

APLICAÇÕES DA INCORPORAÇÃO DE REDESPACHO NO JACOBIANO DO FLUXO DE POTÊNCIA DURANTE O MÉTODO DA CONTINUAÇÃO

Rafael Coradi Leme

Dissertação submetida ao corpo docente da coordenação dos programas de pós-graduação em Engenharia da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Itajubá, Minas Gerais
Maio de 2005

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

APLICAÇÕES DA INCORPORAÇÃO
DE REDESPACHO NO JACOBIANO DO
FLUXO DE POTÊNCIA DURANTE O
MÉTODO DA CONTINUAÇÃO

Rafael Coradi Leme

Dissertação aprovada pela banca examinadora convocada pela coordenação dos programas de pós-graduação em Engenharia da Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Itajubá, Minas Gerais
Junho de 2005

APLICAÇÕES DA INCORPORAÇÃO
DE REDESPACHO NO JACOBIANO DO
FLUXO DE POTÊNCIA DURANTE O
MÉTODO DA CONTINUAÇÃO

Rafael Coradi Leme

Aprovada por:

Prof Doutor Roberto de Souza Salgado

Prof Doutor Robson Celso Pires

Prof Doutor B. Isaias Lima Lopez

Prof Doutor Antônio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof Doutor Otávio Augusto Salgado Carpinteiro (Co-Orientador)

Dedico este trabalho aos meus pais

"Se eu vi mais, é porque me coloquei sobre os ombros de gigantes"
Isaac Newton

Agradecimentos

Aos meus pais, Élio de Oliveira Leme e Maria Cleuza Coradi Leme, por me darem a oportunidade da vida e de chegar até este ponto de minha carreira.

Às minhas irmãs, Juliana e Renata Coradi Leme por sempre participarem ativamente da minha vida com conselhos e brigas.

Ao amigo e orientador Antônio Carlos Zambroni de Souza, não só pelas oportunidades proporcionadas, mas também pelos conselhos pessoais e profissionais. Estendendo esse agradecimento à sua família.

Ao meu orientador Otávio Augusto S. Carpinteiro, também pelas oportunidades e apoio.

Aos amigos B. Isaías Lima Lopes e Luiz Cláudio de Araujo Ferreira pelos grandes ensinamentos e ótimas discussões durante o desenvolvimento deste e outros trabalhos.

Às meninas da PPG que sempre me atenderam prontamente quando solicitadas.

Aos amigos que acumulei durante a minha vida.

Ao CNPq que me financiou neste ano de pesquisa.

Enfim, a todos os que me ajudaram, me atrapalharam, me apoiaram e/ou me criticaram, pois de alguma forma esses também me ajudaram a crescer.

Resumo

Esta dissertação apresenta duas aplicações de incorporação de resdepacho no Jacobiano do Fluxo de Potência. A primeira visa reduzir as perdas em uma área de interesse, enquanto a segunda tem o objetivo de fazer o controle na defasagem angular entre duas barras. As metodologias são aplicadas junto com o Método da Continuação.

Na redução de perdas, o intuito é reduzi-las em uma área crítica do sistema tendendo a aumentar o seu carregamento. O vetor tangente do sistema é utilizado para a identificação da área de interesse e o Método da Continuação para a obtenção da margem de carga.

O problema de uma defasagem angular é abordado durante o processo de restauração de um sistema elétrico, no qual há a necessidade de chavear linhas de transmissão com defasagem angular excessiva entre seus nós terminais. Para tanto, o parâmetro do Método da Continuação é escolhido como uma defasagem angular de interesse entre duas barras, evitando assim, sua especificação. Aspectos relacionados à dinâmica de sistemas de potência são abordados nesta análise. Isso porque, durante o processo de recomposição da rede, restrições dinâmicas devem ser consideradas.

Uma discussão sobre a topologia do sistema no problema de redução de perdas é apresentado. Bem como no resdepacho de potência ativa das máquinas e sua influência tanto no ângulo e no comportamento dinâmico do sistema.

Dois programas computacionais que implementam as duas metodologias são desenvolvidos. Os resultados são apresentados através de testes realizados em sistemas reais brasileiros.

Abstract

This work presents two methods to active power redispatch by an augmented/modified load flow Jacobian. The first one try to reduce the losses in an area of interest, while the second approach controls the Standing Phase Angle (SPA) between two buses. The methodologies are incorporated into the Continuation Method.

As for the loss reduction, the goal is to minimