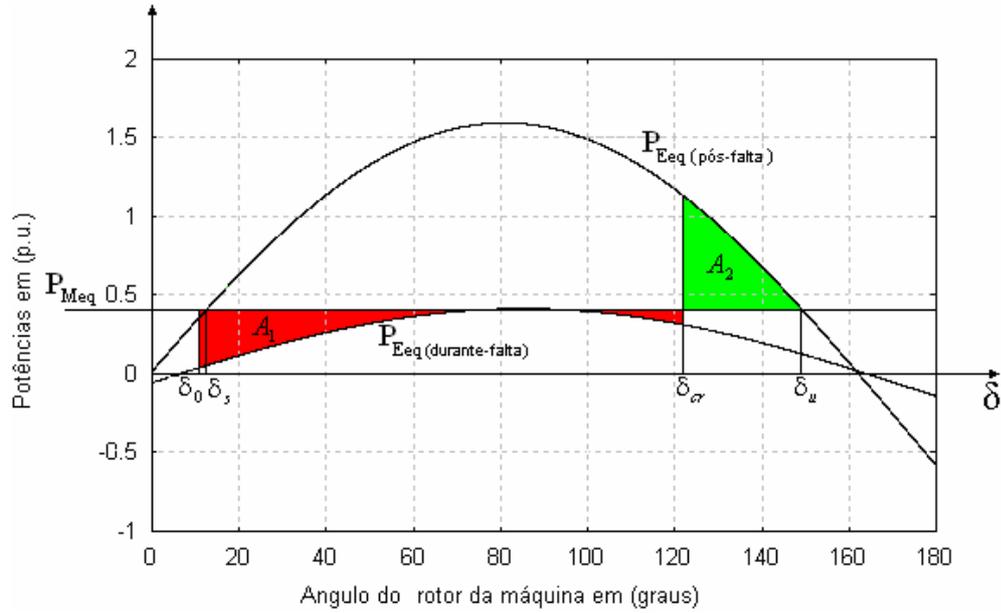


Figura 3.15 – Aplicação do Critério de Área Iguais para o caso exemplo.

Aplicando-se o CAI na Figura 3.15, na condição $A_1 = A_2$, obtém-se:

$$(\delta_u - \delta_0)P_{Meq} = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} [P_{Eq(durante-falta)}] d\delta + \int_{\delta_{cr}}^{\delta_u} [P_{Eq(pós-falta)}] d\delta \quad (3.78)$$

Os valores dos ângulos δ_0 e δ_s e δ_u são obtidos das equações (3.53), (3.71) e (3.72), respectivamente, ou seja:

$$\delta_0 = \delta_{A0} - \delta_{B0} = 12,296^\circ$$

$$\delta_s = 12,426^\circ$$

$$\delta_u = 149,209^\circ$$

Colocando-se os valores de δ_0 , δ_u , P_{Meq} , $P_{Eq(durante-falta)}$, e $P_{Eq(pós-falta)}$ calculados nas equações (3.53), (3.72), (3.55), (3.74) e (3.76) em (3.78), resulta na seguinte equação algébrica não-linear:

$$f(\delta_{cr}) = -0,51318\cos(\delta_{cr} + 4,851) + 1,87877\cos(\delta_{cr} + 9,182) + 0,18504\delta_{cr} + 0,54407 = 0 \quad (3.79)$$

Cuja derivada primeira é dada pela equação:

$$f'(\delta_{cr}) = 0,51318\text{sen}(\delta_{cr} + 4,851) - 1,87877\text{sen}(\delta_{cr} + 9,182) + 0,18504 \quad (3.80)$$

A solução da equação (3.79) pode ser encontrada aplicando-se o método iterativo para solução de equações algébricas não-lineares de Newton-Raphson, que consiste na resolução do seguinte algoritmo:

$$\delta_{cr}^{(k+1)} = \delta_{cr}^{(k)} - \frac{f(\delta_{cr}^{(k)})}{f'(\delta_{cr}^{(k)})} \quad (3.81)$$

Como estimativa inicial para a solução da equação (3.81), considera-se:

$$\delta_{cr}^{(0)} = \frac{(\delta_u - \delta_0)}{2} \quad (3.82)$$

A solução de $f(\delta_{cr})$ é geralmente encontrada com poucas iterações na equação (3.81)

A Tabela 3.6 mostra a evolução do processo de convergência do método de Newton-Raphson partindo-se de $\delta_{cr}^{(0)} = 68,4565^\circ$ dado pela equação (3.82). O ângulo crítico de abertura de $122,616^\circ$ é encontrado em 4 iterações.

Tabela 3.6 – Cálculo do ângulo crítico

$f(\delta_{cr}^{(k)})$ [p.u.]	$f'(\delta_{cr}^{(k)})$ [p.u]	$\frac{f(\delta_{cr}^{(k)})}{f'(\delta_{cr}^{(k)})}$ [p.u]	$\delta_{cr}^{(k+1)}$ [graus]
1,01993	-1,15863	0,88029	118,893
0,05445	-0,86720	0,06278	122,490
0,00176	-0,81031	0,00218	122,615
0,00000			122,616

A margem de segurança normalizada η derivada da Figura 2.6 é definida por:

$$\eta = \frac{[A_2(\delta_c) - A_1(\delta_c)]}{A_2(\delta_c)} \quad (3.83)$$

Onde:

$A_1(\delta_c)$ = Área de aceleração no instante corresponde ao ângulo de abertura δ_c ;

$A_2(\delta_c)$ = Área de desaceleração no instante corresponde ao ângulo de abertura δ_c .

A evolução das margens de segurança para o caso exemplo é mostrada na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 – Evolução das margens de segurança

Tempo [s]	Ângulo do Rotor [graus]	Área A_1 [p.u.]	Área A_2 [p.u.]	Margem η [p.u.]
0,050	13,974	0,01020	1,84108	0,99446
0,100	18,874	0,03763	1,83083	0,97945
0,150	26,612	0,07400	1,79020	0,95866
0,200	36,612	0,10931	1,69698	0,93559
0,250	48,202	0,13573	1,53966	0,91185
0,300	60,722	0,15024	1,32371	0,88650
0,350	73,635	0,15469	1,06902	0,85530
0,400	86,607	0,15395	0,80125	0,80786
0,450	99,541	0,15387	0,54387	0,71708
0,500	112,588	0,16037	0,31531	0,49139
0,510	115,241	0,16301	0,27446	0,40608
0,520	117,919	0,16623	0,23556	0,29431
0,530	120,625	0,17011	0,19876	0,14413
0,540	123,365	0,17471	0,16423	-0,06385
0,550	126,144	0,18012	0,13217	-0,36284
0,600	140,860	0,22295	0,01815	-11,28123

A Tabela 3.7 mostra que a margem de segurança torna-se negativa assim que o ângulo crítico de abertura $\delta_{cr} = 122,616^\circ$ é ultrapassado. Para este ângulo, o tempo crítico correspondente encontrado pelo método de Runge-Kutta de quarta ordem foi $t_{cr} = 0,537$ segundos.

A Tabela 3.8 mostra a síntese dos resultados obtidos pelo Método Proposto (MP) e pela Solução no Domínio do tempo (SDT) do sistema original.

Tabela 3.8 – Síntese dos resultados comparados com a SDT

NC	BCC	NL	B1	B2	GA	q	$\bar{\omega}_i^{máx}$	$\bar{\omega}_i^{mín}$	ξ	MP	SDT
1	5	12	5	7	(1), (2,3)	0,999	14,52556	0,05942	0,07388	0,376	0,37
2	8	4	4	8	(1), (2,3)	0,999	25,71879	0,00425	0,02997	0,218	0,21
3	9	8	5	9	(1), (2,3)	0,999	16,36584	0,03811	0,05444	0,401	0,40
4	10	16	6	10	(1), (2,3)	0,999	13,05033	0,01042	0,02346	0,446	0,44
5	4	10	4	6	(1), (2,3)	0,999	20,10544	0,02874	0,02874	0,270	0,27
6	6	15	6	7	(1), (2,3)	0,999	9,63656	0,02420	0,03381	0,537	0,54
7	7	13	7	9	(1), (2,3)	0,999	11,53890	0,04417	0,05566	0,388	0,38
8	5	11	5	10	(1), (2,3)	0,999	14,47899	0,05612	0,07055	0,376	0,37

Onde:

NC = Número do caso;

BCC = Barra em curto-circuito;

NL = Número da linha desligada;

B1 = Barra de origem da linha;

B2 = Barra de destino da linha;

GA = Geradores agrupados formando grupos coerentes;

q = Índice de qualidade dos grupos formados;

ξ = Tolerância admitida para a formação dos grupos de geradores;

MP = Tempo crítico de abertura obtido pelo método proposto;

STD = Tempo crítico de abertura obtido por simulação numérica no domínio do tempo.

As Figuras 3.16 e 3.17 representam as trajetórias do sistema equivalente no plano de fase ($\delta \times \omega$) e ($t \times \omega$). A consistência dos resultados pode ser verificada com o auxílio da Tabela 3.8.

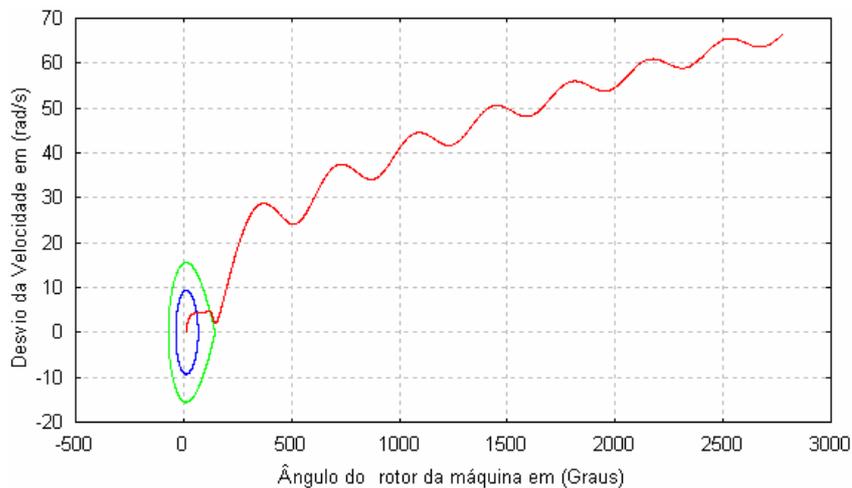


Figura 3.16 – Representação no plano de fase para o sistema Máquina-Barra Infinita para tempos de abertura de 300 ms (azul), 540 ms (verde) e 550 ms (vermelho).

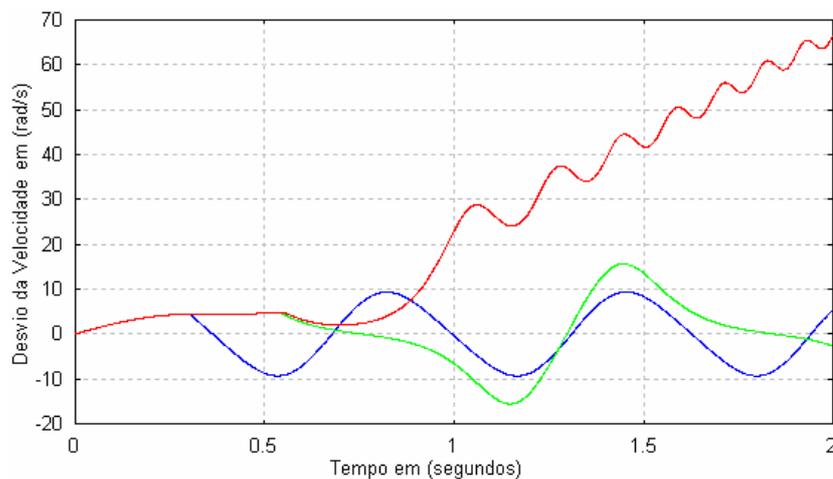


Figura 3.17 – Desvios de velocidade angular para o sistema Máquina-Barra Infinita para tempos de abertura de 300 ms (azul), 540 ms (verde) e 550 ms (vermelho).

3.7 Considerações finais

Neste capítulo, apresentou-se uma nova metodologia para identificação de geradores coerentes com aplicação em um sistema elétrico de potência real. Um algoritmo para a redução de rede e o equacionamento para o cálculo de equivalentes eletromecânicos foram também desenvolvidos. Apresentou-se um fluxograma simplificado com os principais blocos dos programas computacionais desenvolvidos. Finalmente, para uma melhor compreensão, a metodologia foi aplicada em um sistema teste com detalhamento de todas suas etapas, passando pela redução, equivalentes eletromecânicos, cálculo de tempos críticos e margens de segurança. No próximo capítulo, serão apresentados exemplos de estudos de estabilidade angular em alguns sistemas elétricos de potência, usando a metodologia desenvolvida.

4 ESTUDO DE CASOS DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR USANDO O CRITÉRIO DE AGRUPAMENTO DE GERADORES COERENTES E EQUIVALENTES ELETROMECCÂNICOS

4.1 Introdução

Neste capítulo, serão apresentados alguns casos utilizados para validar a metodologia descrita no capítulo anterior. A ordenação da severidade das contingências será feita com base nos valores das margens de segurança normalizadas. A prioridade para a análise de casos com o modelo detalhado será feita de acordo com o grau de risco que está associado aos tempos de operação das proteções principais das linhas de transmissão.

Serão realizados estudos de estabilidade transitória no sistema CIGRÉ, com 17 barras, 20 linhas de transmissão/transformadores e 7 geradores e em uma possível configuração do sistema elétrico de potência da Região sul do Brasil, com 45 barras, 73 linhas/transformadores e 10 geradores. Além disso, um sistema elétrico de 9 barras, 9 linhas e 3 geradores é utilizado para comparar o método proposto com aqueles que utilizam a função energia como função de Lyapunov. Por fim, é realizado um estudo onde é considerada a presença hipotética de geração eólica no sistema elétrico da Região Sul do Brasil.

A metodologia proposta pode ser utilizada no planejamento da expansão, da operação e na operação em tempo real como definido nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da seguinte forma:

- Planejamento da expansão: Por se tratar de estudos preliminares tendo em vista um horizonte de vários anos, muitas vezes, não há necessidade de se utilizar modelos detalhados dos componentes do sistema. Neste caso, a metodologia é bastante útil, pois centenas de casos com inúmeras topologias e parâmetros podem ser processados rapidamente e estes resultados preliminares são úteis na avaliação do impacto na estabilidade transitória.

- Planejamento da Operação: No planejamento a médio prazo, os estudos devem ser realizados considerando-se uma antecipação de um ano. Como a metodologia calcula as margens de segurança, seleciona contingências e estabelece graus de prioridade para estudo detalhado, consegue-se reduzir o número de contingências a serem examinadas com tranquilidade no tempo previsto pelos especialistas da área, favorecendo o estabelecimento de estratégias para, por exemplo, aumentar as margens de segurança da operação.

- Operação em Tempo Real: Aqui as decisões devem ser tomadas, por exemplo, 56 no máximo em 60 minutos. Neste caso, os resultados fornecidos pelo método são úteis, no entanto a análise detalhada dependerá do tamanho do sistema e do número de contingências críticas selecionadas.

4.2 Critérios de prioridade para a escolha das contingências a serem estudadas com modelo detalhado

Todos os curtos-circuitos a serem estudados ocorrem nas linhas de transmissão e serão eliminados pela abertura simultânea e definitiva dos disjuntores colocados nas extremidades destas. De modo geral, as proteções principais das linhas de alta e extra-alta tensão são feitas por meio de relés de distância com várias zonas de proteção ou um sistema de teleproteção, que utiliza canais de comunicação entre as subestações para estabelecer a lógica de abertura dos disjuntores.

4.2.1 Proteção de linhas de transmissão com relés de distância com várias zonas de proteção

A função proteção de distância (ANSI-21) mede, através de transformadores de corrente e de potencial (TCs e TP's), as relações entre tensões e correntes de um circuito protegido, ou seja, mede o valor da impedância entre o local da aplicação da proteção até o ponto em que ocorre o curto-circuito. Os principais componentes de uma função de distância são mostrados no diagrama simplificado da Figura 4.1:

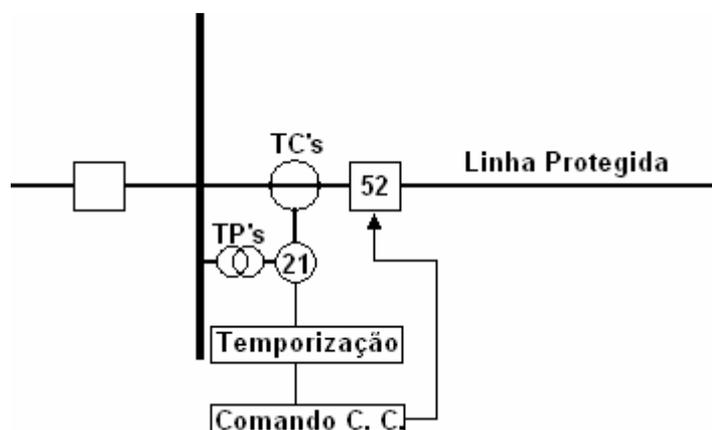


Figura 4.1 – Componentes principais de um esquema de proteção de distância.

A impedância vista pelo relés de distância é uma função direta da sua localização com respeito ao ponto em que ocorre o curto-circuito. Logo, não há influência do nível de curto-circuito no alcance de um relé ANSI-21. Os tempos de abertura dos disjuntores são obtido por temporizadores auxiliares independentes. Decorridos os respectivos tempos de ajuste, a tensão contínua é aplicada nos mecanismos de disparo dos disjuntores.

A característica operacional simplificada de uma proteção de distância numérica digital é mostrada na Figura 4.2, onde as regiões de operação são delimitadas pelas regiões internas dos polígonos restringidas também pelas retas de direcionalidade. Nesse caso, três zonas de proteção são apresentadas.

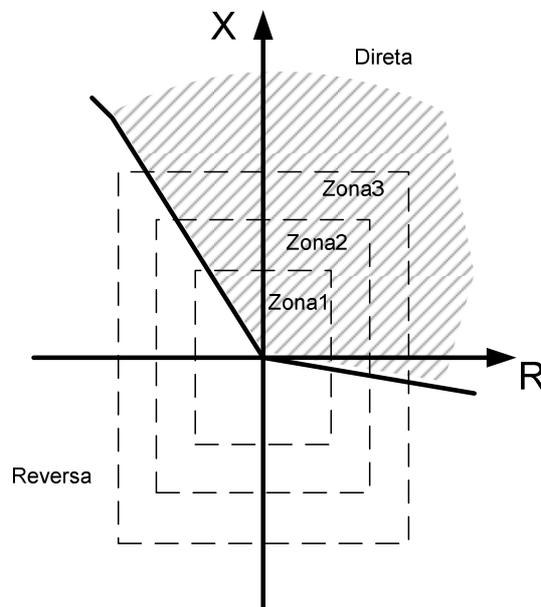


Figura 4.2 – Característica operacional de um proteção de distância digital.

Devido às imprecisões nas medidas dos TCs e TPs, bem como dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão, a proteção destas não pode ser feita com ajustes em exatos 100% do comprimento da linha. Utiliza-se, então, a proteção por zonas como mostra a Figura 4.3, eliminando-se assim um possível problema de sobrealcance ou subalcance dos relés. Em geral, ajusta-se a primeira zona em torno de 85% da linha, a segunda zona em 120% e a terceira, em 200% ou até mais.

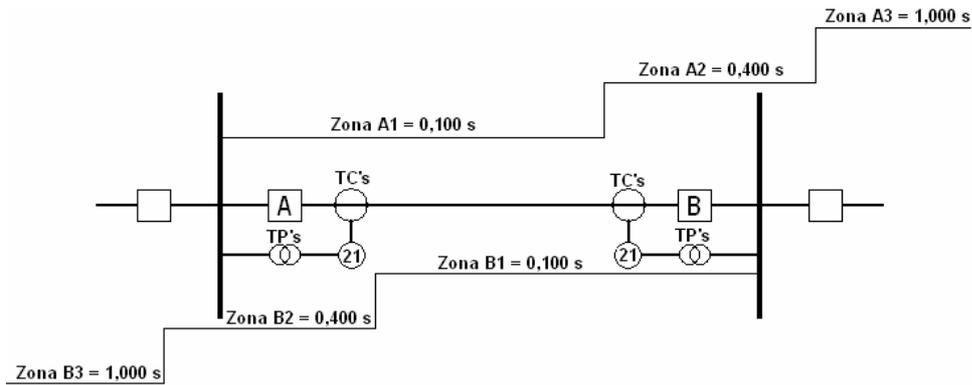


Figura 4.3 – Proteção de linhas de transmissão com relés 21-ANSI com três zonas.

De modo geral, a primeira zona de proteção é feita em alta velocidade, sem temporização intencional, resultando em um tempo total de eliminação do defeito em torno de 100 ms. O tempo de coordenação da primeira e a segunda zona fica em torno de 400 a 500 ms para relés eletromecânicos e de 250 a 300 ms para relés numéricos. O tempo de abertura para a operação da terceira zona é em geral de 1 s ou mais.

4.2.2 Proteção de linhas de transmissão por sistemas de teleproteção

Relés de distância em ambas as extremidades de uma linha, associados a um canal de comunicação para enviar e receber o sinal de bloqueio ou disparo de uma subestação para outra, formam um sistema de proteção seletivo de linhas de transmissão com uma única zona de proteção como mostra a Figura 4.4. Os principais canais de comunicação utilizados em sistemas de alta e extra-alta tensão são: Onda Portadora através dos próprios condutores da linha, Sistemas de Microondas e Cabos de Fibra Ótica.

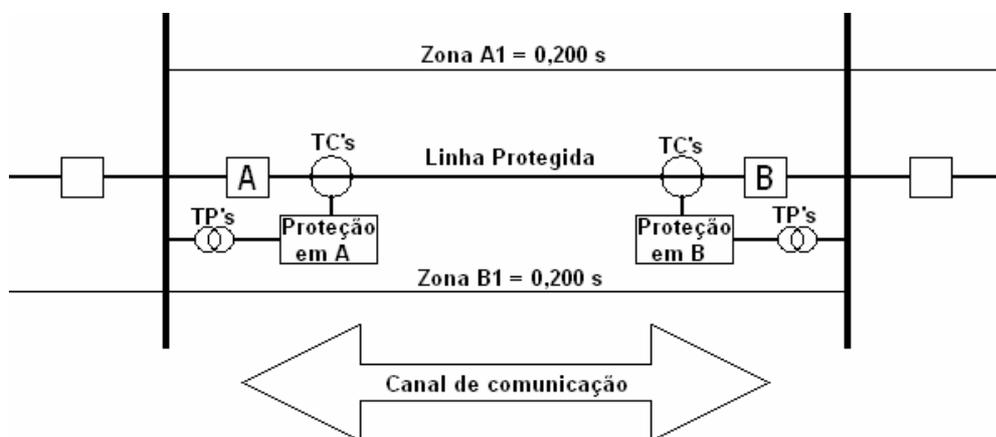


Figura 4.4 – Proteção de linhas de transmissão utilizando canal de comunicação.

De acordo com ZIEGLER (1999), os tempos envolvidos nos diversos dispositivos existentes nos sistemas de teleproteção são:

- Tempo para os relés detectarem uma falta > 10-60 ms;
- Tempo para a conversão do sinal a ser enviado > 1-5 ms;
- Recepção e decisão sobre o sinal > 6-40 ms;
- Atraso adicional devido a ruído de sinal > 0-20 ms;
- Tempo de operação dos relés auxiliares > 0-10 ms;
- Mecanismo de disparo dos disjuntores > 30-40 ms;
- Tempo de extinção de arco dos disjuntores > 10-20 ms.

Considerando os dois sistemas de proteção de linhas apresentados e objetivando-se selecionar contingências críticas com relação à estabilidade transitória, vai-se estabelecer os seguintes níveis de Prioridades para Estudos Detalhados (PED):

- PED-1 – Todas as contingências com tempo crítico de abertura calculado pelo método proposto, menor que o tempo de abertura dos disjuntores correspondente à primeira zona de relés de distância convencionais por zonas, ou aos sistemas que utilizam teleproteção: Até 0,200 s;
- PED-2 – Todas as contingências com tempo crítico de abertura calculado pelo método proposto, entre os limites de abertura dos disjuntores referente à operação da segunda zona dos relés de distância:(0,200 até 0,400 s);
- PED-3 – Todas as contingências com tempo crítico de abertura calculado pelo método proposto, superior ao tempo de abertura correspondente à operação da segunda zona dos relés de distância: Acima de 0,400 s.

4.3 Exemplo 4.1 – Sistema CIGRÉ com 7 geradores

O sistema elétrico de potência CIGRÉ é mostrado na Figura 4.5, cujos dados e parâmetros de linha encontram-se na Tabela C.5 do Apêndice C.

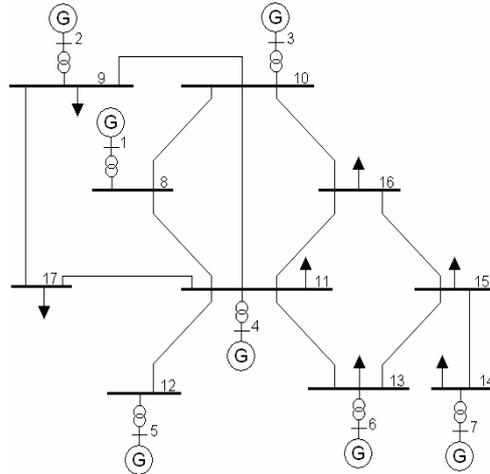


Figura 4.5 – Diagrama unifilar do sistema elétrico CIGRÉ.

O estado inicial de operação está na Tabela C.6 do Apêndice C. Os dados do sistema reduzido às barras internas de geração na base de 100 MVA são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Sistema elétrico CIGRÉ reduzido às barras internas

Barra de Geração	Reatância Transitória X'_d [p.u.]	Constante De Inércia M [$\frac{\text{p.u.} \cdot \text{s}^2}{\text{rad}}$]	Tensão Interna E [p.u.]	Ângulo Interno do Rotor δ [graus]	Potência Mecânica de Entrada [p.u.]
1	0,05	0,06021	1,09693	5,354	2,17048
2	0,08	0,04112	1,17178	-3,187	1,20054
3	0,04	0,07592	1,08716	-3,857	2,56122
4	0,02	0,09549	1,08423	1,341	3,00007
5	0,05	0,06021	1,09836	4,563	2,29969
6	0,05	0,06775	1,01116	0,373	1,59977
7	0,06	0,05682	1,05187	4,684	1,74044

Os resultados encontrados pelo método proposto e pela simulação numérica no domínio do tempo são mostrados na Tabela 4.2, onde:

NC = Número do caso;

BCC = Barra em curto-circuito;

NL = Número da linha desligada;

B1 = Barra de origem da linha;

B2 = Barra de destino da linha;

GA = Geradores agrupados formando grupos coerentes;

q = Índice de qualidade dos grupos formados;

ξ = Tolerância admitida para a formação dos grupos de geradores;

MP = Tempo crítico de abertura obtido pelo método proposto;

STD = Tempo crítico de abertura obtido por simulação numérica no domínio do tempo.

Tabela 4.2 – Resumo dos resultados para o sistema elétrico CIGRÉ

NC	BCC	NL	B1	B2	GA	q	ξ	MP	STD
1	8	9	8	11	(1), (2,3,4,5,6,7)	0,99	0,19315	0,340	0,348
2	8	8	8	10	(1), (2,3,4,5,6,7)	0,99	0,19448	0,342	0,34
3	10	10	9	10	(1,2,4,5,6,7),(3)	0,98	0,25022	0,386	0,39
4	11	16	11	16	(1,2,3,6,7),(4,5)	0,80	1,38527	0,496	0,49
5	11	17	11	17	(1,2,3,6,7),(4,5)	0,78	1,40101	0,495	0,49
6	10	13	10	16	(1,2,4,5,6,7),(3)	0,98	0,27425	0,387	0,39
7	10	12	10	11	(1,2,4,5,6,7),(3)	0,97	0,36845	0,385	0,38

As Figuras 4.6 e 4.7 apresentam os desvios de velocidade angular obtidos pela simulação numérica no domínio do tempo, utilizando-se o método de Runge-Kutta de quarta ordem para o caso NC = 1.

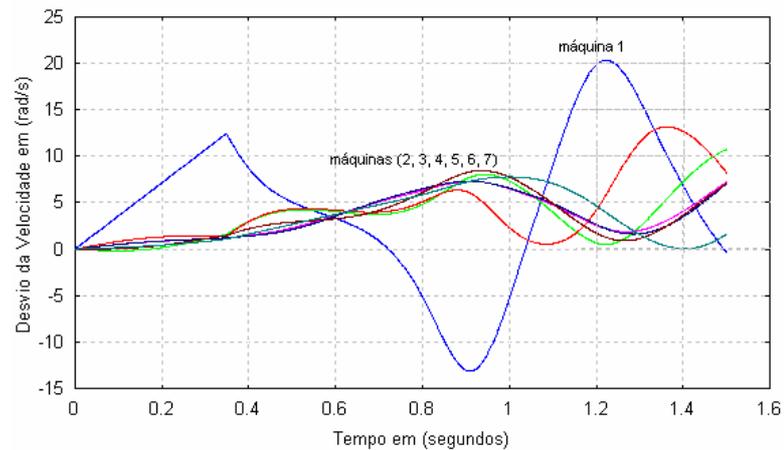


Figura 4.6 – Curto-circuito na barra 8 com abertura da linha 8-11 no tempo de 0,348 s.

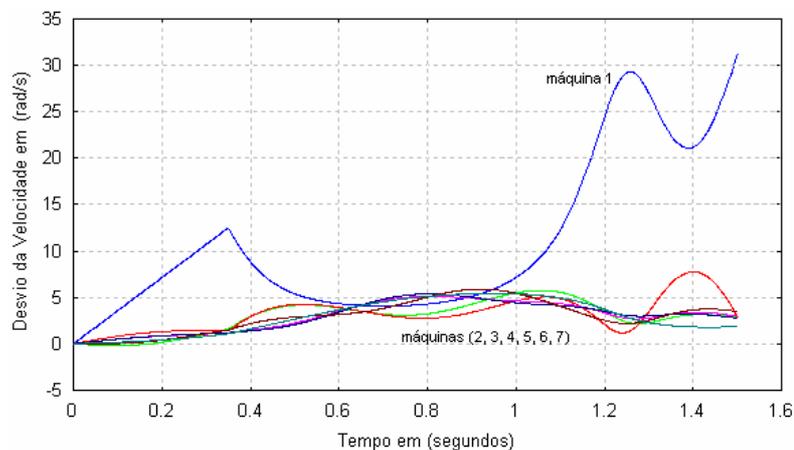


Figura 4.7 – Curto-circuito na barra 8 com abertura da linha 8-11 no tempo de 0,349 s.

4.3.1 Classificação das contingências segundo seu grau de severidade para o sistema CIGRÉ

No exemplo 4.1 apresentado, a Ordem de Severidade (OS) e as PED de cada contingência de acordo com o exposto na seção 4.2 são apresentados nas Tabelas 4.3 e 4.4. A ordem de severidade é feita com base nos seguintes critérios:

- Tabela 4.3 – Critério 1 - Neste caso, a margem de segurança normalizada de cada contingência (M1) é calculada considerando o tempo de abertura dos disjuntores de 100 ms, ou seja, associada à operação da primeira zona dos relés de distância convencionais.

Tabela 4.3 – Ordenação segundo a Ordem de Severidade: Critério 1

NC	OS	BCC	NL	B1	B2	M1	MP	SDT	PED
1	1	8	9	8	11	0,97499	0,340	0,348	2
2	2	8	8	8	10	0,97727	0,342	0,34	2
7	3	10	12	10	11	0,98543	0,385	0,38	2
3	4	10	10	9	10	0,98589	0,386	0,39	2
6	5	10	13	10	16	0,98627	0,387	0,39	2
5	6	11	17	11	17	0,99403	0,495	0,49	3
4	7	11	16	11	16	0,99429	0,496	0,49	3

- Tabela 4.4 - Critério 2. Neste caso, a margem de segurança normalizada de cada contingência (M2) é calculada considerando o tempo de abertura dos disjuntores de 200 ms, ou seja, associada à operação de sistemas de proteção de linhas por teleproteção, que utilizam canais de comunicação entre as subestações.

Tabela 4.4 – Ordenação segundo a Ordem de Severidade: Critério 2

NC	OS	BCC	NL	B1	B2	M2	MP	SDT	PED
1	1	8	9	8	11	0,88926	0,340	0,348	2
2	2	8	8	8	10	0,89808	0,342	0,34	2
7	3	10	12	10	11	0,93685	0,385	0,38	2
3	4	10	10	9	10	0,93895	0,386	0,39	2
6	5	10	13	10	16	0,94075	0,387	0,39	2
5	6	11	17	11	17	0,97534	0,495	0,49	3
4	7	11	16	11	16	0,97636	0,496	0,49	3

Com relação às Tabelas 4.3 e 4.4, observa-se que os critérios 1 e 2 não alteram a ordem de severidade. Com relação à prioridade para estudo detalhado, por se tratar de um sistema com carga média, não foi encontrada nenhuma contingência com PED-1.

4.4 Exemplo 4.2 – Sistema da Região Sul do Brasil

Os resultados para o sistema elétrico de potência real da Região Sul do Brasil com 10 geradores, 45 barras e 73 linhas de transmissão/transformadores já apresentado no Capítulo 3, são mostrados na Tabelas 4.5.

Tabela 4.5 – Resumo dos resultados no sistema da Região Sul do Brasil – 45 Barras

NC	BCC	NL	B1	B2	GA	q	ξ	MP	SDT
1	18	30	18	19	(1,2,3,5,6,7,8,9,10),(4)	0,90	0,26625	0,090	0,093
2	18	28	16	18	(1,2,3,5,6,7,8,9,10),(4)	0,98	0,21975	0,126	0,12
3	18	32	18	44	(1,2,3,5,6,7,8,9,10),(4)	0,93	0,71709	0,128	0,13
4	18	29	17	18	(1,2,3,5,6,7,8,9,10),(4)	0,98	0,21852	0,127	0,12
5	33	56	32	33	(1,2,3,4,5,7,8,9,10),(6)	0,97	0,30219	0,327	0,36
6	33	14	11	33	(1,2,3,4,5,7,8,9,10),(6)	0,96	0,25635	0,321	0,34
7	33	57	33	36	(1,2,3,4,5,7,8,9,10),(6)	0,96	0,31136	0,276	0,28
8	39	66	39	40	(1,2,3,4,5,6,7,8,9),(10)	0,95	0,38669	0,159	0,16
9	39	26	15	39	(1,2,3,4,5,6,7,8,9),(10)	0,98	0,09473	0,195	0,19
10	25	13	11	25	(1,2,3,4,5,6,10),(7,8,9)	0,93	0,51279	(*)	0,401

As Figuras 4.8 e 4.9 mostram os desvios de velocidade obtidos pela simulação numérica no domínio do tempo obtido pelo método de Runge-Kutta de 4ª ordem para o caso NC = 1.

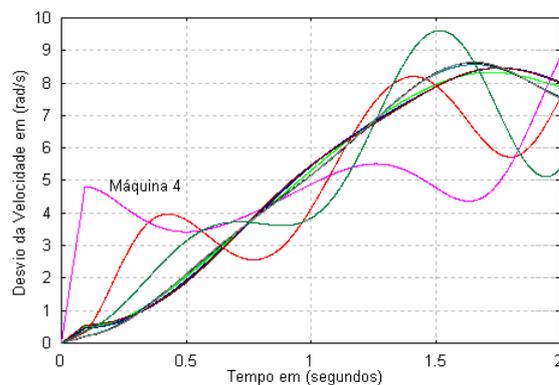


Figura 4.8 – Curto-circuito na barra 18 com abertura da linha 18-19 no tempo de 0,093 s.

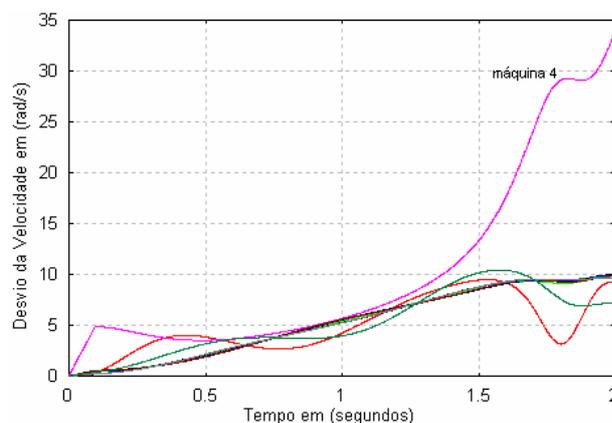


Figura 4.9 – Curto-circuito na barra 18 com abertura da linha 18-19 no tempo de 0,094 s

No caso NC=10 assinalado por (*) na Tabela 4.3, não foi possível identificar dois grupos de máquinas coerentes, devido à natureza complexa do modo de oscilação apresentado. Analisando as Figura 4.10 e 4.11, à primeira vista pode-se concluir que a perda de sincronismo ocorre a partir de 1,5 segundos, pela separação das máquinas (7, 8 e 9) com relação às máquinas (1, 2, 3, 4, 5, 6 e 10).

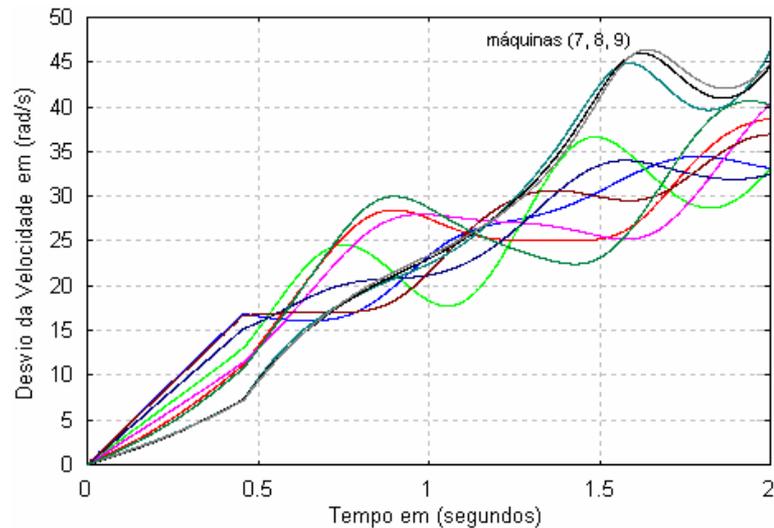


Figura 4.10 – Curto-circuito trifásico na barra 25 com abertura da linha 11-25 no tempo de abertura de 0,456 segundos.

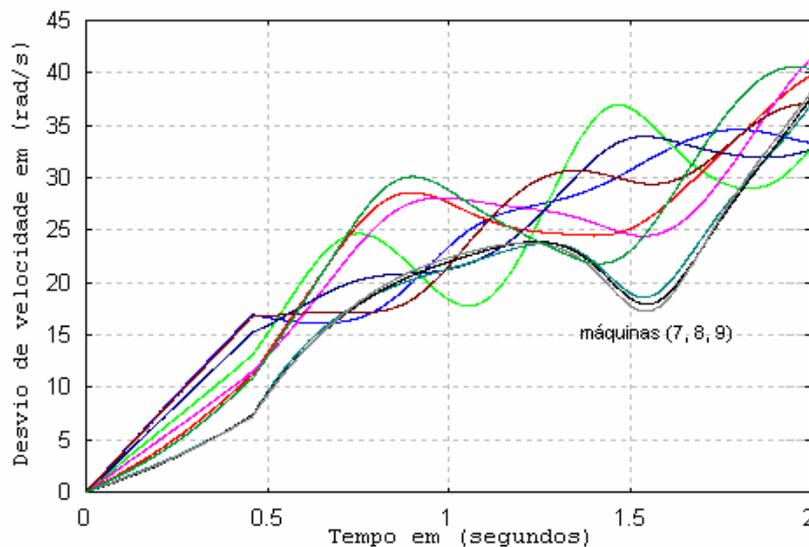


Figura 4.11 – Curto-circuito trifásico na barra 25 com abertura da linha 11-25 no tempo de abertura de 0,457 s.

Entretanto, aumentando o tempo de simulação para 4 segundos, o tempo crítico encontrado foi de 0,401 segundos, com a máquina 4 saindo de sincronismo com relação às máquinas (1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9 e 10) como mostram as Figuras 4.12 e 4.13.

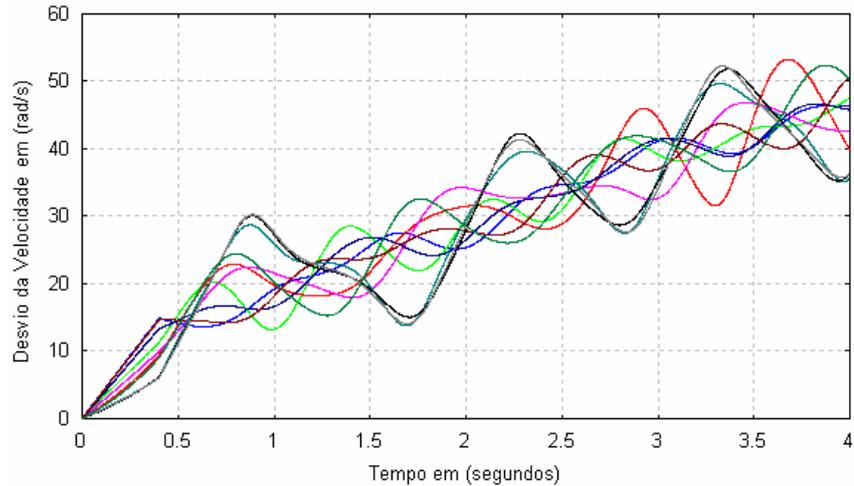


Figura 4.12 – Curto-circuito trifásico na barra 25 com abertura da linha 11-24 no tempo de abertura de 0,401 segundos.

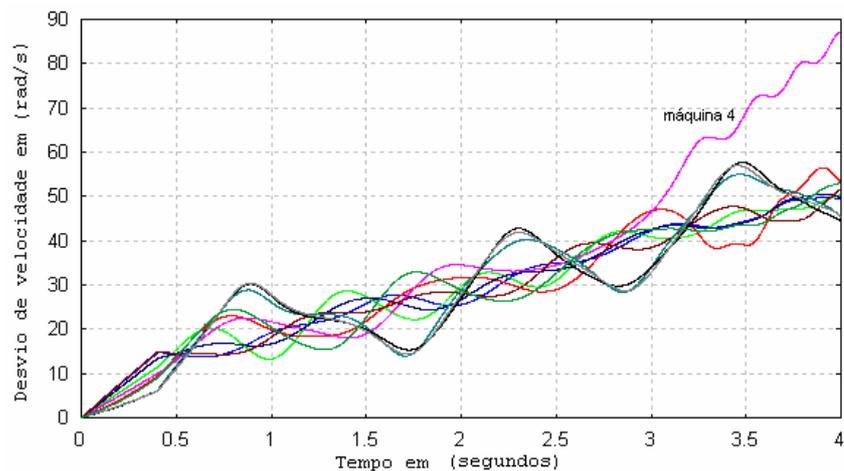


Figura 4.13- Curto-circuito trifásico na barra 25 com abertura da linha 11-24 no tempo de abertura de 0,402 s.

A Figura 4.13 mostra que, em sistemas multimáquinas, a perda de sincronismo pode ocorrer bem além da primeira oscilação. Nesse caso, o evento deve ser examinado com atenção através da simulação numérica no domínio do tempo no sistema original. Oscilações complexas não são comuns em sistemas com poucas máquinas, sendo mais frequentes em grandes sistemas elétricos nos quais as formações de vários grupos podem ocorrer. Nesses casos, a redução da rede pode ser feita aplicando-se a metodologia apresentada na seção 3.2. Obviamente, com mais de dois grupos não é possível aplicar o CAI. Entretanto, cada grupo pode ser representado por uma máquina equivalente, e os tempos críticos podem ser encontrados pela solução numérica de um menor número de equações. Com isso, o tempo de simulação pode ser reduzido de maneira significativa.

4.4.1 Classificação das contingências segundo seu grau de severidade para o sistema da Região Sul do Brasil

As Tabelas 4.6 e 4.7 apresentam a OS e a PED pelos critérios 1 e 2, respectivamente:

Tabela 4.6 – Ordenação segundo a Ordem de Severidade: Critério 1

NC	OS	BCC	NL	B1	B2	M1	MP	SDT	PED
1	1	18	30	18	19	-0,23184	0,090	0,093	1
2	2	18	28	16	18	0,40980	0,126	0,12	1
4	3	18	29	17	18	0,41699	0,127	0,13	1
3	4	18	32	18	44	0,43089	0,128	0,12	1
8	5	39	66	39	40	0,62370	0,159	0,16	1
9	6	39	26	15	39	0,79770	0,195	0,19	1
7	7	33	57	33	36	0,92451	0,276	0,28	2
6	8	33	14	11	33	0,95596	0,321	0,34	2
5	9	33	56	32	33	0,95754	0,327	0,36	2
10	10	25	13	11	25	0,98597	(*)	0,401	3

Tabela 4.7 – Ordenação segundo a Ordem de Severidade: Critério 2

NC	OS	BCC	NL	B1	B2	M2	MP	SDT	PED
1	1	18	30	18	19	-10,35584	0,090	0,093	1
2	2	18	28	16	18	-3,57933	0,126	0,12	1
3	3	18	32	18	44	-3,54448	0,128	0,13	1
4	4	18	29	17	18	-3,50838	0,127	0,12	1
8	5	39	66	39	40	-0,81403	0,159	0,16	1
9	6	39	26	15	39	-0,06899	0,195	0,19	1
7	7	33	57	33	36	0,65254	0,276	0,28	2
6	8	33	14	11	33	0,80693	0,321	0,34	2
5	9	33	56	32	33	0,81668	0,327	0,36	2
10	10	25	13	11	25	0,94770	(*)	0,401	3

Por meio das Tabelas 4.6 e 4.7, pode-se verificar a ordem de severidade estabelecida pelas margens de segurança considerando os critérios 1 e 2 e que somente as contingências 3 e 4 mudaram de posição. Por se tratar de um sistema com carga pesada, 6 contingências foram classificadas como PED-1. O caso NC = 10 (*) foi classificado como PED-3 com base na simulação numérica no domínio do tempo.

4.5 Comparação com o método direto de Lyapunov

O método proposto será agora comparado com os resultados obtidos nos métodos que empregam o conceito de função energia como função de Lyapunov. Bons resultados foram obtidos por KAKIMOTO et al. (1980) e DECKER (1984) ao empregar o conceito de Superfície Limite de Energia Potencial (PEBS). A Metodologia que encontra os Pontos de

Equilíbrio Instáveis de Controle (BCU) apresentado por CHIANG (1994 e 1995) mostrou muita eficiência e aprimorou os conceitos apresentados por PRABHAKARA & EL-ABIAD (1975) e as aplicações em MARIOTTO (1981), que calculavam os pontos de equilíbrio instáveis mais próximos.

Muitos trabalhos são encontrados na literatura, que visam obter melhores funções de Lyapunov para melhorar ainda mais os resultados encontrados para os tempos críticos de abertura, especialmente nas situações em que o sistema está operando sob condições críticas de carga. Como as funções energia são construídas tomando como base cargas modeladas por impedância constante e um modelo reduzido de rede, as condutâncias envolvidas são em geral significativas e não podem ser desconsideradas. Não existe ainda um método totalmente adequado para encontrar funções energia que leve em conta o efeito das condutâncias das linhas de transmissão e cargas. As funções até agora usadas que levam em conta parcialmente este efeito são apresentadas em BRETAS & ALBERTO (2003) e DHOLE & KHEDKAR (2005). De qualquer modo, os resultados obtidos até agora por meio destes métodos são promissores.

Uma nova função energia de Lyapunov (AEF) apresentada por DHOLE & KHEDKAR (2005) mostrou resultados consistentes e será utilizada como referência na comparação com os resultados obtidos pelo Método Proposto (MP) neste trabalho.

Para fins de comparação, será utilizado o sistema elétrico de potência da Figura 4.14, o qual é composto por 3 geradores e 9 barras (ANDERSON, 2003). Os dados e parâmetros de linha e estado inicial de operação estão nas Tabelas C.7 e C.8 do Apêndice C.

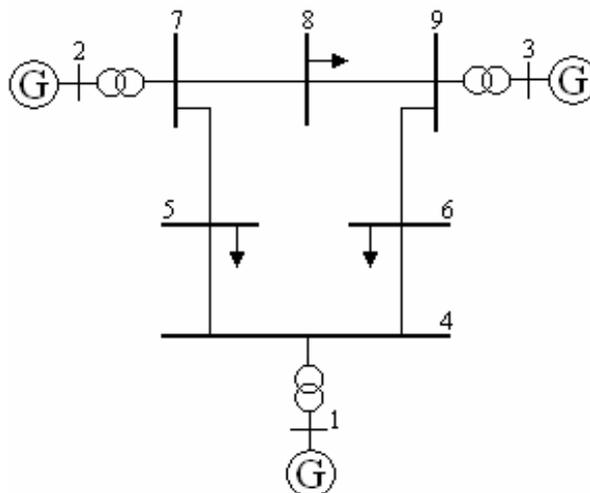


Figura 4.14 – Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência com 3 geradores e 9 barras.

Os dados do sistema reduzido às barras de geração na base de 100 MVA estão na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Sistema com 3 geradores reduzido às barras de geração

Barra de Geração	Reatância Transitória X'_d [p.u.]	Constante De Inércia M [$\frac{\text{p.u.} \cdot \text{s}^2}{\text{rad}}$]	Tensão Interna E [p.u.]	Ângulo Interno do Rotor δ [graus]	Potência Mecânica de Entrada [p.u.]
1	0.0608	0.12541	1.05664	2.270	0.71571
2	0.1198	0.03395	1.05020	19.732	1.62982
3	0.1813	0.01597	1.01697	13.162	0.84956

4.5.1 Resultados obtidos pelo Método Proposto e pela Simulação no Domínio do Tempo

Foram simulados curtos-circuitos trifásicos em todas as barras do sistema. Os resultados obtidos com o Método Proposto e a SDT estão na Tabela 4.9, onde $\bar{\omega}_{ij}^{max}$, $\bar{\omega}_{ij}^{min}$ são os máximos e mínimos desvios de velocidade angular encontrados entre os geradores, respectivamente.

Tabela 4.9 – Resultados comparativos do Método Proposto e a SDT

NC	BCC	NL	B1	B2	GA	q	$\bar{\omega}_i^{max}$	$\bar{\omega}_i^{min}$	ξ	MP	SDT
1	4	8	4	5	(1), (2,3)	0,999	12,65262	0,31697	0,32890	0,314	0,320
2	5	8	5	4	(1), (2,3)	0,999	9,13495	0,19812	0,20706	0,410	0,408
3	4	9	4	6	(1), (2,3)	0,999	13,38723	0,05703	0,07036	0,310	0,312
4	6	9	6	4	(1), (2,3)	0,999	7,65086	0,23705	0,24447	0,456	0,453
5	5	6	5	7	(1), (2,3)	0,999	9,31937	0,12709	0,13628	0,329	0,320
6	7	6	7	5	(1), (2,3)	0,999	10,51507	1,48604	1,49507	0,185	0,163
7	6	7	6	9	(1), (2,3)	0,999	3,72478	0,24999	0,25347	0,394	0,392
8	9	7	9	6	(1), (2,3)	0,999	15,19143	1,34121	1,35506	0,237	0,216
9	7	4	7	8	(2),(1,3)	0,999	12,99974	0,68831	0,70063	0,185	0,183
10	8	4	8	7	(2),(1,3)	0,999	9,61945	0,94492	0,95359	0,286	0,276
11	8	5	8	9	(2),(1,3)	0,999	11,56891	0,90947	0,92013	0,317	0,305
12	9	5	9	8	(3),(1,2)	0,999	21,74969	0,24861	0,27011	0,244	0,237

4.5.2 Resultados comparativos com os métodos que empregam o conceito de função energia como função de Lyapunov

Os resultados comparativos do método proposto com três métodos diretos que utilizam a função energia como função de Lyapunov são mostrados na Tabela 4.10, onde:

PEBS = Potential Energy Boundary Surface;

BCU = Boundary Controlling Unstable Equilibrium Point;

AEF = Antigen Energy Function;

MP = Método proposto;

SDT = Simulação no Domínio do Tempo.

Tabela 4.10 – Método Proposto e os Métodos Diretos de Lyapunov

NC	BCC	NL	B1	B2	PEBS	BCU	AEF	MP	SDT
1	4	8	4	5	0.325	0.322	0.325	0.314	0.320
2	5	8	5	4	0.430	0.440	0.429	0.410	0.408
3	4	9	4	6	0.322	0.319	0.322	0.310	0.312
4	6	9	6	4	0.475	0.464	0.475	0.456	0.453
5	5	6	5	7	0.344	0.354	0.344	0.329	0.320
6	7	6	7	5	0.191	0.198	0.173	0.185	0.163
7	6	7	6	9	0.410	0.403	0.410	0.394	0.392
8	9	7	9	6	0.249	0.242	0.240	0.237	0.216
9	7	4	7	8	0.204	0.153	0.195	0.185	0.183
10	8	4	8	7	0.319	0.373	0.318	0.286	0.276
11	8	5	8	9	0.329	0.353	0.329	0.317	0.305
12	9	5	9	8	0.245	0.264	0.244	0.244	0.237

A Tabela 4.10 mostra que o Método Proposto apresenta resultados muito consistentes, quando comparados com os resultados obtidos por simulação numérica. Com relação aos métodos diretos que empregam a função energia como função de Lyapunov, observa-se que, na maioria dos casos, os resultados obtidos pelo Método Proposto foram mais precisos.

4.5.3 Classificação das contingências pelo seu grau de severidade para o sistema com 3 geradores

A Tabela 4.11 mostra a ordem de severidade pelo critério 1.

Tabela 4.11 – Ordem de Severidade pelo Critério 1

NC	OS	BCC	NL	B1	B2	M1	MP	SDT	PED
6	1	7	6	7	5	0,69258	0,185	0,163	1
9	2	7	4	7	8	0,75984	0,185	0,183	1
8	3	9	7	9	6	0,82786	0,237	0,216	2
10	4	8	4	8	7	0,89313	0,286	0,276	2
5	5	5	6	5	7	0,89421	0,329	0,320	2
12	6	9	5	9	8	0,92119	0,244	0,237	2
7	7	6	7	6	9	0,93509	0,394	0,392	2
11	8	8	5	8	9	0,93558	0,317	0,305	2
3	9	4	9	4	6	0,94915	0,310	0,312	2
1	10	4	8	4	5	0,94979	0,314	0,320	2
2	11	5	8	5	4	0,95919	0,410	0,408	3
4	12	6	9	6	4	0,96731	0,456	0,453	3

A Tabela 4.12 mostra a ordem de severidade pelo critério 2.

Tabela 4.12 – Ordem de Severidade pelo Critério 2

NC	OS	BCC	NL	B1	B2	M2	MP	SDT	PED
9	1	7	4	7	8	-0,29944	0,185	0,183	1
6	2	7	6	7	5	-0,21343	0,185	0,163	1
8	3	9	7	9	6	0,35809	0,237	0,216	2
12	4	9	5	9	8	0,57670	0,244	0,237	2
10	5	8	4	8	7	0,62165	0,286	0,276	2
5	6	5	6	5	7	0,66158	0,329	0,320	2
11	7	8	5	8	9	0,75439	0,317	0,305	2
3	8	4	9	4	6	0,77144	0,310	0,312	2
1	9	4	8	4	5	0,77717	0,314	0,320	2
7	10	6	7	6	9	0,78901	0,394	0,392	2
2	11	5	8	5	4	0,85547	0,410	0,408	3
4	12	6	9	6	4	0,88738	0,456	0,453	3

Nesse caso, a ordem de severidade determinada pelos critérios 1 e 2 foi bastante alterada. No entanto a prioridade para estudo detalhado foi mantida. Cabe ressaltar que a ordem de severidade determinada pelo método proposto usando modelo clássico simplificado, poderá sofrer alterações quando da análise com modelo detalhado.

4.6 Exemplo de estabilidade angular em sistemas reais com a presença de geração eólica

Nos últimos anos, as fontes renováveis de energia, especialmente a eólica, tiveram um considerável desenvolvimento. No seu último boletim, a WWEA, “World Wind Energy Association”, anunciou uma modificação nas estimativas e prevê que até o final de 2010 pode-se atingir mundialmente uma potência eólica instalada de 160 GW. O impacto da geração distribuída nos sistemas de transmissão e distribuição tem sido um assunto de interesse das concessionárias de energia e motivo de intensa pesquisa (NUNES et al., 2004; EPING et al., 2005). Entre os vários aspectos envolvidos, a estabilidade angular tem recebido especial atenção. Em muitos países da Europa, nos Estados Unidos, Canadá, Austrália bem como no Brasil, são exigidos estudos de impacto de fazendas eólicas na estabilidade transitória.

Devido à natureza estocástica do vento, a energia capturada por turbinas eólicas varia de maneira randômica. Para reduzir-se a qualidade de energia fornecida e para limitar esforços mecânicos, muitos fabricantes de turbinas eólicas adotam o conceito de velocidade variável de modo que a frequência constante do sistema elétrico de potência a ser conectado seja isolada da frequência dos geradores eólicos por conversores estáticos (CA-CC-CA).

Uma revisão na literatura mostra que a maioria dos trabalhos publicados sobre geração eólica trata do comportamento dinâmico destes geradores perante a simulação de curtos-

circuitos no ponto comum de conexão (PCC), ou próximo deste. Normalmente esses estudos visam prever problemas de afundamento de tensão que possam desconectar a usina eólica do sistema. Tais estudos são conhecidos como “Low Voltage Ride Through Capability” (LVRT) de turbinas eólicas.

Poucos são os trabalhos que examinam a influência das fazendas eólicas nas margens de estabilidade transitória do sistema de transmissão. Sistemas que possuem um alto grau de penetração de geração eólica necessitam de uma reserva girante adicional que deve ser provida pelos geradores convencionais. Esta reserva deve estar pronta e sincronizada à rede para entrar em operação em no máximo 10 minutos na eventual perda de geração eólica. De acordo com a BWEA, “British Wind Energy Association”, altos níveis de penetração eólica podem aumentar os níveis de reserva girante, já que o fator de carga de uma fazenda eólica fica em torno de 30%. Um estudo realizado pela CEGB, “Central Electricity Generating Board”, estimou que fontes intermitentes de energia deveriam suprir mais de 20% da demanda máxima na Inglaterra e País de Gales. Esta reserva girante adiciona inércia ao sistema e tem significativa influência nos tempos críticos de abertura.

Seguindo-se esta tendência, deseja-se analisar o impacto na estabilidade angular do sistema de potência e, para tanto, os curtos-circuitos serão simulados nas proximidades das usinas convencionais. Com curtos-circuitos eletricamente distantes do PCC, as correntes e tensões durante a perturbação não chegam a sofrer alterações significativas neste ponto, permanecendo as eólicas conectadas. Turbinas eólicas de velocidade variável não perdem o sincronismo com relação ao PCC, com curtos-circuitos ocorrendo em pontos distantes a este. Isso porque possuem um mecanismo de controle chamado PLL, “Phase Locked Loop”, que mantém o sincronismo entre a tensão da rede no lado AC do conversor e o PCC, mesmo com oscilações de tensão.

Atualmente, em grandes fazendas eólicas, as turbinas de velocidade variáveis mais usadas são as que utilizam o DFIG, “Double Fed Induction Generators” e o DDSG, “Direct-Drive Synchronous Generators”. Em alguns países, esta última é muito utilizada, e no Brasil, o maior parque eólico em operação, em Osório-RS que tem 3 fazendas de 50 MW cada, totalizando 150 MW, utiliza esta tecnologia. A Figura 4.15 mostra os principais blocos do conceito de turbina eólica utilizando geradores síncronos com grande número de pólos cujos conversores devem ser dimensionados para potência em torno de 1,3 p.u. O rotor e gerador estão no mesmo eixo, dispensando a caixa de engrenagem. Os geradores precisam ter um grande número de pólos para que possam operar com baixa velocidade.

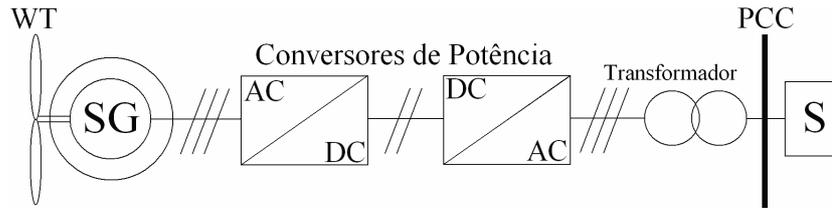


Figura 4.15 – Turbina eólica com gerador síncrono diretamente conectado.

Como não existe interação entre a frequência do sistema de transmissão e a frequência dos geradores eólicos de velocidade variável, os estudos de estabilidade transitória podem ser feitos modelando fazendas eólicas como barras $P-Q$.

Existe uma forte e sensível relação entre a potência elétrica ativa de saída dos geradores e a posição angular dos seus rotores. Para mostrar esse efeito, as fazendas eólicas serão diretamente ligadas às barras de carga, operando com fator de potência unitário. Este modo de operação é muito comum em turbinas de velocidade variável e afetará diretamente a potência elétrica dos geradores convencionais.

Em uma possível configuração do sistema elétrico de potência da Região Sul do Brasil, considera-se um carregamento total de 6648 MW, aqui designado por Cenário I. Considera-se também para o mesmo carregamento a inserção local de 1300 MW de geração eólica, aqui designado por Cenário II. Para isso, admitiram-se hipoteticamente 9 fazendas eólicas representadas por turbinas de velocidade variável, com geradores síncronos ligados à rede através de conversores nas barras 20, 21, 22, 23, 24, 27, 37, 38 e 40, como mostra a Figura 4.16. O sistema reduzido às barras de geração para os Cenários I e II pode ser encontrado, respectivamente, em (MARIOTTO & PINHEIRO, 2006) e (MARIOTTO et al., 2007). Os resultados estão apresentados nas Tabelas 4.13, 4.14 e 4.15.

Tabela 4.13 – Tempos críticos - MP e SDT: Cenário I

NC	BCC	NL	B1	B2	MP	SDT	PED
1	18	30	18	19	0,090	0,093	1
2	18	28	16	18	0,126	0,12	1
3	18	32	18	44	0,128	0,13	1
4	18	29	17	18	0,127	0,12	1
5	33	56	32	33	0,327	0,36	2
6	33	14	11	33	0,321	0,34	2
7	33	57	33	36	0,276	0,28	2
8	39	66	39	40	0,159	0,16	1
9	39	26	15	39	0,195	0,19	1
10	25	13	11	25	(*)	0,401	3

Tabela 4.14 – Tempos críticos - MP e SDT: Cenário II

NC	BCC	NL	B1	B2	MP	SDT	PDE
1	18	30	18	19	0.176	0.18	1
2	18	28	16	18	0.203	0.20	2
3	18	32	18	44	0.203	0.20	2
4	18	29	17	18	0.204	0.20	2
5	33	56	32	33	0.388	0.41	2
6	33	14	11	33	0.387	0.40	2
7	33	57	33	36	0.354	0.35	2
8	39	66	39	40	0.241	0.25	2
9	39	26	15	39	0.276	0.27	2
10	25	13	11	25	(*)	0.51	3

A Tabela 4.15 mostra as margens de segurança para os dois cenários considerando um curto-circuito trifásico na barra 18, em Salto Osório, com abertura da linha de transmissão 18-19, Salto Osório à Foz da Areia. O caso NC = 10 (*) novamente foi classificado como PED-3 com base na simulação numérica no domínio do tempo.

Tabela 4.15- Margens de Segurança: Cenário I e II

Tempo em [s]	Margem em p.u. Cenário I	Margem em p.u. Cenário II
0.020	0.94852	0.98898
0.040	0.79716	0.95600
0.060	0.55198	0.90118
0.080	0.21389	0.82417
0.100	-0.23184	0.72345
0.120	-0.82975	0.59533
0.140	-1.68095	0.43232
0.160	-3.00963	0.22066

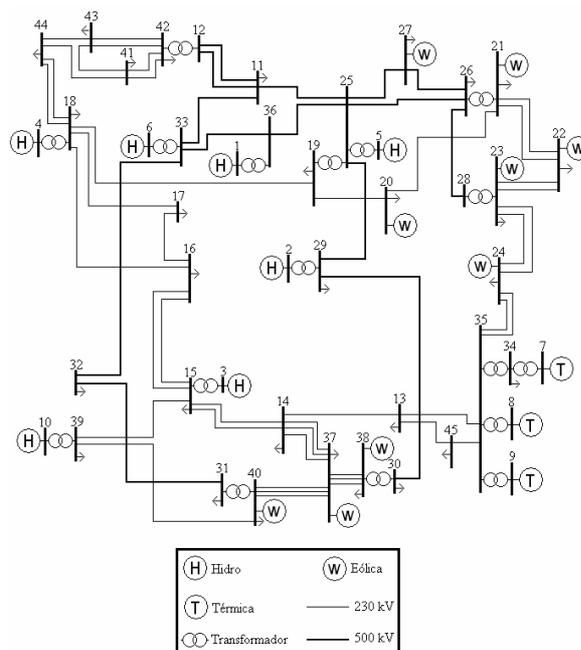


Figura 4.16 - Diagrama unifilar do sistema elétrico de potência da Região Sul do Brasil com a presença de 9 fazendas eólicas.

Comparando as Tabelas 4.13 e 4.14, percebe-se que a presença de geração eólica aumentou os tempos críticos de abertura. A Tabela 4.15 mostra o conseqüente ganho na margem de segurança normalizada para o caso $NC = 1$.

4.7 Considerações finais

Os exemplos apresentados comprovaram a precisão e confiabilidade do método proposto. A coerência dos resultados, quando comparados com os métodos diretos e o da simulação numérica no domínio do tempo, recomenda a utilização da metodologia proposta. A ordenação das contingências segundo seu grau de severidade e a sua classificação em ordem de prioridade para realizar estudos detalhados de estabilidade transitória são de grande utilidade no planejamento da expansão e operação bem como na operação em tempo real de sistemas elétricos de potência.

A presença de geradores eólicos acionados por turbinas de velocidade variável próximos da carga alivia os geradores convencionais e muda substancialmente o fluxo de potência nas linhas. A demanda pode ser mantida ou até aumentada com a presença de geração eólica. Devido à natureza estocástica do vento, as unidades convencionais precisam manter uma reserva girante adicional sincronizada com a rede. Como conseqüência, há um aumento da inércia efetiva do sistema, das margens de segurança de operação e dos tempos críticos de abertura das linhas.

Contudo, o estudo aqui realizado restringiu-se às questões puramente técnicas. As conclusões referentes ao aumento das margens de segurança operacional não levaram em conta o custo da instalação e operação de uma fazenda eólica. Recomenda-se cautela, pois provavelmente não se justificaria um investimento na instalação de centrais eólicas objetivando apenas melhorar a margem de segurança transitória.

5 FUNDAMENTOS DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO

5.1 Introdução

Estabilidade de tensão é a capacidade de um sistema em manter as tensões dentro de limites operacionais aceitáveis quando submetido a contingências ou aumento de carga. Um sistema é considerado instável quando o aumento da demanda de carga e ou alterações nas condições de operação produzem uma progressiva e incontrolável queda de tensão, conduzindo o sistema ou parte deste a um perfil de tensões extremamente baixo (KUNDUR, 1994).

A instabilidade de tensão é um fenômeno essencialmente local, mas suas conseqüências podem ampliar de maneira significativa o problema. Uma destas conseqüências é um fenômeno bem mais complexo, chamado colapso de tensão, que é uma seqüência de eventos sucessivos, que resultam em subtensões acentuadas em todas as barras ou em uma região significativa do sistema.

O colapso de tensão pode ocorrer em diversas escalas de tempo. Se ocorrer em um transitório muito rápido, a estabilidade de tensão pode ocorrer quase que simultaneamente com o fenômeno da estabilidade angular. Por exemplo: Um curto-circuito em um ponto que interliga dois sistemas sincronizados pode produzir uma separação angular entre eles que, se chegar a 180° elétricos, produz em algum ponto da conexão um centro elétrico com tensão nula (VENIKOV, 1980). No entanto os colapsos de tensão nem sempre resultam em problemas irreversíveis de estabilidade angular. Até mesmo colapsos de tensão ocorridos no período transitório, com tempos de abertura lentos, não resultam necessariamente em perda de estabilidade angular. Embora nem sempre seja possível separar estes dois fenômenos, pode-se dizer que, em geral, estabilidade angular é um problema vinculado à geração e a estabilidade de tensão um problema relacionado à carga.

A estabilidade de tensão é um fenômeno que está intimamente ligado com a quantidade, localização e natureza das fontes de reativos disponíveis. Por exemplo, se a fonte de reativos estiver muito distante da carga, se for insuficiente ou depender muito de compensação capacitiva em paralelo, simples contingências como perda de linha ou aumento significativo da carga podem levar a uma acentuada diminuição da tensão. Por isso, a operação sucessiva de relés de subtensão e subfrequência (ANSI-27 e ANSI-81) pode provocar desligamentos em cascata. Em geral, o início do declínio da tensão é lento e gradual e os operadores não

identificam isso como um sintoma de colapso. Quando percebem este risco eminente, já é tarde para tomar medidas corretivas.

Trata-se de um fenômeno dinâmico que deve ser estudado com técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo. Estas técnicas, no entanto, além do enorme tempo computacional envolvido, têm dificuldade em quantificar e indicar diretamente as margens de estabilidade em barras ou regiões críticas. Além disso, resultados obtidos da análise dinâmica sempre necessitam da intervenção de especialistas da área. Por estas razões, as técnicas de análise estática têm sido mais utilizadas e difundidas no meio acadêmico e nas empresas do setor elétrico.

5.2 Estabilidade estática de tensão de sistemas de potência com dois terminais

Técnicas estáticas são muito úteis para determinar a margem de carga ou a segurança de um estado de operação com relação ao ponto de colapso de tensão. Os operadores do sistema elétrico devem conhecer o carregamento máximo de cada barra nas quais as tensões permaneçam dentro de valores aceitáveis, sem causar nenhum problema ou danos aos equipamentos.

5.2.1 Equações para a potência elétrica

As relações entre tensão e potência ativa e reativa são derivadas das equações de fluxo de potência. Para melhor analisar estas relações, considere o sistema representado por um sistema alimentando uma carga através de uma linha de transmissão, como mostra a Figura 5.1.

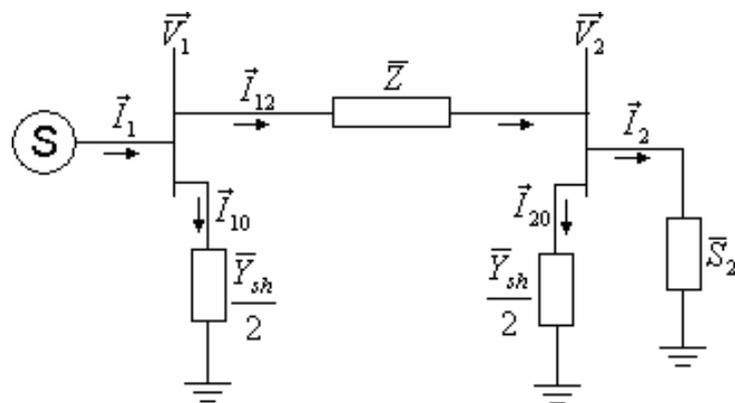


Figura 5.1 - Sistema Elétrico de Potência com dois terminais.

As variáveis e parâmetros a serem utilizados estão descritos como segue:

$$\vec{V}_1 = V_1 \angle \theta_1 = \text{Fasor de tensão no lado da fonte};$$

$$\vec{V}_2 = V_2 \angle \theta_2 = \text{Fasor de tensão no lado da carga};$$

$$\vec{I}_1 = I_1 \angle \alpha_1 = \text{Fasor de corrente injetada pela fonte};$$

$$\vec{I}_2 = I_2 \angle \alpha_2 = \text{Fasor de corrente injetada na carga};$$

$$\vec{I}_{12} = I_{12} \angle \alpha_{12} = \text{Fasor de corrente injetada no ramo série da linha de transmissão};$$

$$\vec{I}_{10} = I_{10} \angle \alpha_{10} = \text{Fasor de corrente injetada no ramo paralelo no lado da fonte};$$

$$\vec{I}_{20} = I_{20} \angle \alpha_{20} = \text{Fasor de corrente injetada no ramo paralelo no lado da carga};$$

$$\bar{Z} = Z \angle \beta = \text{Grandeza complexa representando a impedância série da linha de transmissão};$$

$$\bar{Y}_{sh} = Y_{sh} \angle \theta_{sh} = \text{Grandeza complexa representando a admitância capacitiva em paralelo da linha de transmissão};$$

$$\bar{S}_2 = S_2 \angle \phi = P_2 + jQ_2 = \text{Grandeza complexa representando a potência aparente na barra de carga}.$$

5.2.2 Relações entre as tensões e correntes

(i) Equação para \vec{V}_1

Pela lei de Kirchoff de tensões no diagrama da Figura 5.1, vem:

$$\vec{V}_1 = \bar{Z} \vec{I}_{12} + \vec{V}_2 \quad (5.1)$$

A corrente na linha entre as barras 1 e 2 é dada por:

$$\vec{I}_{12} = \vec{V}_2 \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \vec{I}_2 \quad (5.2)$$

Colocando-se a equação (5.2) em (5.1) obtém-se:

$$\vec{V}_1 = \bar{Z} \left[\vec{V}_2 \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \vec{I}_2 \right] + \vec{V}_2 \quad (5.3)$$

Fatorando \vec{V}_2 e \vec{I}_2 na equação (5.3)

$$\vec{V}_1 = \left[\bar{Z} \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + 1 \right] \vec{V}_2 + \bar{Z} [\vec{I}_2] \quad (5.4)$$

Designando-se as constantes \bar{A} e \bar{B} como:

$$\bar{A} = A \angle \alpha = \left[\bar{Z} \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + 1 \right] [\text{adimensional}] \quad (5.5)$$

$$\bar{B} = B \angle \beta = Z \angle \beta [\text{Ohms}] \quad (5.6)$$

A equação (5.4) pode ser assim escrita:

$$\vec{V}_1 = \bar{A} \vec{V}_2 + \bar{B} \vec{I}_2 \quad (5.7)$$

(ii) Equação para \vec{I}_1

Aplicando a lei de Kirchoff das correntes no diagrama da Figura 5.1, tem-se:

$$\vec{I}_1 = \vec{I}_{10} + \vec{I}_{12} = \vec{I}_{10} + (\vec{I}_{20} + \vec{I}_2) \quad (5.8)$$

$$\vec{I}_1 = \vec{I}_{10} + (\vec{I}_{20} + \vec{I}_2) = \vec{V}_1 \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \vec{V}_2 \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \vec{I}_2 \quad (5.9)$$

Substituindo o valor de \vec{V}_1 dado pela equação (5.4) em (5.9), obtém-se:

$$\vec{I}_1 = \left\{ \left[\bar{Z} \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + 1 \right] \vec{V}_2 + \bar{Z} [\vec{I}_2] \right\} \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \left\{ \vec{V}_2 \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} + \vec{I}_2 \right\} \quad (5.10)$$

Fatorando \vec{V}_2 e \vec{I}_2 na equação (5.10), tem-se:

$$\vec{I}_1 = \bar{Y}_{sh} \left[1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}_{sh}}{4} \right] \vec{V}_2 + \left[\frac{\bar{Z}\bar{Y}_{sh}}{2} + 1 \right] \vec{I}_2 \quad (5.11)$$

Designando-se as constantes \bar{C} e \bar{D} como:

$$\bar{C} = \bar{Y}_{sh} \left[1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}_{sh}}{4} \right] [\text{Siemens}] \quad (5.12)$$

$$\bar{D} = \left[\frac{\bar{Z}\bar{Y}_{sh}}{2} + 1 \right] [\text{adimensional}] \quad (5.13)$$

E a equação (5.11) pode ser assim escrita:

$$\vec{I}_1 = \bar{C}\vec{V}_2 + \bar{D}\vec{I}_2 \quad (5.14)$$

Colocando as equações (5.7) e (5.14) na forma matricial, tem-se :

$$\begin{bmatrix} \vec{V}_1 \\ \vec{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{V}_2 \\ \vec{I}_2 \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

De modo geral, linhas de transmissão curtas, com comprimento de até 80 km, podem ser representadas simplesmente por uma impedância série equivalente. Em linhas médias entre 80 a 240 km, as constantes \bar{A} , \bar{B} , \bar{C} e \bar{D} da equação (5.15) devem ser calculadas considerando o modelo π nominal. Em linhas de transmissão longas, com comprimento acima de 240 km, recomenda-se a utilização do modelo π equivalente.

5.2.3 Equação da potência complexa injetada na barra de carga

A potência complexa aparente entregue à carga é dada pela equação:

$$\bar{S}_2 = \vec{V}_2 \vec{I}_2^* = P_2 + jQ_2 \quad (5.16)$$

Da equação (5.7)

$$\vec{I}_2 = \left[\frac{\vec{V}_1 - \bar{A} \vec{V}_2}{\bar{B}} \right] \quad (5.17)$$

Colocando (5.17) em (5.16), obtém-se:

$$\bar{S}_2 = \vec{V}_2 \left[\frac{\vec{V}_1 - \bar{A} \vec{V}_2}{\bar{B}} \right]^* \quad (5.18)$$

$$\bar{S}_2 = V_2 \angle \theta_2 \left[\frac{V_1 \angle -\theta_1 - (A \angle -\alpha)(V_2 \angle -\theta_2)}{B \angle -\beta} \right] \quad (5.19)$$

$$\bar{S}_2 = \left[\frac{V_1 V_2 \angle (\theta_2 - \theta_1 + \beta)}{B} \right] - \left[\frac{A V_2^2 \angle (\beta - \alpha)}{B} \right] \quad (5.20)$$

Da equação (5.16)

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 = S_2 \angle \phi = S_2 [\cos \phi + j \text{sen} \phi] \quad (5.21)$$

Separando a potência ativa e reativa da equação (5.21), obtém-se, respectivamente:

$$P_2 = \left[\frac{V_1 V_2}{B} \right] \cos(\theta_2 - \theta_1 + \beta) - \left[\frac{A V_2^2}{B} \right] \cos(\beta - \alpha) \quad (5.22)$$

$$Q_2 = \left[\frac{V_1 V_2}{B} \right] \text{sen}(\theta_2 - \theta_1 + \beta) - \left[\frac{A V_2^2}{B} \right] \text{sen}(\beta - \alpha) \quad (5.23)$$

Designando-se:

$$\theta = \theta_1 - \theta_2 \quad (5.24)$$

$$\gamma = \beta - \alpha \quad (5.25)$$

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{Q_2}{P_2} \quad (5.26)$$

Substituindo (5.24), (5.25) e (5.26) em (5.22) e (5.23), obtém-se:

$$P_2 = \left[\frac{V_1 V_2}{B} \right] \cos(\beta - \theta) - \left[\frac{A V_2^2}{B} \right] \cos(\gamma) \quad (5.27)$$

$$Q_2 = P_2 \operatorname{tg}\phi = \left[\frac{V_1 V_2}{B} \right] \operatorname{sen}(\beta - \theta) - \left[\frac{A V_2^2}{B} \right] \operatorname{sen}(\gamma) \quad (5.28)$$

5.2.4 Interpretação das equações de potência elétrica

Para facilitar a interpretação, as equações (5.27) e (5.28) serão simplificadas. Para isso a linha de transmissão da Figura 5.1 será considerada puramente reativa e com $\bar{Y}_{sh} = 0$. Os valores das constantes \bar{A} e \bar{B} calculados nas equações (5.5) e (5.6) são, respectivamente:

$$\bar{A} = 1 + \frac{\bar{Z}\bar{Y}_{sh}}{2} = 1 \angle 0^\circ \Rightarrow A = 1 \text{ e } \alpha = 0^\circ$$

$$\bar{B} = B \angle \beta = \bar{Z} = R + jX = 0 + jX = X \angle 90^\circ \Rightarrow B = X \text{ e } \beta = 90^\circ$$

Da equação (5.25):

$$\gamma = \beta - \alpha = 90^\circ$$

Substituindo os valores de A , B , β e γ nas equações (5.27) e (5.28), resulta:

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \text{sen} \theta \quad (5.29)$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \theta - \frac{V_2^2}{X} \quad (5.30)$$

Com relação às equações (5.29) e (5.30), observa-se que:

- para fluir potência ativa da barra 1 à barra de carga 2, o sinal do ângulo θ entre as tensões \vec{V}_1 e \vec{V}_2 deve ser positivo;
- a maximização de transferência de potência ativa através de linhas muito longas necessita de uma grande diferença angular θ , colocando em risco a estabilidade angular;
- para diferenças angulares θ acima de 90° elétricos, a transferência de potência ativa começa a diminuir até se anular, e a exigência de potência reativa aumenta perigosamente, comprometendo as curvas de capacidade dos geradores. Se o ângulo θ chegar a 180° elétricos, ocorre em um ponto da linha um centro elétrico com tensão nula, como se fosse um curto-circuito trifásico franco com elevado consumo de reativos;
- a potência reativa que chega à barra de carga depende principalmente do módulo das tensões \vec{V}_1 e \vec{V}_2 . Observe que, se a diferença angular θ for zero, V_1 tem que ser maior que V_2 para que a potência reativa seja entregue à carga. Se $V_1 = V_2$ com $\theta = 0^\circ$, toda a potência reativa gerada será consumida na linha de transmissão.

5.2.5 Equações para as perdas nas linhas de transmissão

Da equação (5.16) vem:

$$\vec{I}_2 = \frac{P_2 - jQ_2}{\vec{V}_2^*} \quad (5.31)$$

Logo:

$$I_2^2 = \bar{I}_2 \bar{I}_2^* = \frac{(P_2 - jQ_2)(P_2 + jQ_2)}{V_2^2} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \quad (5.32)$$

As perdas Ativas e Reativas nas linhas de transmissão são, respectivamente:

$$P_2^{perdas} = RI_2^2 = R \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \right) \quad (5.33)$$

$$Q_2^{perdas} = XI_2^2 = X \left(\frac{P_2^2 + Q_2^2}{V_2^2} \right) \quad (5.34)$$

Com relação às equações (5.33) e (5.34), observa-se que:

- um aumento de potência reativa na carga produz um aumento das perdas de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão, que são inversamente proporcionais à tensão de transmissão;
- sempre que possível, a potência reativa deve ser gerada próximo do ponto de consumo, de modo a minimizar as perdas por transferência nas linhas de transmissão.

5.3 Análise de estabilidade de tensão através das curvas P-V

Uma das principais técnicas de análise estática de estabilidade de tensão baseia-se na construção das curvas P-V. Estas fornecem informações valiosas para o planejamento e para a operação dos sistemas elétricos. Além disso, as condições em que ocorre o limite de estabilidade de tensão fornecem meios de se obter índices e margens de segurança, cujos conceitos podem ser estendidos para sistemas elétricos interconectados mais complexos.

Deseja-se analisar o valor eficaz da tensão na barra 2. Rearranjando as equações (5.27) e (5.28), obtém-se:

$$P_2 + \left[\frac{AV_2^2}{B} \right] \cos(\gamma) = \left[\frac{V_1V_2}{B} \right] \cos(\beta - \theta) \quad (5.35)$$

$$P_2 \operatorname{tg} \phi + \left[\frac{AV_2^2}{B} \right] \operatorname{sen}(\gamma) = \left[\frac{V_1V_2}{B} \right] \operatorname{sen}(\beta - \theta) \quad (5.36)$$

Elevando-se ao quadrado separadamente e somando-se as equações (5.35) e (5.36), elimina-se convenientemente o ângulo $(\beta - \theta)$ e obtém-se:

$$\left[\frac{A}{B}\right]^2 V_2^4 + \left[\left(\frac{2AP_2}{B}\right)(\cos \gamma + \operatorname{tg} \phi \operatorname{sen} \gamma) - \left(\frac{V_1}{B}\right)^2\right] V_2^2 + P_2^2(1 + \operatorname{tg}^2 \phi) = 0 \quad (5.37)$$

que é uma equação biquadrada assim escrita:

$$aV_2^4 + bV_2^2 + c = 0 \quad (5.38)$$

Onde:

$$a = \left[\frac{A}{B}\right]^2 \quad (5.39)$$

$$b = \frac{2ABP_2(\cos \gamma + \operatorname{tg} \phi \operatorname{sen} \gamma) - V_1^2}{B^2} \quad (5.40)$$

$$c = P_2^2(1 + \operatorname{tg}^2 \phi) \quad (5.41)$$

A solução da equação (5.38) é :

$$(V_2)^2 = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (5.42)$$

Somente soluções positivas para V_2 são de interesse prático, logo:

$$V_2 = \sqrt{\frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}} \quad (5.43)$$

Para cada valor de potência consumida pela carga, as tensões V_2^1 e V_2^2 são obtidas por meio da solução da equação (5.43). Estas são interpretadas da seguinte forma:

- $(b^2 - 4ac) > 0$: Neste caso, existem duas soluções reais para a equação (5.43), sendo que se $V_2^1 > V_2^2$, V_2^1 é um ponto superior da curva $P-V$, representa um ponto de operação estável, e V_2^2 é um ponto inferior da curva $P-V$ e representa um ponto de operação instável.
- $(b^2 - 4ac) = 0$: Esta é a condição em que os dois pontos de equilíbrio anteriores desaparecem, resultando em $V_2^1 = V_2^2 = V_2^{cr}$. Este é o ponto de colapso de tensão.
- $(b^2 - 4ac) < 0$: Neste caso, não existe solução real para a equação (5.43) e o sistema não pode operar sob essa condição de carga.

5.3.1 Exemplo 5.1 – Estudo de estabilidade estática de tensão no plano $P-V$

Para ilustrar os conceitos já apresentados, será considerado um sistema alimentando uma carga através de uma linha de transmissão de 345 kV com seus parâmetros obtidos em HAQUE (2002), cujos valores em p.u. na base de 100 MVA foram calculados a partir de seu modelo π equivalente. Detalhes do procedimento de cálculo podem ser encontrados em MARIOTTO, L. et al. (2007):

$$\bar{Z} = 0,0104 + j0,1038 \text{ p.u.}$$

$$\bar{Y}_{sh} = j2,178 \text{ p.u.}$$

O gráfico da Figura 5.2 mostra as curvas $P-V$ para quatro diferentes fatores de potência. A margem de segurança de operação corresponde à distância, em MW, de um certo ponto de operação ao limite de potência na carga representado pelo nariz da curva $P-V$. A passagem do fator de potência da carga, de indutivo para resistivo puro e finalmente para capacitivo, mostra um aumento de capacidade de carregamento do sistema. Na Figura 5.2, observa-se que as potências ativas críticas para fatores de potência (0,80 e 0,90 indutivos, unitário e 0,95 capacitivo), são, respectivamente de (256; 317; 486 e 644) MW. As tensões críticas correspondentes são de (0,61; 0,64; 0,76 e 0,89) p.u. No entanto, o ganho em capacidade de carregamento é acompanhado por uma acentuada diminuição da margem de segurança. Com isso, tem-se uma falsa indicação de segurança, pois um ponto de operação normal escorrega para o ponto de colapso com um pequeno aumento de carga. Por precaução, os pontos de operação com tensões aceitáveis não devem ficar muito próximos do ponto de colapso.

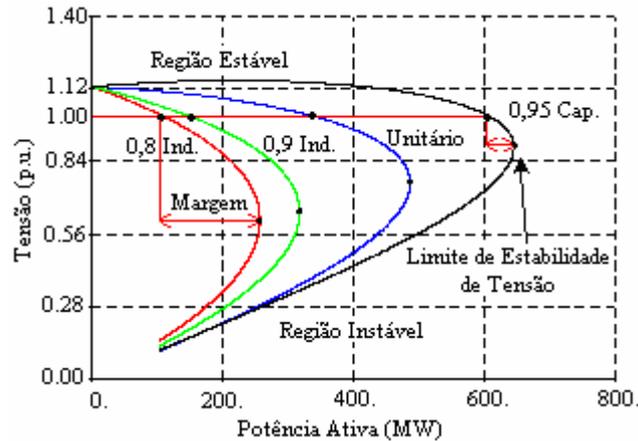


Figura 5.2 - Curvas $P-V$ para o sistema elétrico em estudo.

Com relação às curvas $P-V$ obtidas com incrementos graduais na carga, algumas observações podem ser feitas:

- De modo geral, somente pontos de operação do ramo superior são condições satisfatórias para a operação e correspondem às soluções de maiores tensões. Nesta região, a tensão cai mais lentamente do que o aumento da corrente.
- O ramo inferior corresponde às soluções de menores tensões, ou seja, são pontos de operação instáveis. Nesta região, as tensões caem mais rapidamente que o aumento de corrente.
- À medida que se melhora o fator de potência da carga, o limite de potência que pode ser entregue à carga aumenta. No entanto, a margem de segurança diminui. Para uma tensão de operação desejada na carga de 1,0 p.u., a operação com fator de potência 0,95 capacitivo leva o sistema a operar próximo ao ponto de colapso.
- Para cargas sobrecompensadas, há uma região no ramo superior da curva $P-V$ em que a tensão aumenta, pois, quanto mais potência ativa for consumida, mais potência reativa é produzida pela carga.

5.4 Obtenção do Índice de Estabilidade de Tensão – IET

O IET indica o grau de risco do sistema, fornecendo uma informação numérica da proximidade ou não do colapso de tensão. Pretende-se estender o uso do índice desenvolvido para classificar, em ordem decrescente de risco ao colapso, todas as barras dos sistemas a serem estudadas. Deste modo, as barras ou áreas de vulnerabilidade podem ser identificadas para serem monitoradas. Para isso, as equações e os conceitos já apresentados para duas barras podem ser utilizados e estendidos posteriormente para sistemas maiores.

Na equação (5.43), a condição $b^2 - 4ac = 0$ corresponde a um estado de operação no qual o fluxo de potência convencional não tem mais convergência. Tem-se nesta condição o “nariz” da curva $P-V$, ou seja, o limite de estabilidade de tensão. O sistema só será estável quando $b^2 - 4ac \geq 0$. Com os respectivos valores de a , b e c . das equações (5.39), (5.40) e (5.41), tem-se:

$$(b^2 - 4ac) = \left[\frac{2ABP_2(\cos \gamma + tg\phi \operatorname{sen} \gamma) - V_1^2}{B^2} \right]^2 - 4 \left[\frac{A}{B} \right]^2 P_2^2 (1 + tg^2 \phi) \geq 0 \quad (5.44)$$

Dividindo toda a equação (5.44) por b^2 , obtém-se o IET, ou seja:

$$IET = \frac{4(AB)^2 P_2^2 (1 + tg^2 \phi)}{\left[2ABP_2(\cos \gamma + tg\phi \operatorname{sen} \gamma) - V_1^2 \right]^2} \leq 1 \quad (5.45)$$

Assim, para que a estabilidade seja garantida para uma dada condição de carga, deve-se assegurar que:

$$IET \leq 1 \quad (5.46)$$

Os valores assumidos pelo IET estão sempre entre os limites [0,00 e 1,00]. Esse índice é importante e pode ser utilizado para determinar o grau de severidade das barras. Através do IET, pode-se identificar precisamente um conjunto de barras críticas com tendência ao colapso de tensão.

A Figura 5.3 mostra o comportamento do IET do sistema de 345 kV já mencionado. Os parâmetros envolvidos na equação (5.45) são:

$$\vec{V}_1 = 1,00 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{Z} = 0,0104 + j0,1038. = 0,1043 \angle 84,27^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{Y}_{sh} = j2,178 \text{ p.u.}$$

$$\bar{B} = 0,1043 \angle 84,27^\circ \Rightarrow \beta = 84,27^\circ$$

$$\bar{A} = 1 + \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} \bar{Z} = 0,88692 \angle 0,75^\circ \Rightarrow \alpha = 0,75^\circ$$

$$\gamma = \beta - \alpha = 83,52^\circ$$

$$\cos \phi = 0,90 (\text{indutivo}) \Rightarrow \text{tg} \phi = 0,4843$$

A potência ativa varia desde zero com $IET = 0$ até atingir seu valor crítico $P_2^{cr} = 3,17$ p.u., correspondente a $Q_2^{cr} = P_2^{cr} \text{tg} \phi = 1,535$ p.u., quando $IET = 1,00$.

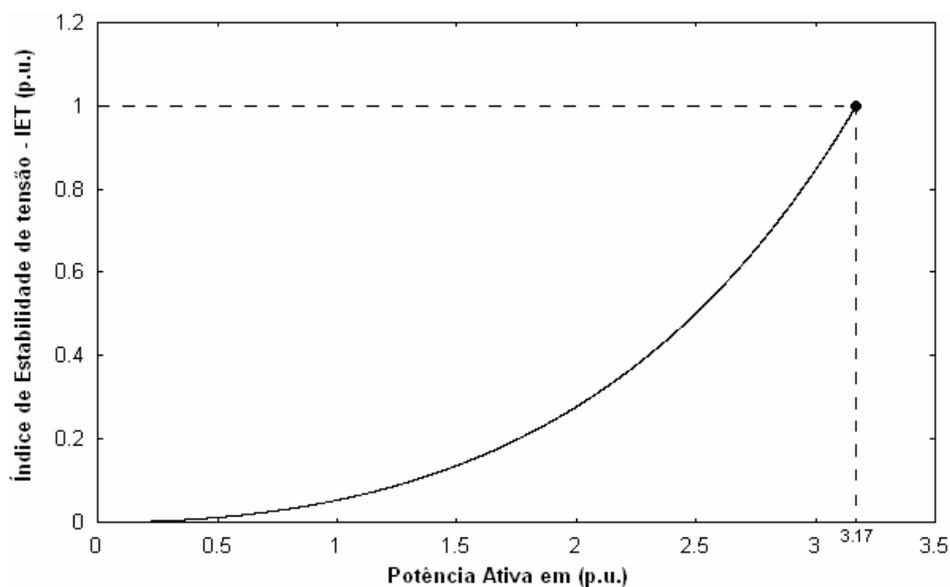


Figura 5.3 – Índice de Estabilidade de Tensão em função da potência ativa.

Na Figura 5.3, observa-se um comportamento não-linear do índice IET em função da potência da carga. A reta tangente à curva do IET tem inclinação bem suave em torno do ponto nominal de operação (1 p.u. = 100MW), mas torna-se muito íngreme ao se aproximar do ponto de colapso de tensão no qual $IET = 1$. Isso demonstra que a sensibilidade da tensão em torno do ponto normal de operação é pequena quando ocorre aumento de carga. No entanto, quando a tensão começar a se tornar mais crítica com o aumento gradativo da carga, a sensibilidade do índice é muito grande. Isso mostra que o ponto de colapso é eminente. Alguns exemplos de aplicação do IET para o cálculo da tensão e potência ativa e reativa críticas, V_2^{cr} , P_2^{cr} , Q_2^{cr} , são apresentados no Apêndice B.

5.5 Fatores que afetam a Estabilidade de Tensão

Algumas ações combinadas podem ajudar a prevenir ou evitar problemas de instabilidade de tensão:

- a colocação de banco de capacitores é relativamente barato e eficaz quando situado próximo à carga, mas tem suas limitações, pois fornecem menos reativos exatamente quando o sistema mais necessita;
- a construção de novas linhas de transmissão;
- a compensação série capacitiva tem sido usada, mas tem um custo muito alto, além de produzir problemas aos relés de proteção de linhas;
- a alocação de geradores mais próximos dos centros consumidores diminui o fluxo de potência ativa nas linhas. Nos últimos anos, isto tem sido intensificado com novas formas de geração distribuída como usinas eólicas, células de combustível, pequenas hidroelétricas, entre outras;
- a instalação de Compensadores Síncronos e especialmente Compensadores Estáticos de Reativos são eficazes devido a sua rapidez de resposta;
- se os recursos acima não forem suficientes, esquemas de alívio de carga devem ser utilizados quando o risco de colapso for eminente. Um corte de carga no lugar preciso é uma excelente forma de interromper um processo de instabilidade de tensão. Isto pode ser feito manualmente se o fenômeno de instabilidade for lento, ou automático quando a evolução de instabilidade for muito rápida. Este é um recurso muito utilizado e tem a seu favor o fato de que é preferível realizar alívio de carga sob o controle da concessionária do que correr o risco do desligamento total do sistema.

Segundo KUNDUR (1994), um cenário típico que caracteriza o início do colapso de tensão pode apresentar uma cronologia como a que segue:

- um sistema de potência com grandes unidades geradoras próximas aos centros de carga, com várias unidades fora de operação. Nesse caso, todas as linhas estariam sobrecarregadas e as reservas de potência reativa seriam mínimas;
- a perda de uma linha sobrecarregada poderá provocar uma sobrecarga nas linhas adjacentes, aumentando rapidamente a demanda de potência reativa, produzindo uma redução das tensões nos centros de carga devido à demanda excessiva de reativos extras;

- os controles automáticos de tensão das usinas tentarão rapidamente elevar a tensão, aumentando a corrente de excitação;
- a energia reativa injetada provoca um aumento nas quedas de tensão nas linhas, transformadores, etc.;
- neste momento, os geradores começam a atingir seus limites térmicos de correntes de armadura e de campo de acordo com suas curvas de capacidade;
- as ações dos reguladores de velocidade, tentando manter a frequência, cortam parte da carga pelos sistemas de alívio de carga;
- a redução da tensão se reflete na distribuição, e os Comutadores de Derivações em Carga tentam restabelecer a tensão aos níveis normais e, a cada mudança de derivação, mais carga permanece ligada e mais potência reativa será exigida, aumentando ainda mais a queda de tensão;
- gradualmente, cada um dos geradores começa a atingir seus limites de potência reativa impostas pela corrente de campo máxima;
- quando o primeiro gerador atingir a sua corrente de excitação máxima, este perde a capacidade de regular sua tensão e se transforma em uma barra $P-Q$. Deste modo, sua tensão começa a cair e também corre risco de entrar em colapso;
- com sua tensão terminal caindo e com os MW fornecidos fixos, a corrente de armadura começa a crescer e mais potência reativa é exigida;
- começa então a haver necessidade de se transferir potência reativa para todos os outros geradores sobrecarregados, um por um;
- com poucos geradores com controle de tensão automática ativos, o sistema fica extremamente vulnerável à instabilidade de tensão;
- além disso, com tensões baixas, diminui o suporte de reativos dos bancos de capacitores, pois $Q_c = \frac{V^2}{X_c}$;
- este processo pode levar ao colapso de tensão com possível efeito na estabilidade angular e o conseqüente blecaute.

Em resumo, o colapso de tensão é influenciado pelas seguintes aspectos:

- linhas de transmissão muito longas conectando unidades geradoras e centros de carga;
- atuação de Comutadores de Derivações em Carga sobre condições desfavoráveis;
- problemas de coordenação entre as ações de controle e relés de proteção;

- uso exagerado de banco de capacitores.

O ideal é um balanço criterioso entre compensação série , capacitores shunt, compensadores síncronos e compensação estática de reativos.

5.6 Considerações finais

Neste capítulo, foram apresentados os fundamentos de estabilidade de tensão com exemplos elucidativos clássicos demonstrados e resolvidos por simulação computacional. Um IET foi deduzido para um sistema com dois terminais, com o objetivo de ser utilizado posteriormente em sistemas elétricos maiores. No próximo capítulo, será desenvolvido um método analítico e computacional visando à sua aplicação em sistemas de potência com n -barras.

6 DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS ANALÍTICOS E COMPUTACIONAIS PARA ANÁLISE DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO NO PLANO P - Q

6.1 Introdução

O procedimento analítico apresentado no Capítulo 5, com exemplos no Apêndice B, tem a desvantagem de que o cálculo de V_2^{cr} e P_2^{cr} por meio da solução das equações (5.43) e (B.6), não são imediatas, já que há necessidade de se analisar as respostas encontradas. Neste capítulo, será desenvolvido um método analítico para o cálculo dos valores críticos para tensão, ângulo e potências V_2^{cr} , θ^{cr} , P_2^{cr} , Q_2^{cr} e S_2^{cr} , em um sistema elétrico com dois terminais. As equações obtidas são bastante elucidativas e de fácil aplicação.

6.2 Desenvolvimento de um método analítico para o cálculo dos valores críticos em um sistema elétrico de potência com dois terminais

As equações desenvolvidas nesta seção poderão ser aplicadas a sistemas elétricos com qualquer número de geradores, linhas e barras, desde que seja feita uma redução de rede. A natureza das equações que serão obtidas facilita muito a obtenção de resultados. Com os valores de P_2^{cr} e Q_2^{cr} , pode-se traçar a característica com os limites de estabilidade de tensão no plano P - Q do sistema elétrico em estudo.

As equações serão obtidas considerando o fato de que, quando um sistema elétrico é carregado até o seu limite estático de tensão, ocorre uma singularidade na Matriz Jacobiana utilizada no método de Newton-Raphson, impossibilitando com isso sua inversão. O traçado das curvas P - V a partir deste ponto só é possível através de recursos numéricos especiais.

6.2.1 Equação para a tensão crítica na barra de carga

O método que será desenvolvido nesta seção utiliza a condição na qual o determinante da matriz Jacobiana é nulo no ponto da bifurcação das curvas P - V . Para tanto vai-se reescrever as equações (5.27) e (5.28) da seguinte maneira:

$$f_1(V_2, \theta) = P_2 - \frac{V_1 V_2}{B} \cos(\beta - \theta) + \frac{A V_2^2}{B} \cos \gamma = 0 \quad (6.1)$$

$$f_2(V_2, \theta) = Q_2 - \frac{V_1 V_2}{B} \text{sen}(\beta - \theta) + \frac{A V_2^2}{B} \text{sen} \gamma = 0 \quad (6.2)$$

Uma mudança de um ponto de operação pode ocorrer devido a variações em P_2 e/ou Q_2 . As variações que podem surgir em $f_1(V_2, \theta)$ e $f_2(V_2, \theta)$ em torno de um ponto de operação podem ser colocadas na forma matricial, ou seja:

$$\begin{bmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \theta} & \frac{\partial f_1}{\partial V_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \theta} & \frac{\partial f_2}{\partial V_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

A singularidade da matriz Jacobiana da equação (6.3) determina a condição de máxima potência transferida para a carga, ou seja, $P_2 = P_2^{cr}$, o que corresponde ao ponto de colapso de tensão em que $V_2 = V_2^{cr}$. O último ponto de operação estável para V_2 é obtido quando o determinante da matriz Jacobiana em (6.3) for nulo, portanto:

$$\left(\frac{\partial f_1}{\partial \theta} \right) \left(\frac{\partial f_2}{\partial V_2} \right) - \left(\frac{\partial f_1}{\partial V_2} \right) \left(\frac{\partial f_2}{\partial \theta} \right) = 0 \quad (6.4)$$

Os elementos da equação (6.4) são assim definidos:

$$\frac{\partial f_1}{\partial \theta} = \frac{-V_1 V_2}{B} \text{sen}(\beta - \theta);$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial V_2} = \frac{-V_1}{B} \text{sen}(\beta - \theta) + \frac{2ABV_2}{B} \text{sen} \gamma;$$

$$\frac{\partial f_1}{\partial V_2} = \frac{-V_1}{B} \cos(\beta - \theta) + \frac{2ABV_2}{B} \cos \gamma;$$

$$\frac{\partial f_2}{\partial \theta} = \frac{V_1 V_2}{B} \cos(\beta - \theta).$$

Substituindo estes valores na equação (6.4) e após algumas manipulações algébricas, tem-se:

$$\{V_1 V_2\} \{V_1 - 2AV_2 [\text{sen}\gamma \cdot \text{sen}(\beta - \theta) + \cos\gamma \cdot \cos(\beta - \theta)]\} = 0 \quad (6.5)$$

Na equação (6.5), $V_1 V_2 \neq 0$ pois $V_1 \neq 0$ e $V_2 \neq 0$; tal que pode ser reescrita como:

$$V_1 - 2AV_2 [\text{sen}\gamma \cdot \text{sen}(\beta - \theta) + \cos\gamma \cdot \cos(\beta - \theta)] = 0 \quad (6.6)$$

Logo:

$$V_1 = 2AV_2 [\text{sen}\gamma \cdot \text{sen}(\beta - \theta) + \cos\gamma \cdot \cos(\beta - \theta)] \quad (6.7)$$

Como esta é a condição em que $V_2 = V_2^{cr} \Rightarrow \theta = \theta^{cr}$, tem-se:

$$V_2^{cr} = \frac{V_1}{2A [\text{sen}\gamma \cdot \text{sen}(\beta - \theta^{cr}) + \cos\gamma \cdot \cos(\beta - \theta^{cr})]} \quad (6.8)$$

Fazendo uso da relação trigonométrica $\cos(x - y) = \text{sen}x \cdot \text{sen}y + \cos x \cdot \cos y$ e sabendo que, conforme a equação (5.25), $\gamma = \beta - \alpha$, obtém-se:

$$V_2^{cr} = \frac{V_1}{2A \cos(\theta^{cr} - \alpha)} \quad (6.9)$$

6.2.2 Equação para o ângulo crítico

Rearranjando as equações (6.1) e (6.2), tem-se

$$P_2 = \left[\frac{V_1 V_2}{B} \right] \cos(\beta - \theta) - \left[\frac{AV_2^2}{B} \right] \cos\gamma \quad (6.10)$$

$$P_2 \text{tg}\phi = \left[\frac{V_1 V_2}{B} \right] \text{sen}(\beta - \theta) - \left[\frac{AV_2^2}{B} \right] \text{sen}\gamma \quad (6.11)$$

Dividindo a equação (6.11) pela equação (6.10) e substituindo o valor de V_2 pelo seu valor crítico V_2^{cr} , obtido na equação (6.9), obtém-se:

$$tg\phi = \frac{2sen(\beta - \theta^{cr}).\cos(\theta^{cr} - \alpha) - sen\gamma}{2\cos(\beta - \theta^{cr}).\cos(\theta^{cr} - \alpha) - \cos\gamma} \quad (6.12)$$

Utilizando as duas fórmulas trigonométricas recursivas abaixo:

$$senx.\cos y = \frac{1}{2}[sen(x+y) + sen(x-y)]$$

$$\cos x.\cos y = \frac{1}{2}[\cos(x-y) + \cos(x+y)]$$

Fazendo:

$$x = \beta - \theta^{cr}$$

$$y = \theta^{cr} - \alpha$$

Obtém-se:

$$x + y = \beta - \alpha = \gamma$$

$$x - y = \beta + \alpha - 2\theta^{cr}$$

Fazendo as devidas substituições na equação (6.12), obtém-se:

$$tg\phi = \frac{sen(\beta + \alpha - 2\theta^{cr})}{\cos(\beta + \alpha - 2\theta^{cr})} = tg(\beta + \alpha - 2\theta^{cr}) \quad (6.13)$$

Deste modo, o ângulo crítico pode ser calculado por meio da equação:

$$\theta^{cr} = \frac{(\beta + \alpha - \phi)}{2} \quad (6.14)$$

6.2.3 Equação para a potência ativa crítica

Substituindo o valor de V_2 por V_2^{cr} da equação (6.9) na equação (6.10) tem-se:

$$P_2^{cr} = \frac{V_1^2 [2 \cos(\theta^{cr} - \beta) \cdot \cos(\theta^{cr} - \alpha) - \cos \gamma]}{4AB \cos^2(\theta^{cr} - \alpha)} \quad (6.15)$$

Utilizando a fórmula trigonométrica recursiva:

$$\cos x \cdot \cos y = \frac{1}{2} [\cos(x - y) + \cos(x + y)] \quad (6.16)$$

Definindo:

$$x = \theta^{cr} - \beta$$

$$y = \theta^{cr} - \alpha$$

Tem-se:

$$x + y = 2\theta^{cr} - \beta - \alpha$$

$$x - y = \alpha - \beta = -\gamma$$

Logo:

$$\cos(x - y) = \cos(-\gamma) = \cos \gamma$$

Substituindo em (6.16)

$$\cos x \cdot \cos y = \frac{1}{2} [\cos \gamma + \cos(2\theta^{cr} - \beta - \alpha)]$$

Tomando só o termo entre colchetes do numerador da equação (6.15),

$$2[\cos(\theta^{cr} - \beta) \cdot \cos(\theta^{cr} - \alpha)] - \cos \gamma = 2 \cos x \cdot \cos y - \cos \gamma = 2 \frac{1}{2} [\cos \gamma + \cos(2\theta^{cr} - \beta - \alpha)] - \cos \gamma$$

Substituindo-se a expressão resultante em (6.15):

$$P_2^{cr} = \frac{V_1^2 \cos(2\theta^{cr} - \beta - \alpha)}{4AB \cos^2(\theta^{cr} - \alpha)} \quad (6.17)$$

Substituindo-se o valor de θ^{cr} da equação (6.14) em (6.17), obtém-se:

$$P_2^{cr} = \frac{V_1^2 \cos \phi}{4AB \cos^2(\theta^{cr} - \alpha)} \quad (6.18)$$

6.2.4 Equação para a potência reativa crítica

De maneira similar, a equação para a potência reativa crítica pode ser obtida, ou seja:

$$Q_2^{cr} = \frac{V_1^2 \text{sen} \phi}{4AB \cos^2(\theta^{cr} - \alpha)} \quad (6.19)$$

A potência aparente crítica é, então:

$$S_2^{cr} = \frac{V_1^2}{4AB \cos^2(\theta^{cr} - \alpha)} \quad (6.20)$$

6.3 Exemplo numérico de aplicação do método analítico

O sistema de potência de duas barras mostrado na Figura 6.1 será utilizado para demonstrar a validade do método analítico desenvolvido. Os dados são os mesmos do Exemplo 5.1 da subseção 5.3.1.

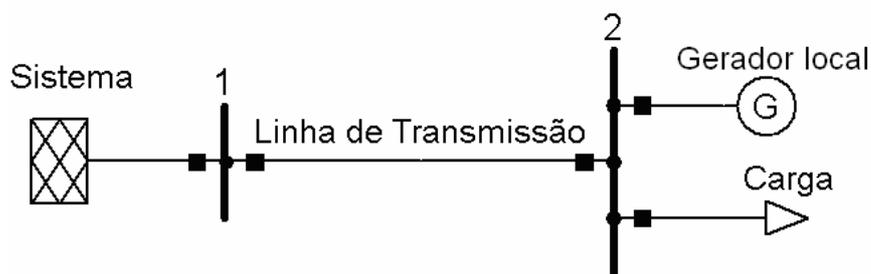


Figura 6.1 - Sistema Elétrico utilizado para o traçado das curvas $P-Q$.

$$\vec{V}_1 = 1,00 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$\vec{B} = 0,1043 \angle 84,27^\circ \Rightarrow B = 0,1043 \text{ p.u. e } \beta = 84,27^\circ$$

$$\bar{A} = 0,88692 \angle 0,75^\circ \Rightarrow A = 0,88692 \text{ e } \alpha = 0,75^\circ$$

$$\cos \phi = 0,90 \text{ (indutivo)} \Rightarrow \phi = 25,84^\circ$$

Para o cálculo de θ^{cr} , V_2^{cr} , P_2^{cr} , Q_2^{cr} e S_2^{cr} , são utilizadas as equações (6.14), (6.9), (6.18), (6.19) e (6.20), respectivamente. Neste caso,

$$\theta^{cr} = 29,59^\circ$$

$$V_2^{cr} = 0,6436 \text{ p.u.}$$

$$P_2^{cr} = 3,169 \text{ p.u.}$$

$$Q_2^{cr} = 1,535 \text{ p.u.}$$

$$S_2^{cr} = 3,5222 \text{ p.u.}$$

A Tabela 6.1 mostra uma síntese dos resultados para o caso em que a barra de carga 2 opera no I e IV quadrantes no plano P - Q . As curvas P - V são mostradas na Figura 6.2.

Tabela 6.1 – Operação da barra 2 no I e IV quadrantes

Quadrante	ϕ graus	$\text{tg } \phi$ rad	$\cos \phi$ rad	θ^{cr} graus	V_2^{cr} p.u.	P_2^{cr} p.u.	Q_2^{cr} p.u.
I	36,87	0,7500	0,80	24,07	0,6139	2,564	1,923
I	25,84	0,4843	0,90	29,59	0,6436	3,169	1,535
I	0,00	0,0000	1,00	42,51	0,7558	4,857	0,000
IV	-18,19	-0,3286	0,95	51,61	0,8931	6,444	-2,117

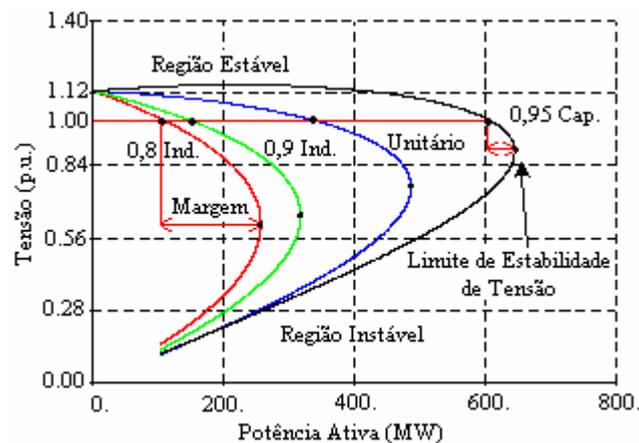


Figura 6.2 – Curvas P - V para operação no I e IV quadrantes no plano P - Q .

A Tabela 6.2 mostra a síntese dos resultados para o caso em que a barra de carga 2 opera no II e III quadrantes no plano $P-Q$. As curvas $P-V$ são mostrada na Figura 6.3.

Tabela 6.2 – Operação da barra 2 no II e III quadrantes

Quadrante	ϕ graus	$\text{tg } \phi$ rad	$\cos \phi$ rad	θ^{cr} graus	V_2^{cr} p.u.	P_2^{cr} p.u.	Q_2^{cr} p.u.
II	143,13	-0,7500	-0,80	-29,05	0,6497	-2,871	2,153
II	154,16	-0,4843	-0,90	-34,57	0,6909	-3,653	1,769
II	180,00	0,0000	-1,00	-47,49	0,8465	-6,093	0,000
III	198,19	0,3286	-0,95	-56,58	1,0445	-8,811	-2,895

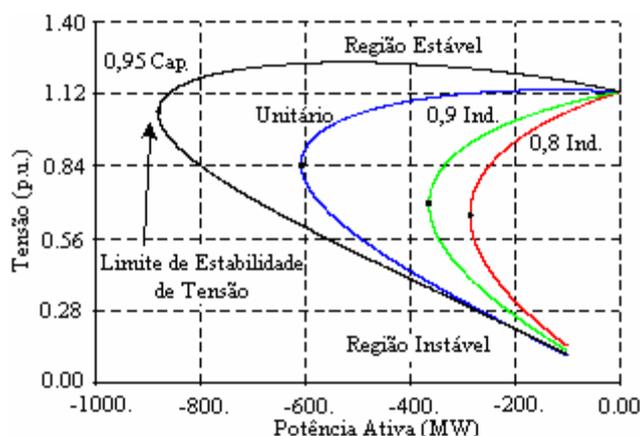


Figura 6.3 – Curva $P-V$ para operação no II e III quadrantes no plano $P-Q$.

6.4 Desenvolvimento de um método computacional para a análise de estabilidade estática de tensão através das curvas $P-Q$

Uma valiosa informação para o planejamento e operação de sistemas elétricos refere-se à análise de estabilidade de tensão no plano $P-Q$. A região de operação no plano $P-Q$ pode ser obtida para cada fator de potência de carga a ser considerado. Para isso, basta encontrar o valor de P_2^{cr} na equação (6.18), como demonstrada no exemplo anterior, e encontrar o valor de Q_2^{cr} correspondente. Com isso, determina-se, de maneira analítica, a curva que limita o máximo carregamento.

Se uma determinada margem de tensão for admitida como adequada pelas concessionárias de energia elétrica, esses limites de tensão podem ser usados para determinar

uma região de operação de cada barra, nas quais as tensões permaneçam dentro de valores operacionais aceitáveis.

Em sistemas de potência com grande número de geradores, barras, linhas e cargas, isto deve ser feito através de programas computacionais. Para determinar estas regiões de operação, utilizou-se a ferramenta DIGSILENT[®] Programming Language (DPL), que é uma linguagem de programação interna do programa DIGSILENT[®] (DIGSILENT GmbH, 2004) e que tem uma sintaxe similar ao C++. O fluxograma simplificado do programa desenvolvido é mostrado na Figura 6.4. As principais etapas do método são:

- declaração de objetos externos: todos os objetos que serão acessados individualmente pela rotina em DPL devem ser declarados como “Objetos Externos”. Isso permite que os elementos do sistema simulado sejam acessados e seus parâmetros modificados. Permite também a execução de fluxos de potência e a leitura e escrita de dados, entre outros;
- seleção do fator de potência: O incremento de carga é realizado gradativamente até o sistema alcançar o limite de estabilidade de tensão para o fator de potência da carga considerado. A execução da DPL é interrompida quando o limite de estabilidade de tensão é encontrado;
- inicialização da potência da carga: para cada fator de potência da carga, é necessário realizar as simulações com os valores iniciais de potência ativa e reativa com sucessivos incrementos, até o limite de estabilidade de tensão ser encontrado;
- realização do fluxo de potência: para cada possível ponto de operação, um fluxo de potência é realizado. Se o sistema é estável, os valores da tensão, da potência ativa e a potência reativa da carga são lidos para posterior análise. Se o sistema for instável, um novo fator de potência é selecionado e uma nova simulação é iniciada;
- análise dos resultados: Se o sistema for estável para o atual ponto de operação, os resultados são lidos e tratados da seguinte forma:
 - (i) todos os valores de potência ativa e reativa em que o sistema é estável são armazenados para a construção da região de estabilidade de tensão no plano $P-Q$;
 - (ii) se a tensão na barra da carga estiver dentro dos limites adequados para a operação, os valores das potências ativas e reativas são armazenados para a construção da sub-região de tensões dentro de limites operacionais no plano $P-Q$;
- incremento da potência da carga: se para um dado fator de potência da carga o sistema é estável, as potências ativas e reativas são incrementadas.

6.4.1 Fluxograma do programa computacional desenvolvido

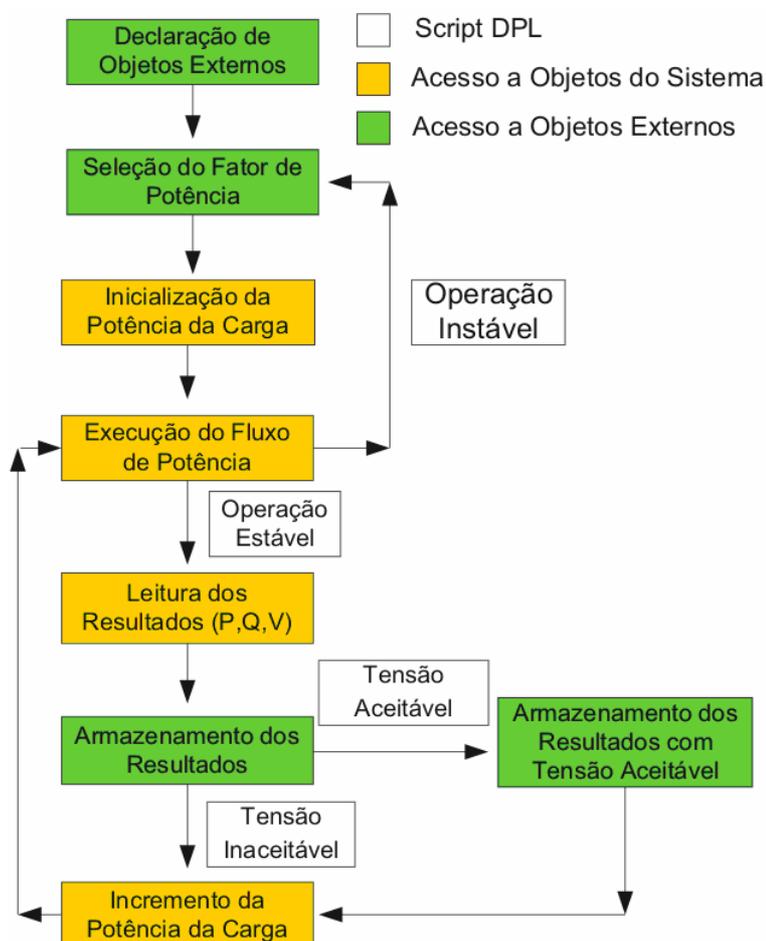


Figura 6.4 - Fluxograma para o cálculo de regiões de operação no plano $P-Q$.

6.4.2 Exemplo de aplicação do método computacional em um sistema com duas barras

O sistema de potência de duas barras mostrado na Figura 6.1 será utilizado para exemplificar o procedimento computacional desenvolvido. Os dados da linha de transmissão são os mesmos do exemplo anterior. A Figura 6.5 mostra a curva $P-Q$ da região de operação estável, bem como a sub-região em verde, com tensões dentro de limites operacionais, neste caso, entre 0,90 e 1,10 p.u., obtida através do método proposto. O limite de estabilidade de tensão desenvolvido analiticamente na seção 6.2, coincidiu com a solução numérica computacional.

A adição de geração na barra 2 pode produzir fluxo reverso quando a potência gerada na barra 2 é maior que a carga local instalada.

Com relação à presença da geração na barra 2, é interessante observar:

- operação no primeiro quadrante ($P_2 + jQ_2$): A carga da barra 2 recebe potência ativa e reativa indutiva supridas pela geração da barra 2 e sistema;
- operação no quarto quadrante: ($P_2 - jQ_2$): A carga da barra 2 recebe potência ativa e reativa capacitiva supridas pela geração da barra 2 e sistema;
- operação no segundo quadrante: ($-P_2 + jQ_2$): Há potência ativa líquida excedente na barra 2 e, neste caso, a geração da barra 2 envia potência ativa ao sistema. A potência reativa líquida na barra 2 é indutiva;
- operação no terceiro quadrante: ($-P_2 - jQ_2$): Há potência ativa líquida excedente na barra 2 e a geração da barra 2 continua enviando potência ativa ao sistema, mas a potência reativa líquida na barra 2 é capacitiva.

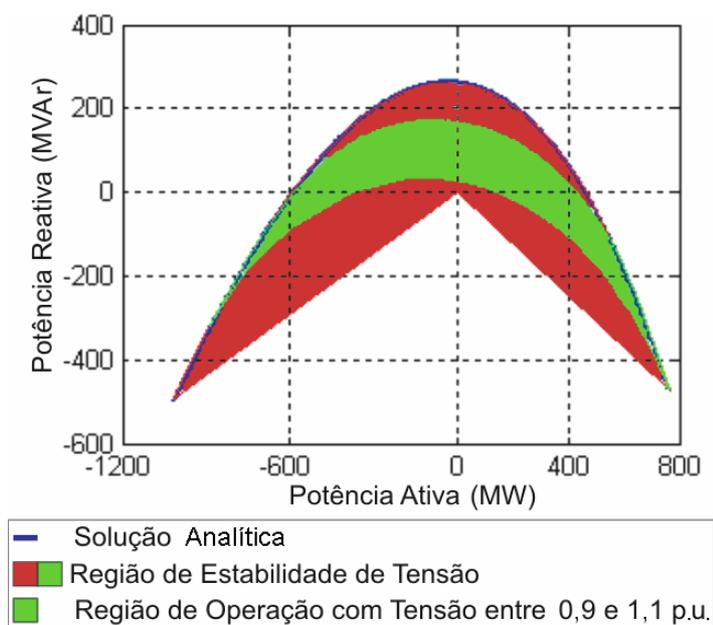


Figura 6.5 - Limites de Estabilidade de Tensão no Plano $P-Q$.

O método pode ser utilizado em sistemas mais complexos e permite determinar o limite de estabilidade de tensão e a sub-região na qual a tensão em cada barra de carga permanece dentro de valores operacionais aceitáveis. Naturalmente, o estudo detalhado no plano $P-Q$ em cada barra de carga de um sistema elétrico de grande porte exigiria um tempo computacional considerável. Na próxima seção, será apresentado um procedimento para a redução de rede, no qual algumas barras do sistema serão identificadas como de interesse para estudos, de acordo com o seu índice de severidade.

6.5 Uso de equivalentes elétricos estáticos para aplicação do Índice de Estabilidade de Tensão a sistemas elétricos de potência de grande porte

O cálculo de índices que determinam a proximidade de colapso de tensão em cada barra do sistema permite determinar margens individuais. Por meio destes, as barras mais críticas e as regiões ou sub-regiões mais vulneráveis poderão ser selecionadas e ações preventivas e/ou corretivas que devem ser adotadas. Atualmente, as concessionárias dividem o controle e a operação dos sistemas interconectados. O cálculo destes índices ajudará a identificar consumidores e concessionárias responsáveis por áreas suscetíveis ao colapso de tensão. Isto pode ser feito de duas maneiras:

- (i) com o auxílio de técnicas computacionais aplicadas à solução do fluxo de potência continuado;
- (ii) por meio da medição fasorial sincronizada que atualiza as medidas de tensão e potência continuamente, enviando-as a um centro de controle. Para isso é fundamental a existência de um sistema de comunicação rápido e confiável.

Como os parâmetros do sistema só se alteram com a mudança da topologia da rede, os índices podem ser calculados em tempo real ou próximo deste.

6.5.1 Considerações iniciais para o processo de redução de rede

Na Figura 6.6, tem-se a representação parcial simplificada de um grande sistema elétrico de potência de grande porte em que serão identificados três tipos de barras:

- Barras Tipo L = Podem ser barras de carga ou de geração fixa com P e/ou $Q \neq 0$, ou ainda barras $P-V$ transformadas em barras $P-Q$ quando o limite de geração de reativos for atingido;
- Barras Tipo T = Barras de passagem, sem carga e ou geração local;
- Barras Tipo G = Barras de geração $P-V$ (tensão controlada), ou $V-\theta$ (swing).

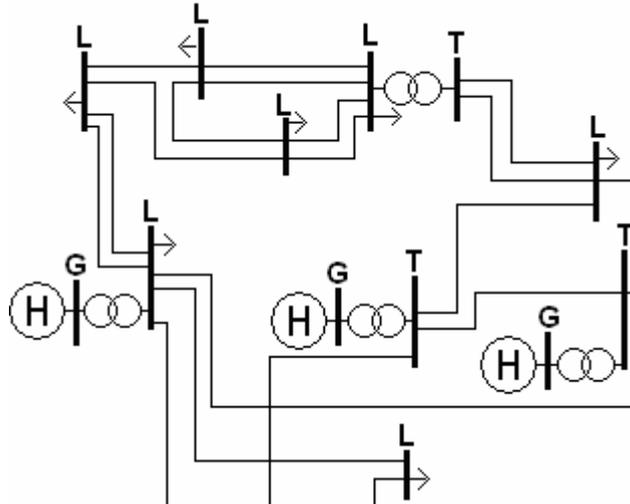


Figura 6.6 - Representação parcial simplificada de um sistema elétrico de potência.

6.5.2 Relações entre tensões e correntes no sistema original

No sistema a ser estudado, a relação entre as correntes e tensões no sistema com todas as barras preservadas é:

$$(I_{sistema}) = (Y_{sistema})(V_{sistema}) \quad (6.21)$$

Em que:

$I_{sistema}$ = Vetor de todas as correntes nodais;

$V_{sistema}$ = Vetor de todas as tensões nodais;

$Y_{sistema}$ = Matriz admitância nodal do sistema utilizada no fluxo de potência.

Considerando os Subvetores e Submatrizes das barras tipo L, T e G, têm-se:

$$\begin{pmatrix} I_L \\ I_T \\ I_G \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y_{LL} & Y_{LT} & Y_{LG} \\ Y_{TL} & Y_{TT} & Y_{TG} \\ Y_{GL} & Y_{GT} & Y_{GG} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_L \\ V_T \\ V_G \end{pmatrix} \quad (6.22)$$

I_L = Subvetor das correntes injetadas nas barras de carga;

I_T = Subvetor das correntes injetadas nas barras de passagem;

I_G = Subvetor das correntes injetadas no sistema pelos geradores;

V_L = Subvetor das tensões nas barras de carga;

V_T = Subvetor das tensões nas barras de passagem;

V_G = Subvetor das tensões nas barras de geração.

Da equação (6.22) têm-se:

$$I_L = Y_{LL}V_L + Y_{LT}V_T + Y_{LG}V_G \quad (6.23)$$

$$I_T = Y_{TL}V_L + Y_{TT}V_T + Y_{TG}V_G \quad (6.24)$$

Somando (6.23) e (6.24) e levando em conta que não há cargas nas barras tipo T, $I_T = 0$.

$$I_L = (Y_{LL} + Y_{TL})V_L + (Y_{LT} + Y_{TT})V_T + (Y_{LG} + Y_{TG})V_G \quad (6.25)$$

Da equação (6.24)

$$V_T = -\frac{(Y_{TL}V_L + Y_{TG}V_G)}{Y_{TT}} \quad (6.26)$$

Substituindo V_T da equação (6.26) na equação (6.25) e realizando algumas operações algébricas, tem-se:

$$I_L = (Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL})V_L + (-Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} + Y_{LG})V_G \quad (6.27)$$

Multiplicando a equação (6.27) por $(Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL})^{-1}$, resulta em:

$$V_L = Z_{LL}I_L + A_{LG}V_G \quad (6.28)$$

Em que:

$$Z_{LL} = (Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL})^{-1} \quad (6.29)$$

$$A_{LG} = Z_{LL}(Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} - Y_{LG}) \quad (6.30)$$

6.5.3 Equivalentes elétricos em cada barra de carga

Para processar os índices associados à cada barra, é necessário reduzir todo o sistema a uma única fonte e linha de transmissão equivalente para cada barra tipo L a ser considerada (GONG et al., 2006).

Da equação (6.28) tem-se:

$$\vec{V}_{Lj} = \sum_{i \in \alpha N} \bar{Z}_{LLji} \vec{I}_{Li} + \sum_{k \in \alpha M} \bar{A}_{LGjk} \vec{V}_{Gk} \quad (6.31)$$

Com $j \in \alpha N$ e $k \in \alpha M$

N = Número de barras tipo L ;

M = Número de barras tipo G .

Como:

$$\vec{I}_{Li} = \begin{pmatrix} -\bar{S}_{Li} \\ \vec{V}_{Li} \end{pmatrix}^* \quad (6.32)$$

Com $i = 1, N$

Substituindo \vec{I}_{Li} da equação (6.32) na equação (6.31)

$$\vec{V}_{Lj} = \bar{Z}_{LLjj} \left(\frac{-\bar{S}_{Lj}}{\vec{V}_{Lj}} \right)^* + \sum_{i \in \alpha N, i \neq j} \bar{Z}_{LLji} \left(\frac{-\bar{S}_{Li}}{\vec{V}_{Li}} \right)^* + \sum_{k \in \alpha M} \bar{A}_{LGjk} \vec{V}_{Gk} \quad (6.33)$$

Deste modo, cada barra de carga tipo L pode ser representada por um equivalente como na Figura 6.7.

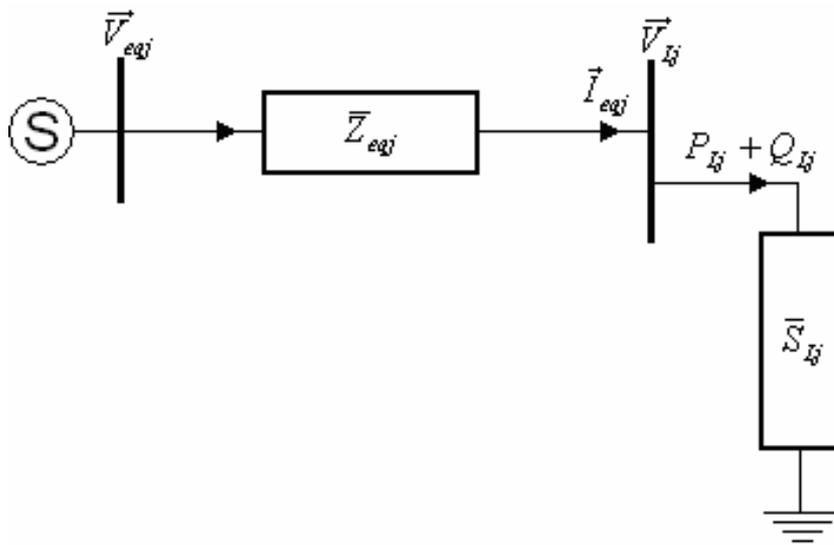


Figura 6.7 - Sistema equivalente para cada barra tipo L.

Onde:

$\bar{S}_{Lj} = P_{Lj} + jQ_{Lj}$ = Grandeza complexa representando a potência na barra de carga j ;

\vec{V}_{Lj} = Fator de tensão na barra de carga j ;

\bar{Z}_{eqj} = Impedância complexa equivalente antes da barra j ;

\vec{I}_{eqj} = Fator de corrente injetada no ramo equivalente \bar{Z}_{eqj} ;

\vec{V}_{eqj} = Fator de tensão equivalente antes da impedância \bar{Z}_{eqj} .

A potência complexa entregue à barra j é dada por:

$$\bar{S}_{Lj} = \vec{V}_{Lj} \vec{I}_{eqj}^* = \vec{V}_{Lj} \left(\frac{\vec{V}_{eqj} - \vec{V}_{Lj}}{\bar{Z}_{eqj}} \right)^* \quad (6.34)$$

Em que:

$$\bar{Z}_{eqj} = \bar{Z}_{LLjj} \quad (6.35)$$

Da equação (6.34) têm-se:

$$\vec{V}_{eqj} = \vec{V}_{Lj} + \bar{Z}_{LLjj} \left(\frac{\bar{S}_{Lj}}{\vec{V}_{Lj}} \right)^* \quad (6.36)$$

Substituindo \vec{V}_{Lj} dado na equação (6.33) na equação (6.36) obtém-se:

$$\vec{V}_{eqj} = \sum_{k \in \alpha M} \bar{A}_{LGjk} \vec{V}_{Gk} + \sum_{i \in \alpha N, i \neq j} \bar{Z}_{LLji} \left(\frac{-\bar{S}_{Li}}{\vec{V}_{Li}} \right)^* \quad (6.37)$$

6.5.4 Fluxograma para o cálculo dos equivalentes estáticos

No fluxograma da Figura 6.8 é apresentado de modo simplificado, os principais blocos do método proposto para o cálculo dos equivalentes estáticos, Índices de Estabilidade de Tensão, identificação de regiões críticas e análise de estabilidade de tensão no plano $P-Q$. Os principais blocos do programa computacional são:

- definição das submatrizes e matrizes das equações (6.22), (6.29) e (6.30);
- obtenção de \bar{Z}_{eq} e \vec{V}_{eq} definidos respectivamente nas equações (6.35) e (6.37);
- cálculo do Índice de Estabilidade de Tensão definido na equação (5.45);
- identificação da região com tendência ao colapso de tensão e sua barra crítica;
- processamento do programa que gera as curvas no plano $P-Q$ das barras selecionadas.

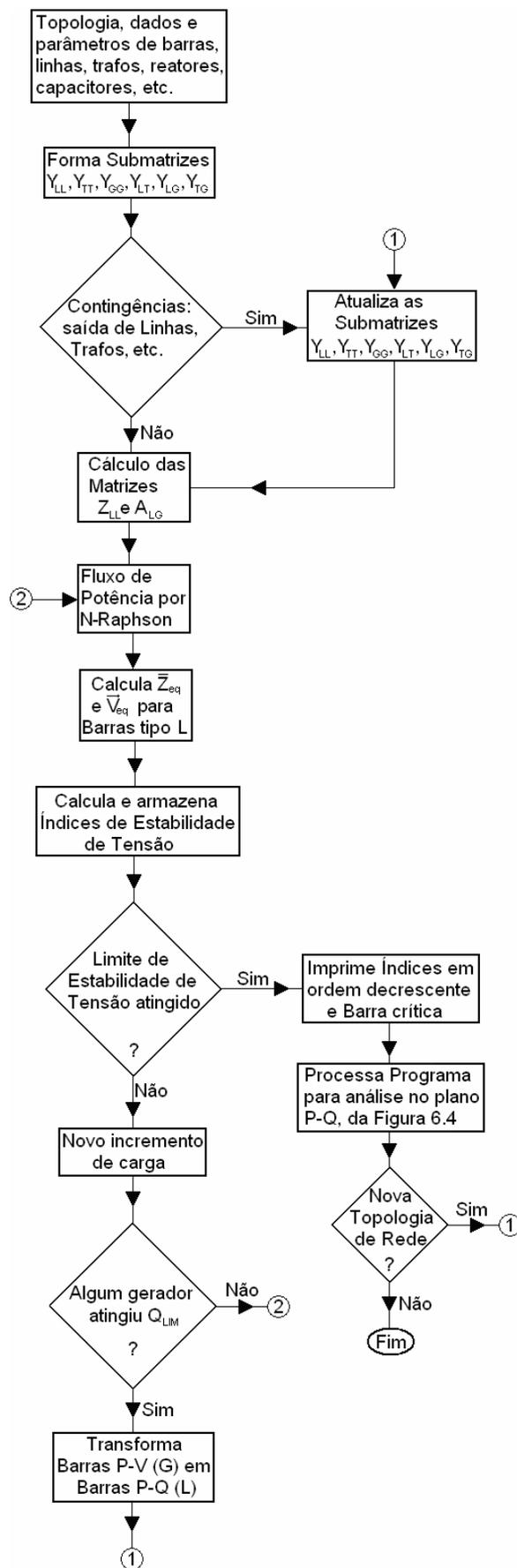


Figura 6.8 – Fluxograma computacional simplificado do Método Proposto.

6.6 Exemplo de aplicação do Índice de Estabilidade de Tensão em um sistema de transmissão

O sistema elétrico de potência com 3 máquinas e 9 barras da Figura 6.9, cujos dados e parâmetros podem ser encontrados nas Tabelas C.7 e C.8 do Apêndice C, será utilizado para ilustrar o procedimento proposto para o cálculo dos Índices de Estabilidade de Tensão. A partir de um estado normal de operação e através de um fluxo de potência continuado, pretende-se quantificar através do IET o grau de severidade de cada barra quando o sistema atingir o ponto de colapso de tensão.

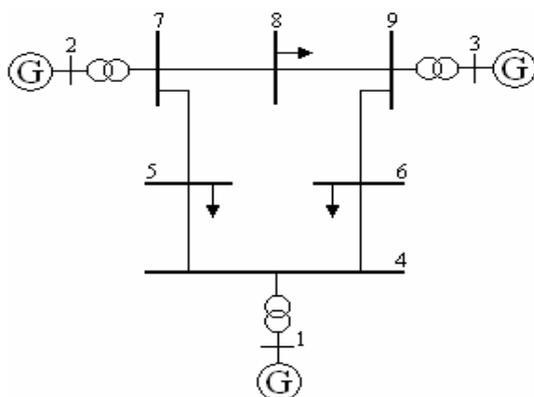


Figura 6.9 – Diagrama unifilar do sistema de 3 geradores e 9 barras.

No sistema da Figura 6.9 foram consideradas duas condições de operação:

- os geradores 2 e 3 sem limites de geração de potência reativa;
- os geradores 2 e 3 com seus limites de geração de potência reativa fixos.

Os resultados são mostrados na Tabela 6.3. Para a segunda condição IET (2), os geradores 2 e 3 passam de barras P - V para P - Q assim que perdem a capacidade de regular a tensão.

Tabela 6.3 - Índices de Estabilidade de Tensão

Barra	$IET(1)$ $P_{cr} = 745 \text{ MW}$	Barra	$IET(2)$ $P_{cr} = 655 \text{ MW}$
5	0.70847	8	0.95358
4	0.60563	2	0.84126
6	0.37754	5	0.83954
8	0.18984	6	0.53803
7	0.09986	3	0.43865
9	0.04234	4	0.35477
		7	0.06490
		9	0.02129

A Figura 6.10 mostra a evolução do IET(1) em que não há limite de geração de reativos para os geradores 2 e 3. Note que a barra 4 é uma barra de passagem, sem carga ou geração, mas tem um alto valor de IET. Isto se deve ao fato de que na barra 4 está ligado o gerador que opera como barra “swing” responsável por toda a geração extra necessária para atender ao aumento de carga.

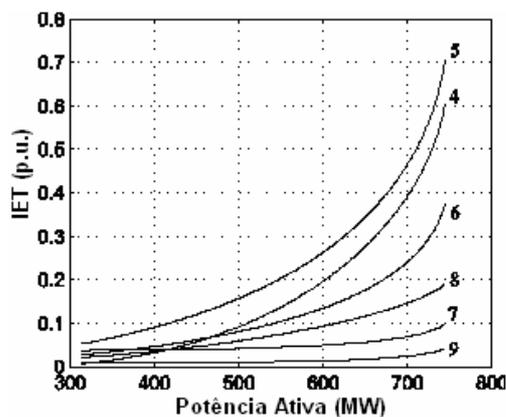


Figura 6.10 – Índices de Estabilidade de Tensão para a primeira condição.

A Figura 6.11 mostra os Índices de Estabilidade de Tensão para a segunda condição, ou seja, com os geradores 2 e 3 fornecendo apenas seus limites nominais de geração de potência ativa. Assim que estes geradores atingem seus limites de reativos, os Índices Estabilidade de Tensão sofrem uma variação brusca devido à transformação destas barras $P-V$ para $P-Q$. Como consequência, a barra de carga número 8 sofre a maior variação no IET. As barras críticas e a ordem de severidade mostradas na Tabela 6.3 obtidas pelo Método Proposto, foram as mesmas encontradas pela técnica de monitoramento da norma do vetor tangente apresentadas por ZAMBRONI DE SOUZA et al. (2000 e 2003), e aqui validada pelo programa ANAREDE[®] do CEPTEL-ELETROBRÁS (2003).

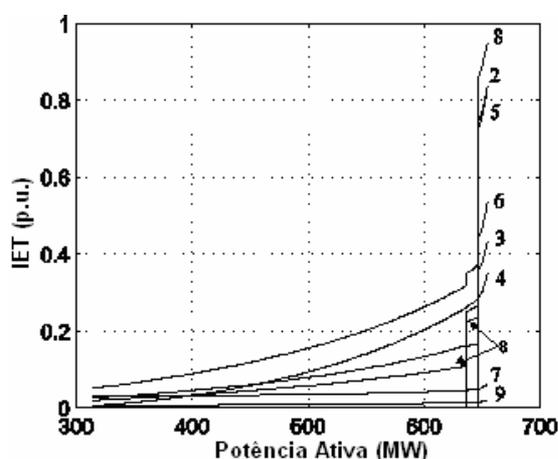


Figura 6.11 – Índices de Estabilidade de Tensão para a segunda a condição.

6.7 Considerações finais

Neste capítulo, foi apresentado um método analítico e computacional para a análise de estabilidade de tensão no plano $P-Q$. A redução de um sistema com n -barras a um equivalente com dois terminais permite calcular os Índices de Estabilidade de Tensão em cada barra. Com isso, regiões críticas são identificadas, poucas barras são selecionadas para estudos, facilitando, assim, a análise no plano $P-Q$, com menor tempo de processamento.

7 EXEMPLOS DE ESTABILIDADE ESTÁTICA DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA NA PRESENÇA DE GERAÇÃO EÓLICA

7.1 Introdução

Neste capítulo, são apresentados exemplos de estudo de estabilidade estática de tensão no plano $P-Q$ em sistemas elétricos de transmissão, subtransmissão e distribuição na presença de geração eólica. Primeiramente, será estudado um sistema de distribuição radial com a colocação de geração eólica no extremo de um alimentador. A região com maior tendência ao colapso de tensão será determinada em conformidade com a abordagem descrita no capítulo anterior. Também será realizada uma análise das limitações operacionais impostas pela turbina eólica e o sistema elétrico no Ponto de Conexão Comum. Finalmente, os mesmos estudos serão realizados no sistema elétrico de potência real da CEEE-D.

7.2 Estudos de estabilidade de tensão em um sistema de distribuição

A Tabela 1 do Anexo à Resolução 676 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece limites de tensões consideradas como adequada, precária e crítica para cada nível de tensão de operação. Por exemplo, se for de interesse manter o nível de tensão operacional de um sistema elétrico operando entre 1 a 69 kV em $\pm 5\%$, é possível, através do método proposto, determinar as combinações de potência ativa e reativa de modo a manter as barras de carga com tensões dentro destes limites. Com isso, a Resolução 676 da ANEEL estaria atendida, pois a mesma estabelece para este nível de tensão os limites entre 0,93 a 1,05 p.u. como tensões adequadas.

As curvas $P-Q$ serão então construídas para o sistema de distribuição da Figura 7.1, com 18 barras de 12,47 kV e 19 linhas/transformadores. O sistema elétrico de potência equivalente é conectado ao sistema de distribuição em 12,47 kV na barra 1 através de um transformador de 10 MVA 138-12,47 kV, podendo operar com sobrecarga contínua de 35% sob refrigeração forçada. O gerador eólico tem tensão e potência nominal de 0,69 kV e 7,5 MW e, quando em operação, está ligado através de um conversor estático e transformador à barra 12. Parâmetros de rede e os resultados de um fluxo de potência com a eólica operando como uma barra $P-Q$ com fator de potência unitário estão nas Tabelas C.9 e C.10 do Apêndice C. As cargas nominais estão distribuídas em conformidade com o limite térmico dos condutores e correspondem a uma carga base de $(13,50 + j5,10)$ MVA.

Os limites de tensão considerados nas barras de distribuição foram entre 0,95 a 1,05 p.u. Foram simulados dois diferentes cenários para o sistema: O primeiro com uma barra de geração eólica operando com fator de potência unitário tipo $P-Q$ e o segundo sem a presença da geração eólica. As Figuras 7.2, 7.3, 7.4 e 7.5 mostram as regiões de operação para diversos fatores de potência da carga, com e sem geração eólica. Para cada fator de potência a ser estudado, fixa-se todos os valores de demanda ativa de cada barra e calcula-se a demanda reativa correspondente. Partindo-se de valores inferiores aos nominais, incrementa-se uniformemente a carga. As regiões e sub-regiões são formadas com o processamento do fluxo de potência continuado. As sub-regiões em verde mostram os pontos de operação da carga que correspondem a tensões operacionais entre 0,95 e 1,05 p.u. Analisando as Figuras, é possível notar que há uma diminuição da região operacional quando não há geração eólica. A região em vermelho mostra a região não-operacional, com tensões fora dos limites estipulados.

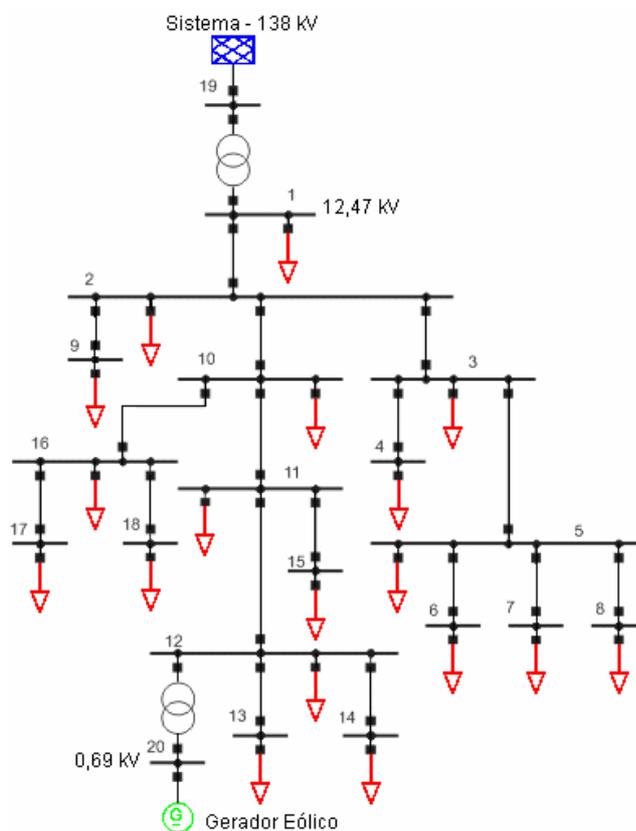


Figura 7.1 - Diagrama Unifilar do sistema de distribuição em estudo.

7.2.1 Curvas P - Q da barra 13 com e sem a presença de geração eólica.

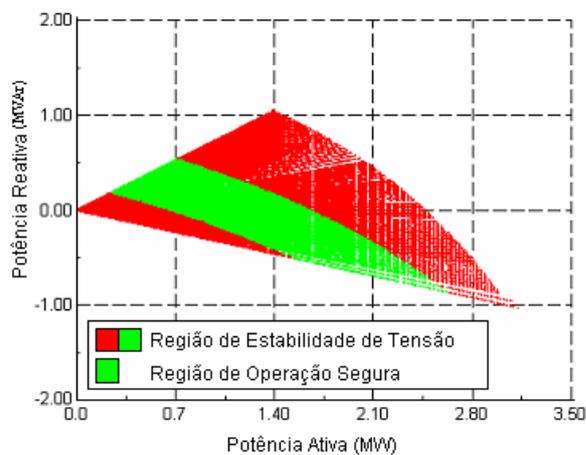


Figura 7.2 - Carregamento da barra 13 – Regiões de Estabilidade de Tensão com a presença de geração eólica.

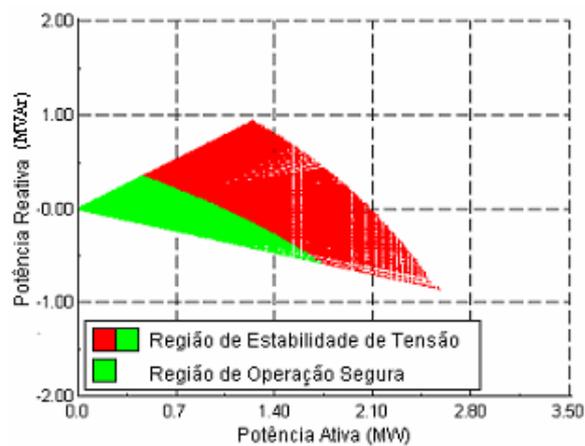


Figura 7.3 - Carregamento da barra 13 – Regiões de Estabilidade de Tensão sem a presença de geração eólica.

7.2.2 Curvas P - Q da barra 16 com e sem a presença de geração eólica.

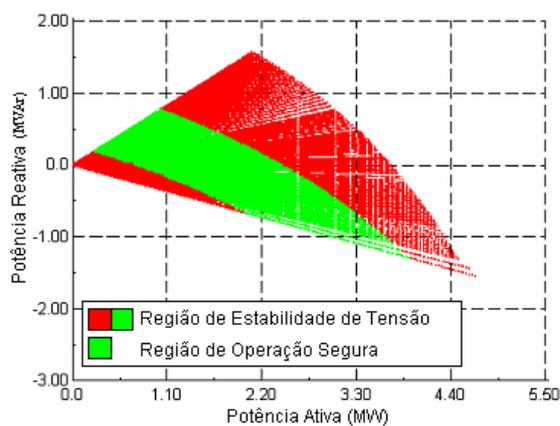


Figura 7.4 - Carregamento da barra 16 – Regiões de Estabilidade de Tensão com a presença de geração eólica.

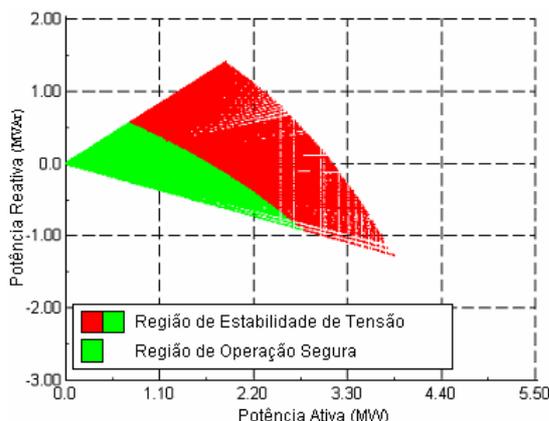


Figura 7.5 - Carregamento da barra 16 – Regiões de Estabilidade de Tensão sem a presença de geração eólica.

7.3 Efeito da geração eólica nos Limites de Estabilidade de Tensão

Para verificar o impacto da inserção de geração eólica no Limite de Estabilidade de Tensão (LET) no sistema de distribuição da Figura 7.1, serão considerados quatro cenários de operação:

- (i) não há geração eólica e a barra “swing” é a única fonte de potência;
- (ii) a geração eólica opera como uma barra $P-Q$ com fator de potência unitário;
- (iii) a geração eólica opera como uma barra $P-V$ com limite de reativos $Q_{lim} = 3,27$ MVar;
- (iv) a velocidade do vento é muito baixa para produzir potência ativa, e o conversor produz somente potência reativa.

A configuração base de carga é mostrada na Tabela C.10 do Apêndice C e, para cada cenário de operação, é feito um incremento uniforme de carga em cada barra. Nesse caso, cada carga tem uma direção de crescimento uniforme de acordo com seu fator de potência. O percentual de acréscimo de carga possível e a potência crítica entregue à carga no momento em que ocorre o colapso de tensão são mostrados na Tabela 7.1.

Tabela 7.1 – LET para quatro cenários de operação

Cenário	Modo de Operação da Geração eólica	Porcentual de acréscimo	Potência Crítica MW
I	$P_G = 0$ e $Q_G = 0$	69%	22,56
II	$P_G = 7,5$ e $Q_G = 0$	91%	25,50
III	$P_G = 6,75$ barra $P-V$	104%	27,23
IV	$P_G = 0,0$ e $Q_G = 7,5$	97%	26,30

A Figura 7.6 mostra o comportamento do limite de estabilidade de tensão do sistema para os quatro cenários de operação.

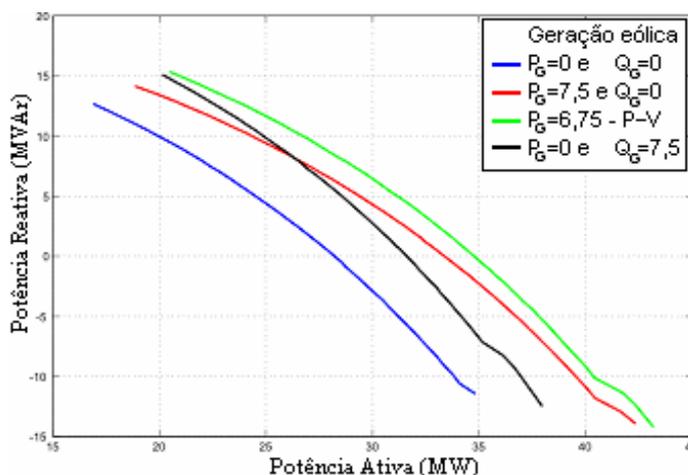


Figura 7.6 - Limites de estabilidade de tensão no plano P - Q do sistema.

Essas curvas foram obtidas considerando fatores de potência da carga entre 0,8 indutivo e 0,95 capacitivo. A potência ativa nominal de cada carga foi tomada como base, e a potência reativa calculada a partir de cada fator de potência estudado. Os modos de operação da eólica como barra P - V ou até mesmo funcionado como fonte de reativos, quando a velocidade do vento estiver muito baixa, merecem ser considerados.

7.4 Identificação das regiões críticas de um sistema de distribuição

A identificação das barras críticas que indicam a região do sistema com tendência ao colapso de tensão é feita com base no IET. Para tal, são utilizados os conceitos e formulações apresentados nas seções 5.4 e 6.5. As barras críticas identificadas são mostradas na Tabela 7.2 e são as mesmas para os quatro cenários considerados. A região crítica definida no momento em que o sistema entra em colapso de tensão localiza-se nas barras 5-6-7 e 8. Entre estas barras, a número 8 é a que apresenta o maior índice de severidade e é, portanto, a barra crítica. Esta barra será então considerada para analisar seu comportamento durante o acréscimo de carga com relação aos limites operacionais de tensão. A Figura 7.7 mostra as regiões de operação adequadas de tensão na barra 8, considerando os limites entre 0,95 e 1,05 p.u.. Unindo-se as extremidades das curvas LS (potência superior) e LI (potência inferior) de mesma cor, tem-se as regiões operacionais dentro dos limites adequados de tensão para cada cenário considerado. LS representada curva limite de tensão de 0,95 p.u., e LI corresponde ao limite de tensão de 1,05 p.u..

Tabela 7.2 – Região crítica pelo IET

Barras críticas	IET sem geração eólica	Barras críticas	IET com A geração eólica como Barra P-Q
8	0.51933	8	0.44769
7	0.48865	7	0.42257
6	0.38328	6	0.32810
5	0.12530	5	0.11355

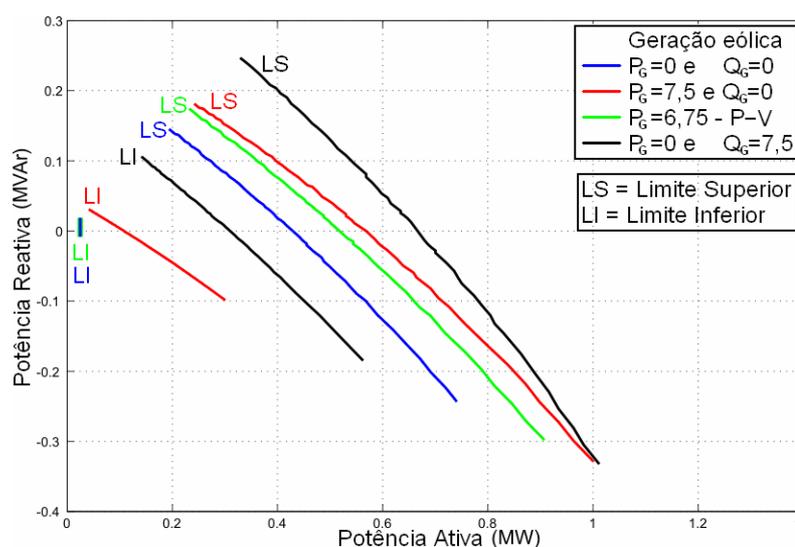


Figura 7.7 - Regiões operacionais adequadas na barra 8

7.5 Novas perspectivas com centrais eólicas participando do controle de tensão e suprimento de reativos

Os principais fabricantes mundiais de aerogeradores desenvolvem pesquisas e testes com o objetivo de produzir fazendas eólicas capazes de participar do controle de tensão e compensação de reativos. Segundo a empresa Enercon, ENERCON (02/2007), fabricante das Turbinas do Parque Eólico de Osório-RS, o seu último modelo de turbina E70/2.3 MW, com FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System), recebeu aprovação do Operador Nacional do Sistema de Transmissão da Grã-Bretanha (NGTE). Os testes realizados com este modelo de turbina mostraram que o mesmo pode ser usado no controle de tensão, respondendo às flutuações de tensão do sistema e fornecendo 90% da potência reativa estipulada pelas Normas da NGTE em menos do que 1 segundo. Segundo as Normas da NGTE, além de fornecer potência reativa em regime normal de operação, as fazendas eólicas devem responder às solicitações dinâmicas de reativos na rede básica durante curtos-circuitos.

A utilização de dispositivos FACTS com controles otimizados garante que as turbinas forneçam a quantidade de reativos necessários, independente da velocidade do vento no momento da demanda. O intercâmbio de potência ativa e reativa de uma turbina eólica em porcentagem da potência nominal estipulado pelas Normas da NGTE é mostrado na Figura 7.8. Todos os pontos internos delimitados pela linha preta são factíveis de operação: à esquerda, absorvendo reativos e à direita, gerando reativos.

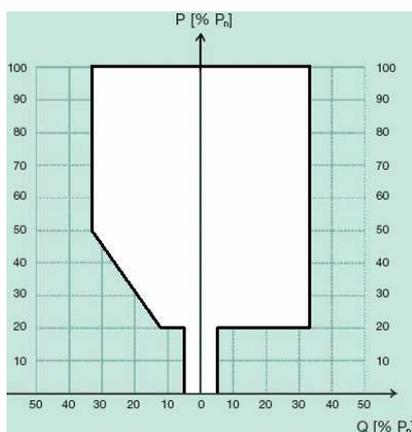


Figura 7.8 – Limites operacionais de turbinas eólicas segundo as normas da NGTE.

O diagrama mostra que, para níveis de geração acima de 20% da potência nominal, a fazenda eólica deve se capaz de fornecer até 33% de potência reativa com relação à potência ativa nominal no Ponto de Conexão Comum. Como os cabos e os transformadores até o Ponto de Conexão Comum consomem potência reativa, o modelo antigo E-70/2 MW da empresa Enercon, com característica em V mostrado em azul na Figura 7.9, não atendia a todas as especificações da NGTE e necessitava de fontes adicionais externas de reativos para atender esta Norma.

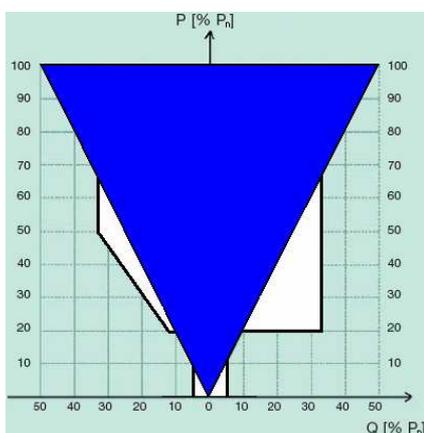


Figura 7.9 – Característica Operacional do modelo E-70/2 MW da Enercon.

A solução com FACTS incorporada ao novo modelo E-70/2,3 MW permite o atendimento total das Normas NGTE como mostrado na Figura 7.10. Os limites delimitados pela Norma são ultrapassados como mostra a região excedente externa em azul fornecida pelo novo modelo de turbina.

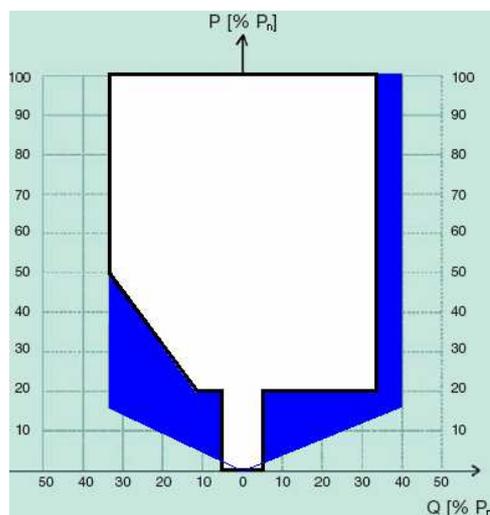


Figura 7.10 – Característica operacional do modelo E-70/2,3 MW da Enercon.

7.6 Características operacionais das barras do sistema de potência e do conversor

Como mencionado anteriormente, o avanço da tecnologia na construção de turbinas eólicas com conversores permite que fazendas eólicas possam realizar o controle de potência ativa e reativa. CHRISTIANSEN & JOHNSEN (2006) selecionaram seis normas para turbinas eólicas a serem conectadas na rede elétrica. Os requisitos principais considerados pelos autores levaram em conta as recomendações de países como Canadá, Dinamarca, Alemanha, Irlanda, Escócia e demais países do Reino Unido. As características mais restritivas para a conexão foram definidas considerando aspectos de controle de tensão, qualidade de tensão, controle de geração ativa, frequência e efeito “flicker”. Os limites operacionais de potência ativa e reativa considerando as restrições destes países são mostrados no polígono com contornos em preto definido na Figura 7.11.

A Figura 7.11 mostra as curvas P - Q para a barra onde o gerador eólico foi conectado. Foram considerados, simultaneamente, os limites operacionais de tensão na barra 12 e os limites de injeção de potência do conversor. Sobreposta à característica operacional definida pelas normas dos seis países já mencionados, coloca-se a curva limite de tensão aceitável de subtensão na barra 12. A potência da carga foi considerada constante e a geração eólica

variando em degraus de 0,5%. A região demarcada em verde corresponde à área aceitável de tensões, comum para a geração eólica que atende a norma dos seis países citados e o sistema. A região excedente demarcada em azul, acima da linha do limite de tensão operacional adequada ou segura, é o acréscimo operacional proporcionado pela nova turbina da empresa Enercon. Estas regiões podem ser ainda mais restritivas se forem considerados os limites térmicos impostos pela corrente nos conversores. Estas áreas (verde e azul acima da linha limite), contêm as combinações de potência que a geração eólica pode operar respeitando os limites de tensão adequada. Os outros pontos de operação da turbina eólica abaixo da linha limite são restritivos devido às limitações impostas pelas tensões menores que 0,95 p.u. na barra 12.

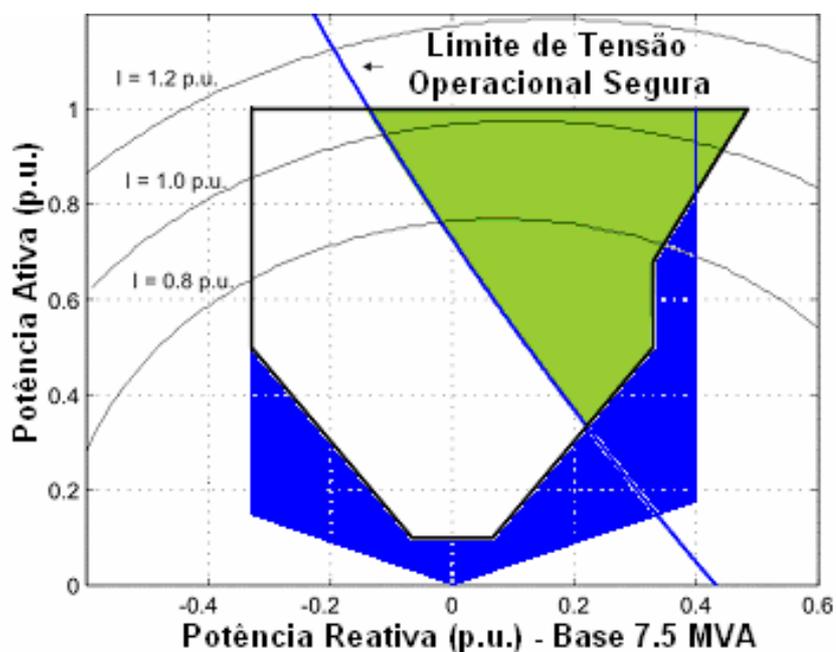


Figura 7.11 – Limites operacionais impostos ao sistema pelo conversor.

Um acréscimo na região de produção de reativos da fazenda eólica permitiria ampliar a região de tensões operacionais adequadas no Ponto de Conexão Comum. A característica operacional do modelo E-70/2,3 MW da empresa Enercon da Figura 7.10 é sobreposta a da Figura 7.11 e mostra uma área verde comum com as Normas dos seis países citados e uma área extra em azul à direita da linha com tensões operacionais aceitáveis.

7.7 Estudos de estabilidade estática de tensão no sistema do extremo sul do RS – CEEE-D na presença de geração eólica

O Diagrama unifilar da Figura 7.12 mostra de maneira simplificada o sistema de potência de transmissão, subtransmissão e distribuição do extremo sul do Rio Grande Sul, incluindo as possíveis futuras inserções de geração eólica, 20 MW em Santa Vitória do Palmar, 50 MW em Jaguarão e 12 MW em Dom Pedrito. Os dados e parâmetros de linhas bem como o estado inicial de operação para carga pesada total de $(340,65 + j66,09)$ MVA, sem a presença de geração eólica, estão nas Tabelas C.11 e C.12 do Apêndice C.

Dois cenários serão analisados no sistema pertencente à CEEE-D da Figura 7.12: Em ambos os casos, não será imposto limite de reativos nas barras 1199-GUA2, 1230-LIV2, 1239-UPME e 1258-CIN.

- Cenário I: Sistema atualmente em operação sem a presença de geração eólica;
- Cenário II: Sistema atual com a inserção de 82 MW totais de geração eólica nas barras 9452-SVP, 9163-JGR e 9423-DPE. As eólicas serão consideradas como barras $P-Q$ operando com fator de potência unitário.

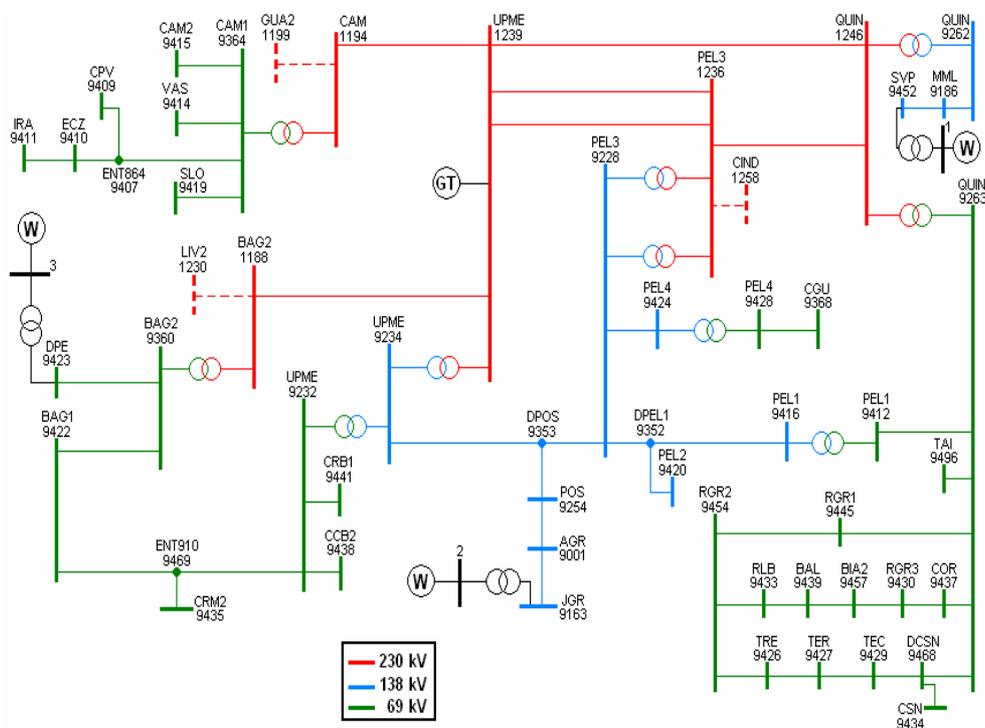


Figura 7.12 – Diagrama do sistema elétrico de potência do extremo sul do Rio Grande do Sul – CEEE-D

7.7.1 Identificação da região crítica no sistema do extremo sul do RS com carga pesada sem a presença de geração eólica

A máxima sobrecarga admitida acima do ponto normal de operação mostrado na Tabela C.12 do Apêndice foi de 68,1%. Este é o ponto de colapso de tensão do sistema e a potência crítica é de 572 MW. As 15 barras mais críticas do sistema em ordem de severidade são 9454-RGR2, 9433-RLB, 9426-TRE, 9439-BAL, 9457-BIA2, 9445-RGR1, 9430-RG3, 9427-TER, 9429-TEC, 9434-CSN, 9468-DCSN, 9437-COR, 9496-TAI, 9263-QUIN e 9412-PEL1 e definem assim a região mais vulnerável ao colapso de tensão para o carregamento na direção considerada. A primeira barra a entrar em colapso de tensão é a 9454-RGR2.

7.7.2 Identificação da região crítica no sistema do extremo sul do RS com carga pesada e com a presença de geração eólica

A Tabela C.13 do Apêndice C mostra o ponto de operação após a convergência do fluxo de potência do sistema elétrico em estudo, considerando a presença de geração eólica nas Barras de Santa Vitória do Palmar, Jaguarão e Dom Pedrito. A máxima sobrecarga admitida acima do ponto normal de operação, mostrado na Tabela C.13 do Apêndice C, foi de 70,8%. A potência crítica neste caso é de 582 MW. As 8 barras mais críticas do sistema em ordem de severidade são 9419-SLO, 9411-IRA, 9409-CPV, 9410-ECZ, 9407-ENT864, 9414-VAS, 9415-CAM2 e 9364-CAM1 e definem assim a região mais vulnerável ao colapso de tensão para o carregamento na direção considerada. A primeira barra a entrar em colapso de tensão é a 9419-SLO. É interessante notar que a presença de 82 MW de geração eólica mudou a região crítica encontrada no Cenário I. Embora a geração de energia eólica represente apenas 25% da carga nominal, houve uma mudança significativa dos reativos gerados na barra 1239-UPME e 1258-CIN. A análise da saída de fluxo de potência no momento de colapso mostra, respectivamente para as barras citadas, uma geração de (507,9 e 204,6) MVar para o cenário I e (232 e 30,4) MVar para o cenário II.

7.8 Análise de estabilidade estática de tensão no sistema CEEE-D

7.8.1 Análise de Estabilidade estática de tensão no plano $P-Q$ na barra 9454-RGR2

Para a barra 9454-RGR2 identificada como crítica no cenário I, foram construídas as regiões $P-Q$ para os dois cenários anteriores, sem e com a presença de geração eólica. Estas são mostradas nas Figuras 7.13 e 7.14.

Comparando as Figuras 7.13 e 7.14, percebe-se que, além da potência que pode ser fornecida à barra aumentar significativamente, ocorre também um aumento na região de operação adequada do ponto de vista do nível de tensão.

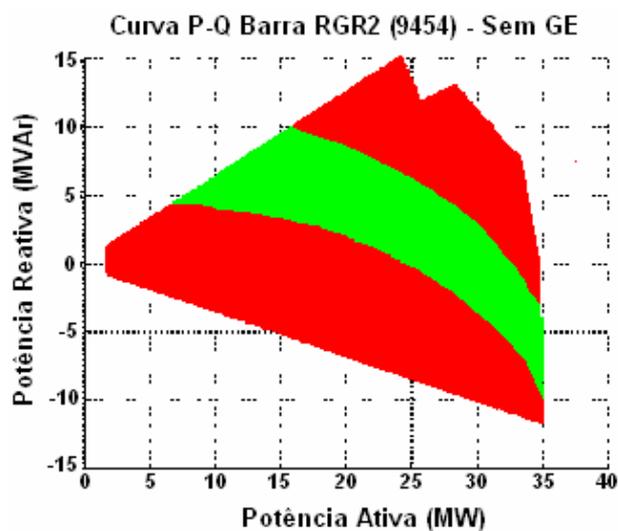


Figura 7.13 - Região P - Q barra 9454-RGR2, sem a presença de geração eólica.

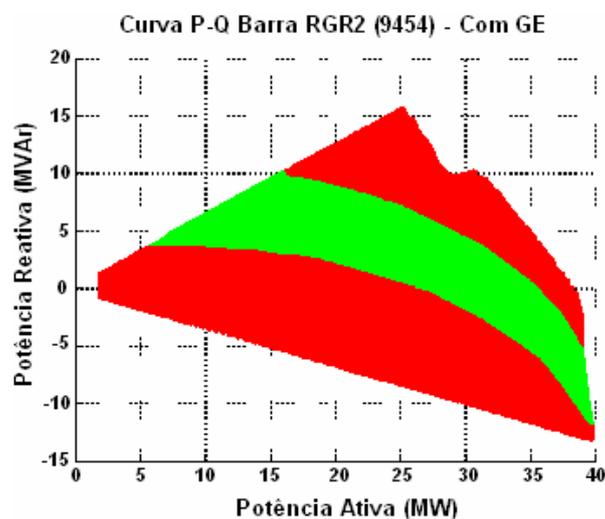


Figura 7.14 - Região P - Q barra 9454-RGR2, com a presença de geração eólica.

7.8.2 Análise da estabilidade estática de tensão no plano P - Q na barra 9419-SLO

Para a barra 9419-SLO identificada como crítica no cenário II, foram construídas as curvas P - Q para os dois cenários estudados, sem e com a presença de geração eólica. Estas são mostradas nas Figuras 7.15 e 7.16

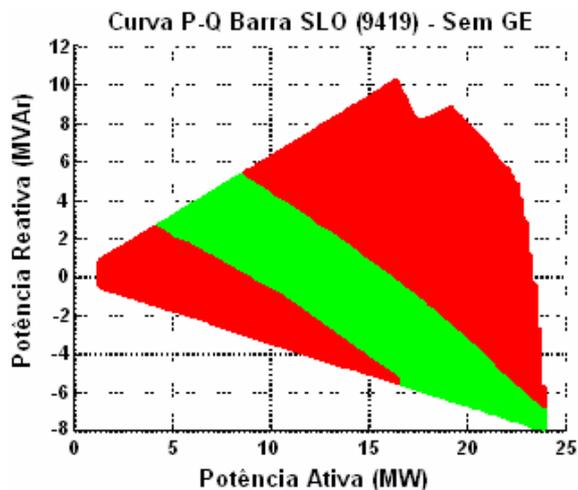


Figura 7.15 - Região P - Q barra 9419-SLO, sem a presença de geração eólica.

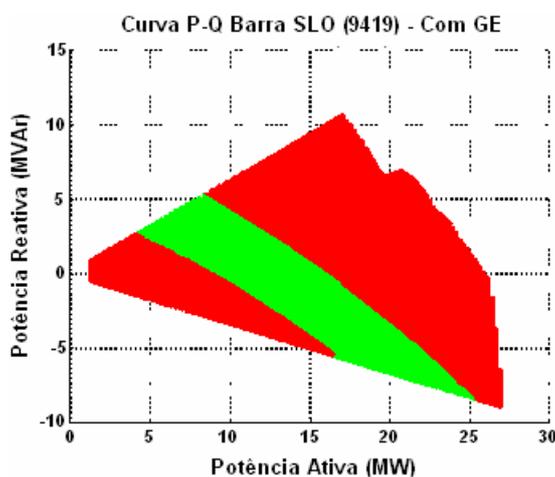


Figura 7.16 - Região P - Q barra 9419-SLO, com a presença de geração eólica.

Novamente percebe-se que, além da potência que pode ser entregue à barra aumentar significativamente, a região de operação aceitável também sofre um aumento considerado.

7.9 Considerações finais

Neste capítulo, foram apresentados alguns estudos de estabilidade estática de tensão no plano P - Q , onde os limites de estabilidade e as regiões seguras de operação foram determinados. As regiões críticas foram identificadas com base na redução de redes e cálculo dos IET proposto neste trabalho. Os estudos foram realizados em sistemas reais atualmente em operação e pertencente ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A metodologia desenvolvida é bastante útil para o planejamento da expansão e operação e da operação em tempo real de sistemas elétricos de potência.

8 CONCLUSÕES E SUGESTÕES

8.1 Conclusões

Com relação à Estabilidade Transitória Angular, apresentou-se uma nova metodologia visando identificar os grupos críticos de geradores coerentes, bem como um processo de redução de rede até a configuração final Máquina-Barra Infinita. O Método Proposto foi testado em vários sistemas e os resultados estão muito próximos daqueles obtidos por meio de simulação numérica no domínio do tempo e com os métodos que utilizam o conceito de função energia como função de Lyapunov.

Quando o objetivo é o planejamento da expansão com um horizonte de alguns anos, as margens de segurança obtidas com o método proposto que utiliza o modelo clássico simplificado podem ser utilizadas para viabilizar ações preventivas com relação aos casos mais críticos identificados. Estas margens podem também ser utilizadas para tomada de decisões preliminares sobre alternativas de projeto.

Para aplicações no planejamento da operação e para a operação em tempo real, a seleção de poucas contingências críticas facilita muito a análise com modelo detalhado e a tempo de se aplicar ações preventivas e ou corretivas pelos operadores dos sistemas.

A grande vantagem da metodologia proposta está no fato de que, quando os resultados para os tempos críticos não ficam dentro de uma faixa esperada, estes são automaticamente rejeitados e encaminhados para análise convencional por simulação numérica no domínio do tempo. Na prática isto significa que, se os dois grupos de geradores não foram formados de maneira correta, ou não houve a formação clara de dois grupos coerentes, o equivalente formado não pode representar a dinâmica de todos os geradores do sistema original. Isso torna o método totalmente automático, e a intervenção dos operadores ou especialistas só é requerida nestes poucos casos.

O estudo adicional realizado com geração eólica teve o objetivo de verificar o impacto produzido pela reserva adicional girante exigida por este tipo de geração, nos tempos críticos de abertura e margens de segurança.

A ordem de severidade das contingências bem como o grau de prioridade para estudo detalhado fornecidos pelo método proposto são de real importância tanto para o planejamento como para a operação de sistemas elétricos de potência.

Com relação à Estabilidade de Tensão, desenvolveu-se uma metodologia analítica e computacional para a análise de estabilidade estática de tensão no plano $P-Q$. As equações analíticas para os valores críticos derivadas para sistemas com dois terminais são de aplicação direta e com significado físico. Foram encontrados limites e regiões adequadas de tensões de operação que podem ser usados no planejamento da expansão e da operação, bem como na operação em tempo real de sistemas elétricos de potência. O conhecimento prévio das áreas com tendência ao colapso determinado pelo IET pode ser utilizado on-line pelos operadores do sistema. Estas regiões adequadas ou seguras podem ser interpretadas como características de carregamento de uma barra, semelhante às curvas de capacidade de geradores.

Os estudos realizados com a inserção de energia eólica serviram para mostrar os limites de geração eólica com relação às restrições impostas pela regulação de tensão do sistema. Destaca-se a possibilidade de ampliar a participação das fazendas eólicas no controle de tensão e suprimento de reativos dos sistemas elétricos de potência, mesmo quando as condições de vento não forem favoráveis.

8.2 Sugestões para futuros trabalhos

Com relação ao tema Estabilidade Transitória Angular, sugere-se:

- utilizar a metodologia proposta no trabalho para selecionar contingências críticas que devem ser estudadas com modelos detalhados dos componentes do sistema, simultaneamente com um programa de estabilidade transitória já em uso pelas empresas, como, por exemplo o ANATEM[®] do CEPEL;
- utilizar o método de identificação de geradores coerentes proposto no trabalho como ferramenta auxiliar ao programa SIME (SIngle Machine Equivalent), estático e/ou dinâmico.

Com relação ao tema Estabilidade Estática de Tensão, sugere-se:

- aprimorar a metodologia desenvolvida visando à inclusão de modelos de carga dependentes da tensão, e até mesmo considerar um tratamento probabilístico de carga;
- desenvolver novos estudos para utilização das curvas $P-Q$ definidas previamente, juntamente com as medições em tempo real das tensões e potências.

BIBLIOGRAFIA

AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. **The Continuation Power flow: A tool for Steady State Voltage Stability Analysis**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 416-423, February 1992.

ANDERSON, P.M.; FOUAD, A.A. **Power System Control and Stability**. 2nd edition, IEEE Press, Wiley Interscience, 2003.

BALAMOUGAN, V.; SIDHU, T.S.; SACHDEV, M.S. **Technique for online prediction of voltage collapse**. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 151, No. 4, pp. 453-460, July 2004.

BETTIOL, A.L.; ZHANG, Y.; WEHENKEL, L.; PAVELLA, M. **Transient Stability Investigation on a Brazilian Network by SIME**. APSCOM-97, Hong Kong, pp. 1-6, November 1997.

BRETAS, N.G.; ALBERTO, L.F.C. **Coherency on Electrical Power Systems**. POWERCON 2000, Perth-Australia, Vol. 1, pp. 157-162, 2000.

BRETAS, N.G.; ALBERTO, L.F.C. **Lyapunov Function for Power Systems with Transfer Conductances: Extension of the Invariance Principle**. IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 18, No. 2, pp. 769-777, May 2003.

CEPEL-ELETOBRÁS. **Programa de Análise de Redes–ANAREDE**: Manual do Usuário V08-Janeiro de 2003.

CHIANG, H.-D.; CHU, C.-C. **Theoretical Foundation of the BCU Method for Direct Stability Analysis of Network-Reduction Power System Models with Small Transfer Conductances**. IEEE transactions On Circuit and Systems, Vol. 42, No. 5, pp. 252-265, May 1995.

CHIANG, H.-D.; WU, F.F.; VARAIYA, P.P. **A BCU Method for Direct Analysis of Power System Transient Stability**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 9, No. 3, pp. 1194-1208, August 1994.

CHIANG, H.-D.; DOBSON, I.; THOMAS, R.J. **On Voltage Collapse in Electric Power Systems**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 5, No. 2, pp. 601-608, May 1990.

CHRISTIANSEN, W.; JOHNSEN, D.T. **Analysis of requirements in selected Grid Codes**. Section of Electric Power Engineering, Technical University of Denmark, January 2006.

DA-ZHONG, F.; CHUNG, T.S.; DAVID, A.K. **Fast Transient Stability Estimation Using a Novel Dynamic Equivalent Reduction Technique**. IEEE Trans. On power Systems, Vol. 9, No. 2, pp. 995-1001, May 1994.

DECKER, I.C. **Análise de estabilidade transitória em sistemas de potência usando o conceito de superfície limite de energia potencial**. Dissertação de Mestrado. UFSC. 1984.

DECKER, I.C.; DOTTA, D.; AGOSTINI, M.N.; ZIMATH, S.L.; SILVA, A.S. **Performance of a synchronized phasor measurements system in the Brazilian power system.** IEEE Power Engineering Society General Meeting, Canada. June 2006.

DECKER, I.C.; FALCÃO, D.M.; KASZKUREWICZ, E. **Parallel Implementation of a Power System Dynamic Simulation Methodology using the Conjugate Gradient Method.** Transactions On Power Systems, Vol. 7, No. 1, pp. 458-465, February 1992.

DHOLE, G.M.; KHEDKAR, M.K. **Antigen energy function: a new energy function for transient stability assessment.** Electric Power System Research, Vol. 74, pp. 315-322, 2005.

DIgSILENT GmbH. **DIgSilent Power Analysis Software: User's Manual** Version Power Factory 13.0 for Educational Purposes. Germany, 2004.

DOBSON, I., LU, L. **New Methods for Computing a Closest Saddle Node Bifurcation and Worst Case Load Power Margin for Voltage Collapse.** IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 8, No. 3, pp. 905-913, August 1993.

ENERCON - **Enercon Magazine for Wind Energy.** Windblatt Magazine, 02/2007. Disponível em: <<http://www.enercon.de>> em 31/01/2008.

EPING, C. et al. **Impact of Large Scale Wind Power on power System Stability.** Fifth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Glasgow-Scotland, April 2005.

ERNST, D. et al. **A Unified Approach to Transient Stability Contingency Filtering, Ranking and Assessment.** IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 16, No. 3, pp. 435-443, August 2001.

FERREIRA, C.M.M.; DIAS PINTO, J. A.; BARBOSA, F.P.M. **On-Line Security of an Electric Power Systems using a Transient Stability Contingency Screening and Ranking Technique.** IEEE MELECOM 2002, Cairo-Egypt, pp. 371-335, May 2002.

GHAFFURIAN, A.; BERG, G.J. **Coherency-Based Multimachine Stability Study.** IEE Proc. Vol. 129, Pt C, No. 4, pp. 153-160, July 1982.

GHARTEMANI, M.K.; IRAVANI, M.R. **A Method for Synchronization of Power Electronic Converter in Polluted and Variable-Frequency Environments.** IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 3, pp. 1263-1270, August 2004.

GONG, Y.; SCHULZ, N.; GUZMAN, A. **Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index,** IEEE PES Power System Conference & Exposition, Atlanta-Georgia, USA, pp. 1029-1036, October/November 2006.

HAQUE, M.H. **A fast method for determining the voltage stability limit of a power system,** Electric Power System Research, Vol. 32, pp. 35-43, 1995.

HAQUE, M.H. **On-line monitoring of maximum permissible loading of a power system within voltage stability limits,** IEE Proc. Gener. Transm. Distrib. Vol. 150, No. 1, pp. 107-112, January 2003.

HAQUE, M.H. **Determination of Steady-State Voltage Stability Limit Using P-Q Curve.** IEEE Power Engineering Review, pp. 71-72, April 2002.

HAQUE, M.H. **Equal-Area Criterion: An Extension for Multimachine Power Systems.** IEE Proc. Gen. Transm. Distribution. Vol. 141, No. 3, pp. 191-197, May 1994.

HAQUE, M.H. **Hybrid Method of Determining the Transient Stability Margin of a Power Systems.** IEE Proc. Transm. Distrib. Vol. 143, No. 1, pp. 27-32, January 1996.

HAQUE, M.H. **Identification of Coherent Generators for Power System Dynamic Equivalent Using Unstable Equilibrium Point.** IEE Proc. Vol. 138, Pt C, No. 6, pp. 546-552, November 1991.

HAQUE, M.H; RAHIM, A.H.M.A. **Identification of Coherent Generators Using Energy Function.** IEE Proc. Vol. 137, Pt C, No. 4, pp. 255-260, July 1990.

HUANG, G.M. et al. **A New Bifurcation Analysis for Power System Dynamic Voltage Stability Studies.** IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 2, pp. 882-887, January 2002.

JASMON, G.B.; CALLISTUS, L.H.; LEE, C. **Prediction of voltage collapse in power systems using a reduced system model.** IEE International Conference on control. London, pp. 32-36, March 1991.

JONSSON, M.; BEGOVIC, M.; DAALDER, J. **A New Method Suitable for Real-Time Generator Coherency Determination.** IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 3, pp. 1473-1482, 2004.

KAKIMOTO, N.; OHSAWA, Y.; HAYASHI, M. **Transient Stability Analysis of Multimachine Power Systems with Field Flux Decays via Lyapunov Direct Method.** IEEE Transactions On Power Systems, PAS-99, pp. 1819-1827, 1980.

KIMBARK, E.W. **Power System Stability: Elements of Stability Calculation.** Vol. I, John Willey and Sons, 1948.

KOESSLER, R. et al. **Voltage Stability Study of the PJM system Following Extreme Disturbances.** IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 22, No. 1, pp. 285-293, February 2007.

KUNDUR, P, et al. **Definition and Classification of Power System Stability.** IEEE Trans. On Power Systems, Vol.19, No. 2, pp. 1387-1401, May 2004.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control.** The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill, Inc, New York, 1994.

KWATNY, H., et al. **Static Bifurcations in Electric Power Network: Loss of Steady-State Stability and Voltage Collapse.** IEEE Transactions on Circuits and Systems, Vol. CAS-33, No. 10, pp. 981-991, October 1986.

LIMA et al. **Blecautes no Brasil**. Anais do Encontro de Pesquisadores em Sistemas de Potência. Campinas. 2004.

MARIA, G.A.; TANG, C.; KIM, J. **Hybrid Transient Stability Analysis**. IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 5, No. 2, pp. 384-393, May 1990.

MARIOTTO, L. **Análise e Computação do Domínio de Estabilidade de Grandes Sistemas Elétricos de Potência**. Dissertação de Mestrado. UFSM. 1981.

MARIOTTO, L.; PINHEIRO, H. **Identificação de Grupos Coerentes para Cálculo de Tempos Críticos e Margens de Segurança de Sistemas Elétricos de Potência**. Congresso Brasileiro de Automática. Salvador-BA. p. 2022-2027. Outubro de 2006.

MARIOTTO, L.; PINHEIRO, H. CARDOSO JUNIOR, G. MURARO, M.R. **An analytical tool for Computing Transient Stability Analysis Margins of a Power Systems with Large Amount of Wind Power**. International Conference on Clean Electrical Power, pp. 747-753, Capri – Italy, May 2007.

MARIOTTO, L.; PINHEIRO, H.; CARDOSO JUNIOR, G; MURARO, M.R. **Determination of the Static Voltage Stability Region of Distribution Systems with the Presence of Wind Power Generation**, International Conference on Clean Electrical Power, pp. 556-562, Capri – Italy, May 2007.

MARIOTTO, L.; PINHEIRO, H.; CARDOSO JUNIOR, G; MURARO, M.R.; JASKULSKI, I.W. **Determination of the Impact of Wind Power Generation on the Steady-State Voltage Stability of Distribution Systems**, 9º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência., pp. 602-606, Blumenau – SC. Outubro de 2007.

MOGHAVVEMI, M.; FARUQUE, M.O. **Power system security and voltage collapse: a line outage based indicator for prediction**. Electric Power System Research. Vol. 21 pp. 455-461, 1999.

MOGHAVVEMI, M.; FARUQUE, M.O. **Technique for contingency monitoring and voltage collapse prediction**. IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 145, No. 6, pp., 634-640, November 1998.

MOHN, F.W.; DE SOUZA, C.Z. **Tracing PV and QV Curves with the Help of a CRIC Continuation Method**. IEEE Trans. On Power System., Vol. 21, No. 3, pp. 1115-1122, August 2006.

MOHN, F.W.; DE SOUZA, C.Z. **On fast decoupled continuation power flows**. Electric Power System Research. Vol. 63, pp. 105-111, 2002.

NUNES, M.V.A. et al. **Influence of the Variable-Speed Wind Generators in Transient Stability Margin on the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids**. IEEE Trans. On Energy Conversion Systems, Vol. 19, No. 4, pp. 692-701, December 2004.

PAVELLA, M.; ERNST, D.; R-VEGA, D. **Transient Stability of Power Systems: A unified Approach to assessment and control**. Kluwer Academic publisher. 2000.

PODMORE, R. **Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents.** IEEE Trans. Vol. PAS 97, No. 4, pp. 1344-1354, July/August 1978.

PRABHAKARA, F.S.; EL-ABIAD, A.H. **A simplified determination of transient stability regions for Lyapunov methods.** IEEE Trans. Power App. Syst., PAS-94(2), pp. 672-689, March/April 1975.

RUDNICK, H.; PATINO, R.I.; BRAMELLER, A. **Power system dynamic equivalents: Coherency recognition via the rate of change of kinetic energy.** IEE Proc. Pt C, Gen. Transm. and Distrib., pp. 325-333, 1981.

RUIZ-VEGA, D.; PAVELLA, M. **A Comprehensive Approach to Transient Stability Control: Part I – Near Optimal Preventive Control.** IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 18, No. 4, pp. 1446-1453, November 2003.

SOUZA, E.J.S.P, SILVA, A.M.L. **An Efficient Methodology for Coherency-Based Dynamic Equivalents,** IEE Proc., Vol. 139, Pt C, No. 5, pp. 371-382, 1992.

SPALDING, B.D; YEE, H.; GOUDIE, D.B. **Coherency Recognition for Transient Stability Studies Using Singular Points.** IEEE Trans. Vol. PAS-96, No. 4, pp. 1368-1375, July/August. 1977.

STOTT, B. **Power System Dynamic Response Calculations.** Proceedings of the IEEE, Vol. 67, No. 2, pp. 219-241, February 1979.

TAYLOR, CARSON W. **Power System voltage Stability.** McGraw-Hill, Inc. New York. 1994.

US-Canada Power System Outage Task Force. **Final Report on august 14, 2003 Blackout in United States and Canada: Causes and Recommendations.** April 2004. Disponível em: <<https://reports.energy.gov/>> em 31/01/08.

VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, T. **Voltage Stability of Electric Power Systems.** Kluwer Academic Publishers.1998.

VENIKOV, et al. **Estimation of Electric Power System Steady-State Stability in Load Flow Calculation.** IEEE Transactions On Power App. Systems, Vol. PAS-94, No. 3, pp. 1034-1038, May/June 1995.

VENIKOV, V. **Processes in Electrical Power Systems.** Mir Publishers. Moscow. 1980.

WANG, M.H.; CHANG, H.C. **Novel Clustering Method for Coherency Identification Using an Artificial Neural Network.** IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 9, No. 4, pp. 2056-2062, November 1994.

XUE, Y. **Dynamic Extended Equal Area Criterion Part 1. Basic Formulation.** IEEE/NTUA Athens, Power Tech. Conference, pp. 889-895, September 1993.

XUE, Y.; CUTSEM, T. V.; RIBBENS-PAVELLA, M. **A Simple Direct Method for Fast Transient Stability Assessment of Large Power Systems.** IEEE Trans. On Power Systems. Vol. 3, No. 2, pp. 400-412, May 1988.

XUE, Y.; CUTSEM, T. V.; RIBBENS-PAVELLA, M; **Extended Equal Area Criterion, Justifications, Generalizations, Applications.** IEEE Trans. On power Systems, Vol. 4, No. 1, pp. 44-52, February 1989.

XUE, Y.; PAVELLA, M. **Critical-Cluster Identification in Transient Stability Studies.** IEE Proc., Vol. 140, Pt C, No. 6, pp. 481-489, November 1993.

ZAMBRONI DE SOUZA, A.C. et al. **On-Line Voltage Stability Monitoring.** IEEE Trans. On Power Systems. Vol. 15, No. 4, pp. 1300-1305, November 2000.

ZAMBRONI DE SOUZA, A.C. et al. **A new contingency analysis for voltage collapse assessment.** Electric Power & Energy Systems. Vol. 25, 781-785, 2003.

ZIEGLER, G. **Numerical Distance Protection – Principles and Application.** Siemens AG, Berlin and Munich, Publicis MCD, Munich and Erlangen. 1999.

ZHIDONG, S. **Novel Extended Equal Area Criteria with Detailed Power Systems Models.** IEEE TENCON, pp. 77-81, Beijing, 1993.

APÊNDICES

APÊNDICE A - Exemplos de cálculo de ângulo e tempo crítico de abertura com o auxílio do Critério das Áreas Iguais

Exemplo A.1 - Considere no sistema apresentado na Figura 2.4 um curto-circuito trifásico com impedância de falta nula no início da linha de transmissão 4-5. Fisicamente, somente as proteções nas extremidades da linha 4-5 operam. Os dados e parâmetros pré-falta são:

$$\vec{E} = E \angle \delta_0 = 1,12 \angle \delta_0 \text{ p.u.}$$

$$P_m = 1,0 \text{ p.u.}$$

$$H = 3,75 \text{ p.u.s}$$

$$X'_d = 0,13 \text{ p.u.}$$

$$X_{1-3} = X_{2-5} = 0,10 \text{ p.u.}$$

$$X_{3-5} = 0,30 \text{ p.u.}$$

$$X_{3-4} = X_{4-5} = 0,15 \text{ p.u.}$$

Com as equações (2.21), (2.22) e (2.27), obtém-se:

$$P_{e(\text{pré-falta})} = 2,33333 \text{ sen } \delta$$

$$P_{e(\text{durante-falta})} = 0,58844 \text{ sen } \delta$$

$$P_{e(\text{pós-falta})} = 1,77778 \text{ sen } \delta$$

Com as equações (2.23), (2.28) e (2.29), obtém-se:

$$\delta_0 = 25,38^\circ$$

$$\delta_s = 34,23^\circ$$

$$\delta_u = 145,77^\circ$$

Substituindo-se os respectivos valores na equação (2.31), resulta em um ângulo crítico $\delta_{cr} = 85,19^\circ$

Realizando-se a solução numérica da equação de oscilação durante falta (2.13) com o método de Runge-Kutta de quarta ordem, com intervalo de integração de 0,01 s, encontrou-se para o tempo de 0,25 segundos uma posição angular do rotor da máquina $\delta = 85,03^\circ < \delta_{cr} = 85,19^\circ$. Para um tempo de abertura de 0,26 segundos, a posição do rotor é $\delta = 89,40^\circ > \delta_{cr} = 85,19^\circ$. Portanto, dentro da precisão definida no intervalo de integração de 0,01 s, o tempo crítico de abertura da linha 4-5 é de 0,25 segundos.

Exemplo A.2 - No sistema representado na Figura 2.4, considere um curto-circuito trifásico com impedância de falta nula no início da linha de transmissão 3-4. Um curto-circuito no início da linha 3-4 pode ser tratado eletricamente como se estivesse ocorrendo na própria barra 3, levando sua tensão para zero. Com tensão nula na barra 3, não há potência elétrica transmitida da máquina síncrona à barra infinita durante - falta. Fisicamente somente as proteções da linha 3-4 atuam isolando a linha. Nestas condições, os dados e as potências envolvidas são os mesmos do exemplo A.1, alterando somente a potência elétrica transmitida durante - falta, então:

$$P_{e(\text{durante-falta})} = 0,00 \text{ p.u.}$$

Os ângulos pré-falta, pós-falta de equilíbrio estável e instável também são os mesmos do exemplo A.1.

Substituindo-se os respectivos valores na equação (2.31), chega-se ao ângulo o ângulo crítico de abertura, $\delta_{cr} = 69,198^\circ$.

Como este é um caso particular em que a potência elétrica durante - falta é nula, pode-se encontrar uma solução analítica para a equação de oscilação. Logo, da equação (2.13), tem-se:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m - P_{e(\text{durante-falta})}}{M} = \frac{P_m - 0}{M} \quad (\text{A.1})$$

Chamando uma variável auxiliar $u = \frac{d\delta}{dt} \Rightarrow \frac{du}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2}$ e substituindo-se na equação (A.1), obtém-se:

$$\frac{du}{dt} = \frac{P_m}{M} \Rightarrow du = \left(\frac{P_m}{M}\right) dt \quad (\text{A.2})$$

Integrando-se cada lado desta equação, resulta:

$$u = \frac{d\delta}{dt} = \frac{P_m}{M} t \Rightarrow d\delta = \left(\frac{P_m}{M}\right) t dt \quad (\text{A.3})$$

Integrando-se novamente, obtém-se:

$$\delta(t) = \frac{P_m}{2M} t^2 + C \quad (\text{A.4})$$

Quando $t = 0$, $\delta(0) = C = \delta_0$ e, portanto, a equação (A.4) fica:

$$\delta(t) = \frac{P_m}{2M} t^2 + \delta_0 \quad (\text{A.5})$$

Quando $t = t_{cr}$, $\delta(t_{cr}) = \delta_{cr}$. Substituindo estes valores na equação (A.5), chega-se a expressão:

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{2M(\delta_{cr} - \delta_0)}{P_m}} = \sqrt{\frac{2H}{\pi f_s} \frac{(\delta_{cr} - \delta_0)}{P_m}} \quad (\text{A.6})$$

Substituindo os valores já utilizados no exemplo A.1 e com $\delta_{cr} = 69,198^\circ$, obtém-se um tempo crítico exato $t_{cr} = 0,17444$ s.

APÊNDICE B - Exemplos de cálculo da tensão, potência ativa e reativa críticas utilizando o Índice de Estabilidade de Tensão

Exemplo B.1 - Carga indutiva pura, desconsiderando a resistência série e a capacitância em paralelo da linha de transmissão.

$$\bar{B} = X \angle 90^\circ \Rightarrow B = X \text{ e } \beta = 90^\circ$$

$$\bar{A} = 1 \angle 0^\circ \Rightarrow A = 1 \text{ e } \alpha = 0^\circ$$

$$\gamma = \beta - \alpha = 90^\circ$$

$$P_2 = \frac{Q_2}{\text{tg}\phi}$$

$$V_1 = 1,0 \text{ p.u.}$$

Substituindo estes valores na equação (5.45), obtém-se:

$$IET = \frac{4X^2 Q_2^2}{(2XQ_2 - V_1^2)^2} \quad (\text{B.1})$$

Para $IET = 1$, na equação (B.1), o valor de reativos entregue à carga atinge seu valor crítico, logo:

$$Q_2 = Q_2^{cr} = \frac{V_1^2}{4X} = \frac{1^2}{4(0,1038)} = 2,4085 \text{ p.u.}$$

Quando $b^2 - 4ac = 0$ a tensão V_2 na carga tem o seu valor crítico, então da equação (5.43)

$$V_2 = V_2^{cr} = +\sqrt{\frac{-b}{2a}} \quad (\text{B.2})$$

Das equações (5.39) e (5.40) vem

$$a = \frac{1}{X^2}$$

$$b = \frac{2XQ_2^{cr} - V_1^2}{X^2}$$

Substituindo estes valores em (B.2) resulta:

$$V_2^{cr} = \sqrt{\frac{V_1^2}{2} - Q_2^{cr}} = 0,50 \text{ p.u.}$$

Os resultados analíticos acima foram reproduzidos através do fluxo de potência continuado como mostra a Figura B.1.

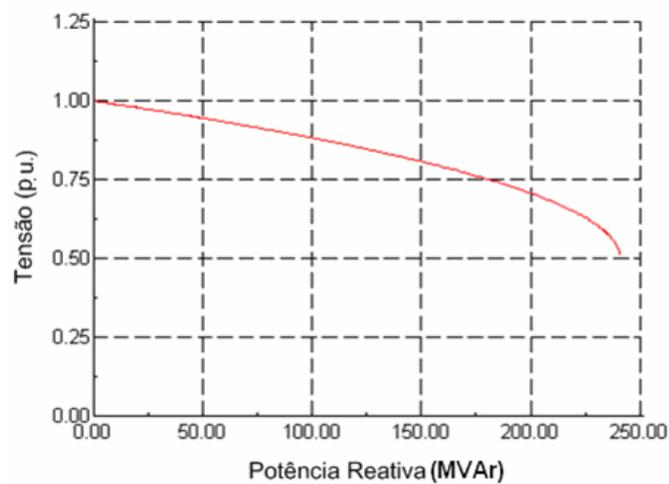


Figura B.1 - Curva Q - V para carga indutiva pura.

Exemplo B.2 - Carga com fator de potência unitário, desconsiderando a resistência série e a capacitância em paralelo da linha de transmissão.

$$\bar{B} = X \angle 90^\circ \Rightarrow B = X \text{ e } \beta = 90^\circ$$

$$\bar{A} = 1 \angle 0^\circ \Rightarrow A = 1 \text{ e } \alpha = 0^\circ$$

$$\gamma = \beta - \alpha = 90^\circ$$

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{Q_2}{P_2} = \frac{0}{P_2} = 0$$

$$V_1 = 1,0 \text{ p.u.}$$

Na equação (5.45)

$$IET = \frac{4X^2 P_2^2}{V_1^4} \quad (\text{B.3})$$

Quando o valor de $IET = 1$ na equação (B.3), o valor da potência ativa entregue à carga atinge seu valor crítico. Então:

$$P_2 = P_2^{cr} = \frac{V_1^2}{2X} = 4,817 \text{ p.u.}$$

Na equação (B.2)

$$V_2 = V_2^{cr} = \sqrt{\frac{-b}{2a}}$$

Das equações (5.39) e (5.40):

$$a = \frac{1}{X^2}$$

$$b = \frac{-V_1^2}{X^2}$$

$$V_2^{cr} = \sqrt{\frac{V_1^2}{2}} = \frac{1}{\sqrt{2}} = 0,7071 \text{ p.u.}$$

A Figura B.2 mostra o resultado obtido por simulação computacional.

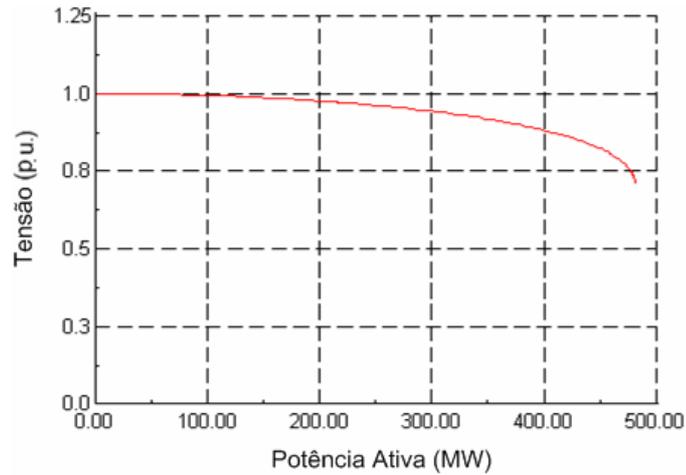


Figura B.2 - Curva P - V para carga com fator de potência unitário.

Exemplo B.3 - Linha de transmissão com modelo π equivalente e carga com fator de potência 0,90 indutivo.

$$\vec{V}_1 = 1,00 \angle 0^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{Z} = 0,0104 + j0,1038 = 0,1043 \angle 84,27^\circ \text{ p.u.}$$

$$\bar{Y}_{sh} = j2,178 \text{ p.u.}$$

$$\bar{B} = 0,1043 \angle 84,27^\circ \Rightarrow \beta = 84,27^\circ$$

$$\bar{A} = 1 + \frac{\bar{Y}_{sh}}{2} \bar{Z} = 0,88692 \angle 0,75^\circ \Rightarrow \alpha = 0,75^\circ$$

$$\gamma = \beta - \alpha = 83,52^\circ$$

$$\cos \phi = 0,90 \Rightarrow \text{tg} \phi = 0,4843$$

Para $IET = 1,00$ na equação (5.45), a potência ativa na carga é crítica, então $P_2 = P_2^{cr}$.

Reescrevendo a equação de IET em uma forma quadrática, obtém-se:

$$4(AB)^2 \{ [\cos \gamma + \text{tg} \phi \text{sen} \gamma]^2 - [1 + \text{tg}^2 \phi] \} P_2^2 - 4(ABV_1^2) [\cos \gamma + \text{tg} \phi \text{sen} \gamma] P_2 + V_1^4 = 0 \quad (\text{B.4})$$

Que pode ser escrita na forma:

$$a'P_2^2 + b'P_2 + c' = 0 \quad (\text{B.5})$$

Cuja solução é da forma:

$$P_2 = P_2^{cr} = \frac{-b' \pm \sqrt{b'^2 - 4a'c'}}{2a'} \quad (\text{B.6})$$

Onde a', b', c' são, respectivamente,

$$a' = 4[AB]^2 [(\cos \gamma + tg\phi \sin \gamma)^2 - (1 + tg^2\phi)] \quad (\text{B.7})$$

$$b' = -4(ABV_1^2)(\cos \gamma + tg\phi \sin \gamma) \quad (\text{B.8})$$

$$c' = V_1^4 \quad (\text{B.9})$$

Resolvendo as equações (B.7), (B.8) e (B.9), obtém-se:

$$a' = -0,0302$$

$$b' = -0,2198$$

$$c' = 1,00$$

Colocando estes valores na equação (B.6), vem:

$$P_2 = P_2^{cr} = 3,169 \text{ p.u.}$$

$$Q_2 = Q_2^{cr} = P_2^{cr} tg\phi = 1,535 \text{ p.u.}$$

A solução da equação (5.43) para $P_2 = P_2^{cr} = 3,169 \text{ p.u.}$ e $b^2 - 4ac = 0$, fornece V_2^{cr} .

$$V_2 = V_2^{cr} = +\sqrt{\frac{-b}{2a}} = +\sqrt{\frac{59,91}{2(72,31)}} = 0,6436 \text{ p.u.}$$

Os resultados obtidos na simulação computacional são mostrados na Figura B.3.

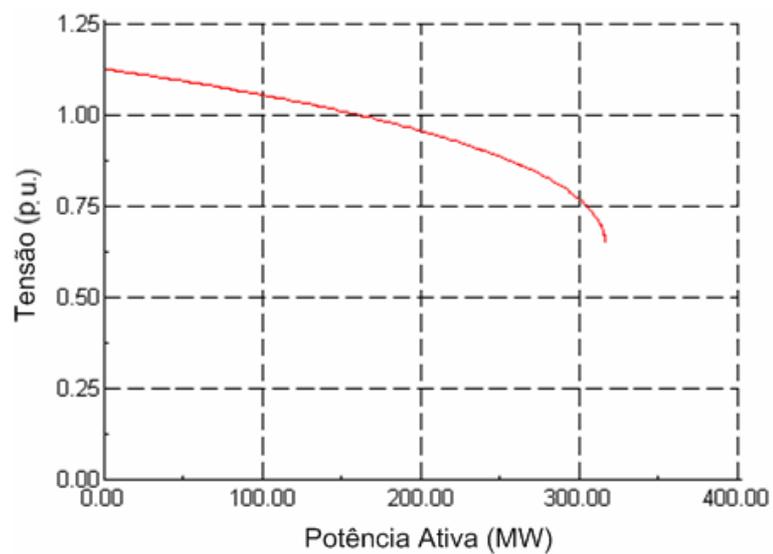


Figura B.3 - Curva P - V para carga com fator de potência 0,90 indutivo.

APÊNDICE C - Dados e parâmetros dos sistemas elétricos estudados

Tabela C.1 – Parâmetros do sistema da Região Sul do Brasil em 100 MVA

Linha Número	Da Barra	Para Barra	R p.u.	X p.u.	$Y_{sh/2}$ p.u.
1	1	36	0,0000	0,0068	0,0000
2	2	29	0,0000	0,0136	0,0000
3	3	15	0,0000	0,0460	0,0000
4	4	18	0,0000	0,0114	0,0000
5	5	25	0,0000	0,0067	0,0000
6	6	33	0,0000	0,0114	0,0000
7	7	34	0,0000	0,0871	0,0000
8	8	35	0,0000	0,0701	0,0000
9	9	35	0,0000	0,0450	0,0000
10	10	39	0,0000	0,0236	0,0000
11	11	12	0,0007	0,0145	0,8305
12	11	12	0,0007	0,0145	0,8305
13	11	25	0,0018	0,0227	1,1361
14	11	33	0,0014	0,0204	1,2238
15	12	42	0,0000	0,0063	0,0000
16	13	14	0,0386	0,1985	0,1700
17	13	35	0,0096	0,0491	0,0421
18	13	45	0,0033	0,0167	0,0143
19	14	15	0,0463	0,2378	0,2042
20	14	15	0,0463	0,2378	0,2042
21	14	37	0,0177	0,0910	0,0793
22	14	37	0,0177	0,0910	0,0793
23	14	37	0,0177	0,0910	0,0793
24	15	16	0,0163	0,0835	0,0720
25	15	16	0,0163	0,0835	0,0720
26	15	39	0,0250	0,1548	0,2345
27	16	17	0,0163	0,0835	0,0720
28	16	18	0,0316	0,1621	0,1392
29	17	18	0,0153	0,0861	0,0672
30	18	19	0,0306	0,1523	0,1351
31	18	44	0,0344	0,1760	0,1520
32	18	44	0,0344	0,1760	0,1520
33	19	20	0,0245	0,1256	0,1021
34	19	25	0,0000	0,0300	0,0000
35	20	21	0,0088	0,0415	0,2606
36	21	22	0,0182	0,0935	0,0798
37	21	22	0,0182	0,0935	0,0798
38	21	26	0,0000	0,0062	0,0000
39	22	23	0,0154	0,0776	0,0675
40	22	23	0,0154	0,0776	0,0675
41	23	24	0,0216	0,1105	0,0932
42	23	24	0,0216	0,1105	0,0932
43	23	28	0,0000	0,0062	0,0000
44	24	35	0,0180	0,0920	0,0777
45	24	35	0,0180	0,0920	0,0777
46	25	26	0,0019	0,0280	1,6788
47	25	27	0,0019	0,0274	1,6434
48	25	29	0,0014	0,0195	1,1984
49	25	36	0,0005	0,0070	0,4196
50	26	27	0,0005	0,0069	0,4108
51	26	28	0,0012	0,0175	1,0485
52	29	30	0,0021	0,0309	1,8592
53	30	38	0,0000	0,0062	0,0000
54	31	32	0,0022	0,0300	1,9150
55	31	40	0,0000	0,0062	0,0000
56	32	33	0,0014	0,0195	1,1985
57	33	36	0,0005	0,0070	0,4196
58	34	35	0,0000	0,0590	0,0000
59	35	45	0,0129	0,0657	0,0564
60	37	38	0,0022	0,0111	0,0116
61	37	38	0,0022	0,0111	0,0116
62	37	38	0,0019	0,0101	0,0102
63	37	40	0,0207	0,0933	0,0859
64	37	40	0,0168	0,0930	0,0860

65	37	40	0,0176	0,0984	0,0899
66	39	40	0,0202	0,1129	0,1031
67	41	42	0,0125	0,0641	0,0555
68	41	42	0,0089	0,0461	0,0398
69	41	43	0,0110	0,1184	0,1014
70	41	44	0,0229	0,1174	0,1014
71	42	43	0,0172	0,0884	0,0717
72	42	43	0,0172	0,0884	0,0717
73	43	44	0,0181	0,0929	0,0804

Tabela C.2 – Estado inicial – Região Sul do Brasil em 100 MVA

Barra N	V p.u.	θ Graus	P_L p.u.	Q_L p.u.	P_G p.u.	Q_G p.u.
1	1,020	0,00	0,000	0,000	13,58	-0,665
2	1,020	-10,96	0,000	0,000	6,50	-0,416
3	1,040	-16,73	0,000	0,000	2,15	0,646
4	1,020	5,15	0,000	0,000	10,50	1,471
5	1,022	-6,16	0,000	0,000	11,10	-0,183
6	1,018	3,17	0,000	0,000	13,25	-0,595
7	1,030	-29,05	0,000	0,000	0,90	0,478
8	1,030	-27,49	0,000	0,000	1,20	0,593
9	1,030	-26,12	0,000	0,000	2,41	0,975
10	1,000	-15,37	0,000	0,000	4,90	0,813
11	1,036	-10,87	0,000	2,000	0,00	0,000
12	1,027	-13,09	0,000	0,000	0,00	0,000
13	0,957	-36,47	1,770	0,680	0,00	0,000
14	1,022	-36,12	1,910	0,420	0,00	0,000
15	1,016	-22,11	1,710	0,185	0,00	0,000
16	0,988	-17,63	1,260	0,470	0,00	0,000
17	0,986	-10,74	0,460	0,147	0,00	0,000
18	1,010	-1,52	2,810	0,565	0,00	0,000
19	0,998	-14,92	2,790	0,607	0,00	0,000
20	0,971	-25,73	1,300	0,294	0,00	0,000
21	0,977	-26,08	4,270	-0,250	0,00	0,000
22	0,921	-32,98	3,100	1,410	0,00	0,000
23	0,955	-31,57	4,240	0,906	0,00	0,000
24	0,964	-33,65	1,170	0,531	0,00	0,000
25	1,026	-10,23	0,000	0,000	0,00	0,000
26	0,980	-23,62	0,000	1,500	0,00	0,000
27	0,982	-22,03	3,680	2,196	0,00	0,000
28	0,963	-29,44	0,000	0,000	0,00	0,000
29	1,029	-15,79	1,740	0,918	0,00	0,000
30	1,036	-32,47	0,000	1,500	0,00	0,000
31	1,040	-25,84	0,000	1,500	0,00	0,000
32	1,043	-13,34	0,000	1,500	0,00	0,000
33	1,035	-5,07	0,000	0,000	0,00	0,000
34	0,992	-33,44	1,260	0,398	0,00	0,000
35	0,993	-32,21	0,000	0,000	0,00	0,000
36	1,028	-5,05	0,000	0,000	0,00	0,000
37	1,039	-36,26	8,130	1,100	0,00	0,000
38	1,049	-35,66	6,120	-4,550	0,00	0,000
39	0,988	-22,10	4,040	1,350	0,00	0,000
40	1,046	-28,36	3,930	-1,110	0,00	0,000
41	0,992	-18,29	2,620	0,132	0,00	0,000
42	1,011	-15,08	2,290	1,830	0,00	0,000
43	0,980	-18,12	1,840	0,602	0,00	0,000
44	0,972	-14,61	1,390	0,537	0,00	0,000
45	0,954	-36,25	0,901	0,553	0,00	0,000
Totais			64,73	17,92	66,49	3,12

Tabela C.3 – Parâmetros do sistema com 10 barras em 100 MVA

Linha Número	Da Barra	Para Barra	R p.u.	X p.u.	$Y_{sh/2}$ p.u.
1	1	8	0,0000	0,1000	0,0000
2	2	9	0,0000	0,0200	0,0000
3	3	10	0,0000	0,0600	0,0000
4	4	8	0,0000	0,3000	0,0000
5	4	8	0,0000	0,3000	0,0000
6	4	5	0,0000	0,1800	0,0000
7	4	5	0,0000	0,1800	0,0000
8	5	9	0,0000	0,1200	0,0000
9	5	9	0,0000	0,1200	0,0000
10	4	6	0,0000	0,1000	0,0000
11	5	10	0,0000	0,1600	0,0000
12	5	7	0,0000	0,0500	0,0000
13	7	9	0,0000	0,0500	0,0000
14	7	9	0,0000	0,0500	0,0000
15	6	7	0,0000	0,2000	0,0000
16	6	10	0,0000	0,1000	0,0000
17	7	10	0,0000	0,0500	0,0000
18	7	10	0,0000	0,0500	0,0000

Tabela C.4 – Estado inicial do sistema com 10 barras em 100 MVA

Barra N	V p.u.	θ Graus	P_L p.u.	Q_L p.u.	P_G p.u.	Q_G p.u.
1	1,077	14,42	0,00	0,00	0,800	0,3534
2	1,001	4,14	0,00	0,00	2,300	0,0563
3	0,998	3,21	0,00	0,00	0,900	-0,0289
4	1,012	3,86	0,00	0,00	0,00	0,0000
5	1,003	1,65	0,00	0,00	0,00	0,0000
6	1,005	1,80	0,00	0,00	0,00	0,0000
7	1,002	1,02	0,00	0,00	0,00	0,0000
8	1,047	10,36	0,00	0,00	0,00	0,0000
9	1,001	1,51	2,00	0,00	0,00	0,0000
10	1,001	0,11	2,00	0,00	0,00	0,0000
Totais			4,00	0,00	4,00	0,3808

Tabela C.5 – Parâmetros do sistema com 17 barras em 100 MVA

Linha Número	Da Barra	Para Barra	R p.u.	X p.u.	$Y_{sh/2}$ p.u.
1	1	8	0,0000	0,0240	0,0000
2	2	9	0,0000	0,0380	0,0000
3	3	10	0,0000	0,0220	0,0000
4	4	11	0,0000	0,0290	0,0000
5	5	12	0,0000	0,0240	0,0000
6	6	13	0,0000	0,0210	0,0000
7	7	14	0,0000	0,0270	0,0000
8	8	10	0,0099	0,0484	0,1013
9	8	11	0,0099	0,0484	0,0506
10	9	10	0,0450	0,1237	0,1013
11	9	17	0,0164	0,0638	0,1519
12	10	11	0,0119	0,0780	0,1519
13	10	16	0,0115	0,0553	0,1013
14	11	12	0,0040	0,0198	0,1013
15	11	13	0,0075	0,0198	0,6075
16	11	16	0,0488	0,1916	0,1013
17	11	17	0,0164	0,0652	0,1519
18	13	15	0,0188	0,0628	0,1013
19	14	15	0,0119	0,0780	0,1519
20	15	16	0,0488	0,1916	0,1013

Tabela C.6 – Estado inicial do sistema com 17 barras em 100 MVA

Barra N	V p.u.	θ Graus	P_L p.u.	Q_L p.u.	P_G p.u.	Q_G p.u.
1	1,060	0,00	0,00	0,000	2,17	0,681
2	1,060	-7,62	0,00	0,000	1,20	1,435
3	1,050	-1,29	0,00	0,000	2,56	0,861
4	1,050	-1,68	0,00	0,000	3,00	1,719
5	1,050	-1,16	0,00	0,000	2,30	0,898
6	1,010	-4,12	0,00	0,000	1,60	-0,039
7	1,020	-0,90	0,00	0,000	1,74	0,457
8	1,046	-2,69	0,00	0,000	0,00	0,000
9	1,009	-10,06	2,00	1,200	0,00	0,000
10	1,033	-4,27	0,00	0,000	0,00	0,000
11	1,006	-6,40	6,50	4,050	0,00	0,000
12	1,031	-4,08	0,00	0,000	0,00	0,000
13	1,011	-6,00	0,80	0,300	0,00	0,000
14	1,009	-3,52	0,90	0,400	0,00	0,000
15	0,991	-7,19	1,00	0,500	0,00	0,000
16	0,958	-9,40	2,30	1,400	0,00	0,000
17	0,995	-9,84	0,90	0,450	0,00	0,000
Totais			14,40	8,30	14,57	6,01

Tabela C.7- Parâmetros sistema com 9 barras em 100 MVA

Linha Número	Da Barra	Para Barra	R p.u.	X p.u.	$Y_{sh/2}$ p.u.
1	1	4	0,0000	0,0576	0,0000
2	2	7	0,0000	0,0625	0,0000
3	3	9	0,0000	0,0586	0,0000
4	7	8	0,0085	0,0720	0,0745
5	8	9	0,0119	0,1008	0,1045
6	7	5	0,0320	0,1610	0,1530
7	9	6	0,0390	0,1700	0,1790
8	4	5	0,0100	0,0850	0,0880
9	4	6	0,0170	0,0920	0,0790

Tabela C.8 - Estado inicial do sistema com 9 barras em 100 MVA

Barra N	V p.u.	θ Graus	P_L p.u.	Q_L p.u.	P_G p.u.	Q_G p.u.
1	1,040	0,00	0,00	0,00	0,7164	0,2705
2	1,025	9,28	0,00	0,00	1,6300	0,0665
3	1,025	4,66	0,00	0,00	0,8500	-0,1086
4	1,026	-2,22	0,00	0,00	0,0000	0,0000
5	0,996	-3,99	1,25	0,50	0,0000	0,0000
6	1,013	3,69	0,90	0,30	0,0000	0,0000
7	1,026	3,72	0,00	0,00	0,0000	0,0000
8	1,016	0,73	1,00	0,35	0,0000	0,0000
9	1,032	1,97	0,00	0,00	0,0000	0,0000
Totais			3,15	1,15	3,196	0,228

Tabela C.9– Dados do sistema com 20 barras em 40 MVA

Linha N	Da Barra	Para Barra	R p.u.	X p.u.	$Y_{sh/2}$ p.u.
1	1	2	0,1196	0,1263	0,00
2	2	3	0,1250	0,1505	0,00
3	2	9	0,0713	0,0185	0,00
4	2	10	0,0664	0,0702	0,00
5	3	4	0,0936	0,1129	0,00
6	3	5	0,6294	0,7586	0,00
7	5	6	0,3123	0,3766	0,00
8	5	7	0,6240	0,4947	0,00
9	5	8	0,6559	0,5201	0,00
10	10	11	0,0561	0,0592	0,00
11	10	16	0,0859	0,0908	0,00
12	11	12	0,0471	0,0496	0,00
13	11	15	0,0370	0,0095	0,00
14	12	13	0,0800	0,0844	0,00
15	12	14	0,0257	0,0067	0,00
16	16	17	0,0229	0,0059	0,00
17	16	18	0,0286	0,0075	0,00
18	19	1	0,0000	0,2800	0,00
19	20	12	0,0000	0,2800	0,00

Tabela C.10 – Estado inicial do sistema com 20 barras -Eólica - P-Q

Barra N	Tipo (*)	V p.u.	θ Graus	P_L MW	Q_L MVAr	P_G MW	Q_G MVAr
1	0	1,039	-2,3	0,4	0,1	0,0	0,0
2	0	1,004	-2,4	0,4	0,1	0,0	0,0
3	0	0,989	-2,8	0,4	0,1	0,0	0,0
4	0	0,988	-2,9	0,5	0,2	0,0	0,0
5	0	0,937	-4,5	0,5	0,2	0,0	0,0
6	0	0,930	-4,8	0,6	0,2	0,0	0,0
7	0	0,926	-4,7	0,5	0,2	0,0	0,0
8	0	0,925	-4,7	0,5	0,2	0,0	0,0
9	0	1,002	-2,4	0,8	0,3	0,0	0,0
10	0	0,994	-2,1	0,8	0,3	0,0	0,0
11	0	0,993	-1,8	1,0	0,4	0,0	0,0
12	0	0,995	-1,4	2,0	0,9	0,0	0,0
13	0	0,992	-1,5	1,0	0,3	0,0	0,0
14	0	0,995	-1,4	0,8	0,3	0,0	0,0
15	0	0,992	-1,8	0,8	0,3	0,0	0,0
16	0	0,987	-2,4	1,5	0,6	0,0	0,0
17	0	0,986	-2,4	0,5	0,2	0,0	0,0
18	0	0,986	-2,4	0,5	0,2	0,0	0,0
19	2	1,08	0,0	0,0	0,0	6,4	6,5
20	1	0,994	1,7	0,0	0,0	7,5	0,0
Totais				13,5	5,1	13,9	6,5

(*)

Barra tipo 0 = Barra de carga ou P-Q;

Barra tipo 1 = Barra de tensão regulada ou P-V;

Barra tipo 2 = Barra de referência ou V- θ .

Tabela C.11 – Sistema CEEE-D - Dados e parâmetros de linhas de transmissão no formato do programa ANAREDE

Da Barra	Para a Barra	Resistência Percentual	Reatância Percentual	Susceptância MVar	Capacidade Normal MVA	Capacidade Emergência MVA
1258	1236	4,74	23,66	42,40	270	270
1199	1194	1,71	8,55	15,32	239	239
1230	1188	2,89	14,44	25,88	270	270
1194	9364	0,00	16,31	0,00	83	83
1188	9360	0,00	26,56	0,00	90	120
9234	1239	0,00	14,43	0,00	115	115
9234	9232	0,00	34,28	0,00	30	30
1236	9228	0,00	5,36	0,00	83	83
1236	9228	0,00	5,36	0,00	83	83
9428	9424	0,00	40,55	0,00	25	31
9412	9416	0,00	42,45	0,00	20	20
1246	9262	0,00	10,44	0,00	50	50
1246	9263	0,00	12,88	0,00	165	165
1194	1239	3,74	18,71	33,93	239	239
1188	1239	0,87	4,82	8,81	239	239
1239	1236	1,37	11,61	23,01	364	364
1239	1236	1,37	11,61	23,01	364	364
1239	1246	2,92	14,59	26,15	239	239
1236	1246	0,84	4,18	7,50	270	270
9364	9415	2,81	6,33	0,416	41	59
9364	9414	39,43	42,12	0,512	23	33
9364	9419	76,86	82,12	0,999	23	33
9364	9407	35,54	79,00	5,222	41	59
9407	9410	1,12	2,50	0,165	41	59
9410	9411	21,86	48,60	3,212	41	59
9407	9409	12,86	28,20	1,864	41	59
9263	9468	4,04	15,16	0,276	54	79
9468	9434	1,15	4,30	0,078	54	79
9468	9429	1,18	4,43	0,080	54	79
9429	9427	0,18	0,73	0,012	30	43
9427	9426	1,38	5,47	0,087	30	43
9426	9454	1,17	4,38	0,079	54	79
9263	9437	3,04	11,40	0,207	54	79
9437	9430	2,59	10,27	0,164	30	43
9430	9457	0,45	1,78	0,029	30	43
9457	9439	0,37	1,47	0,023	30	43
9439	9433	0,84	3,34	0,053	30	43
9433	9454	1,17	4,38	0,079	54	79
9263	9445	5,07	15,95	1,015	48	71
9263	9496	13,57	42,63	2,713	48	71
9262	9186	9,87	33,84	10,053	108	164
9186	9452	4,09	15,21	4,013	108	164
9445	9454	5,50	5,87	0,071	23	33
9263	9412	13,37	41,66	2,657	48	71
9360	9422	6,96	15,47	1,023	41	59
9422	9469	14,66	45,69	2,914	48	71
9469	9435	2,20	2,35	0,029	23	33
9469	9232	4,33	4,62	0,056	23	33
9360	9423	61,31	93,16	1,250	30	43
9232	9441	3,26	12,21	0,222	54	79
9232	9438	5,03	5,37	0,065	23	33
9428	9368	11,81	37,10	2,361	48	71
9001	9163	3,59	12,10	2,748	100	100
9228	9424	0,74	2,48	0,564	100	100
9228	9352	0,86	2,95	0,877	108	164
9352	9416	0,86	3,20	0,844	108	164
9352	9420	0,40	1,37	0,406	108	164
9228	9353	2,70	9,24	2,745	108	164
9353	9254	0,79	2,73	0,811	108	164
9353	9234	5,42	18,59	5,524	108	164
9254	9001	4,18	15,55	3,680	95	95
1	9452	0,00	10,00	0,00	20	30
2	9163	0,00	15,00	0,00	50	75
3	9463	0,00	20,00	0,00	12	18

Tabela C.12 – Sistema CEEE-D - Fluxo de Potência com carga pesada sem a presença de geração eólica no formato do ANAREDE

Barra	Nome	Tensão kV	Tipo (*)	Tensão p.u.	Ângulo graus	Geração MW	Geração MVAr	Carga MW	Carga MVAr	Shunt MVAr
1188	BAG2	230	0	1,042	-1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1194	CAM	230	0	1,030	-3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1199	GUA2	230	1	1,000	-0,2	63,0	-53,1	0,0	0,0	0,0
1230	LIV2	230	1	1,000	8,3	116,0	-54,7	0,0	0,0	0,0
1236	PEL3	230	0	1,061	-6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1239	UPME	230	1	1,060	-3,5	125,0	-14,2	0,0	0,0	0,0
1246	QUIN	230	0	1,056	-7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1258	CIND	230	2	1,050	0,0	51,2	-35,6	0,0	0,0	0,0
9001	AGR	138	0	1,064	-9,3	0,0	0,0	5,98	0,65	0,0
9163	JGR	138	0	1,063	-9,7	0,0	0,0	6,53	0,22	0,0
9186	MML	138	0	1,076	-10,5	0,0	0,0	3,81	1,63	0,0
9228	PEL3	138	0	1,058	-7,9	0,0	0,0	15,75	4,28	0,0
9232	UPME	69	0	1,046	-9,5	0,0	0,0	13,05	0,76	0,0
9234	UPME	138	0	1,062	-6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9254	POS	138	0	1,063	-8,2	0,0	0,0	4,35	1,09	0,0
9262	QUIN	138	0	1,067	-8,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9263	QUIN	69	0	1,030	-13,5	0,0	0,0	7,07	1,74	0,0
9352	DPEL1	138	0	1,050	-8,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9353	DPOS	138	0	1,063	-8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9360	BAG2	69	0	1,037	-7,8	0,0	0,0	17,41	2,72	0,0
9364	CAM1	69	0	1,049	-9,3	0,0	0,0	21,97	0,80	0,0
9368	CGU	69	0	1,032	-12,9	0,0	0,0	6,47	3,96	0,0
9407	EN864	69	0	1,086	-14,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9409	CPV	69	0	1,085	-15,2	0,0	0,0	3,70	-0,27	0,0
9410	ECZ	69	0	1,086	-14,7	0,0	0,0	4,35	-0,27	0,0
9411	IRA	69	0	1,093	-15,2	0,0	0,0	0,98	-0,09	0,0
9412	PEL1	69	0	1,031	-13,4	0,0	0,0	18,49	4,35	0,0
9414	VAS	69	0	0,997	-11,6	0,0	0,0	11,42	1,50	0,0
9415	CAM2	69	0	1,048	-9,5	0,0	0,0	7,18	2,0	4,0
9416	PEL1	138	0	1,047	-9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9419	SLO	69	0	0,975	-17,5	0,0	0,0	13,27	2,38	6,8
9420	PEL2	138	0	1,047	-9,2	0,0	0,0	48,95	7,61	0,0
9422	BAG1	69	0	1,030	-9,1	0,0	0,0	14,90	3,37	0,0
9423	DPE	69	0	0,979	-13,5	0,0	0,0	10,12	-0,46	0,0
9424	PEL4	138	0	1,057	-8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9426	TRE	69	0	1,004	-16,2	0,0	0,0	4,0	1,31	0,0
9427	TER	69	0	1,007	-15,8	0,0	0,0	1,50	0,49	0,0
9428	PEL4	69	0	1,049	-11,8	0,0	0,0	10,77	-0,18	0,0
9429	TEC	69	0	1,007	-15,7	0,0	0,0	2,65	0,87	0,0
9430	RGR3	69	0	1,007	-16,1	0,0	0,0	7,07	-1,37	0,0
9433	RLB	69	0	1,004	-16,4	0,0	0,0	2,50	0,82	0,0
9434	CSN	69	0	1,009	-15,4	0,0	0,0	5,44	3,70	0,0
9435	CRM2	69	0	1,044	-9,5	0,0	0,0	1,95	0,64	0,0
9437	COR	69	0	1,018	-14,9	0,0	0,0	0,60	0,20	0,0
9438	CCB2	69	0	1,044	-9,6	0,0	0,0	3,90	1,28	0,0
9439	BAL	69	0	1,004	-16,3	0,0	0,0	6,85	2,25	0,0
9441	CRB1	69	0	1,046	-9,6	0,0	0,0	0,45	0,15	0,0
9445	RGR1	69	0	1,008	-16,1	0,0	0,0	21,76	7,61	3,7
9452	SVP	138	0	1,073	-11,2	0,0	0,0	8,16	2,18	0,0
9454	RGR2	69	0	1,003	-16,4	0,0	0,0	19,58	5,44	3,6
9457	BIA2	69	0	1,005	-16,2	0,0	0,0	5,00	1,64	0,0
9468	DCSN	69	0	1,011	-15,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9469	EM910	69	0	1,045	-9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9496	TAI	69	0	1,028	-14,2	0,0	0,0	2,72	1,09	0,0
Totais						355,2	-157,6	340,65	66,09	18,1

Tabela C.13 – Sistema CEEE-D - Fluxo de Potência com carga pesada com a presença de geração eólica no formado ANAREDE

Barra	Nome	Tensão kV	Tipo (*)	Tensão p.u.	Ângulo graus	Geração MW	Geração MVar	Carga MW	Carga MVar	Shunt MVar
1188	BAG2	230	0	1,044	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1194	CAM	230	0	1,030	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1199	GUA2	230	1	1,000	10,7	63,0	-53,1	0,0	0,0	0,0
1230	LIV2	230	1	1,000	19,5	116,0	-55,7	0,0	0,0	0,0
1236	PEL3	230	0	1,065	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1239	UPME	230	1	1,060	7,4	125,0	-26,4	0,0	0,0	0,0
1246	QUIN	230	0	1,060	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1258	CIND	230	2	1,050	0,0	-30,6	-22,7	0,0	0,0	0,0
9001	AGR	138	0	1,083	8,0	0,0	0,0	5,98	0,65	0,0
9163	JGR	138	0	1,094	10,6	0,0	0,0	6,53	0,22	0,0
9186	MML	138	0	1,099	4,6	0,0	0,0	3,81	1,63	0,0
9228	PEL3	138	0	1,060	2,9	0,0	0,0	15,75	4,28	0,0
9232	UPME	69	0	1,048	2,5	0,0	0,0	13,05	0,76	0,0
9234	UPME	138	0	1,063	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9254	POS	138	0	1,071	5,2	0,0	0,0	4,35	1,09	0,0
9262	QUIN	138	0	1,071	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9263	QUIN	69	0	1,034	-2,7	0,0	0,0	7,07	1,74	0,0
9352	DPEL1	138	0	1,051	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9353	DPOS	138	0	1,068	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9360	BAG2	69	0	1,043	4,9	0,0	0,0	17,41	2,72	0,0
9364	CAM1	69	0	1,049	1,6	0,0	0,0	21,97	0,80	0,0
9368	CGU	69	0	1,033	-2,0	0,0	0,0	6,47	3,96	0,0
9407	EN864	69	0	1,086	-3,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9409	CPV	69	0	1,085	-4,3	0,0	0,0	3,70	-0,27	0,0
9410	ECZ	69	0	1,086	-3,8	0,0	0,0	4,35	-0,27	0,0
9411	IRA	69	0	1,093	-4,3	0,0	0,0	0,98	-0,09	0,0
9412	PEL1	69	0	1,034	-2,6	0,0	0,0	18,49	4,35	0,0
9414	VAS	69	0	0,997	-0,7	0,0	0,0	11,42	1,50	0,0
9415	CAM2	69	0	1,048	1,4	0,0	0,0	7,18	2,0	4,0
9416	PEL1	138	0	1,049	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9419	SLO	69	0	0,975	-6,6	0,0	0,0	13,27	2,38	6,8
9420	PEL2	138	0	1,048	1,6	0,0	0,0	48,95	7,61	0,0
9422	BAG1	69	0	1,035	3,4	0,0	0,0	14,90	3,37	0,0
9423	DPE	69	0	1,062	5,5	0,0	0,0	10,12	-0,46	0,0
9424	PEL4	138	0	1,058	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9426	TRE	69	0	1,008	-5,4	0,0	0,0	4,0	1,31	0,0
9427	TER	69	0	1,011	-4,9	0,0	0,0	1,50	0,49	0,0
9428	PEL4	69	0	1,051	-0,9	0,0	0,0	10,77	-0,18	0,0
9429	TEC	69	0	1,011	-4,9	0,0	0,0	2,65	0,87	0,0
9430	RGR3	69	0	1,011	-5,3	0,0	0,0	7,07	-1,37	0,0
9433	RLB	69	0	1,008	-5,6	0,0	0,0	2,50	0,82	0,0
9434	CSN	69	0	1,013	-4,6	0,0	0,0	5,44	3,70	0,0
9435	CRM2	69	0	1,046	2,6	0,0	0,0	1,95	0,64	0,0
9437	COR	69	0	1,022	-4,1	0,0	0,0	0,60	0,20	0,0
9438	CCB2	69	0	1,045	2,5	0,0	0,0	3,90	1,28	0,0
9439	BAL	69	0	1,009	-5,5	0,0	0,0	6,85	2,25	0,0
9441	CRB1	69	0	1,047	2,5	0,0	0,0	0,45	0,15	0,0
9445	RGR1	69	0	1,012	-5,3	0,0	0,0	21,76	7,61	3,7
9452	SVP	138	0	1,103	5,5	0,0	0,0	8,16	2,18	0,0
9454	RGR2	69	0	1,007	-5,6	0,0	0,0	19,58	5,44	3,7
9457	BIA2	69	0	1,010	-5,4	0,0	0,0	5,00	1,64	0,0
9468	DCSN	69	0	1,015	-4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9469	EN910	69	0	1,047	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9496	TAI	69	0	1,032	-3,4	0,0	0,0	2,72	1,09	0,0
1	SVP-E	0,69	0	1,103	6,4	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	JGR-E	0,69	0	1,092	14,2	50,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	DPE-E	0,69	0	1,062	6,8	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totais						355,4	-157,9	340,65	66,09	18,2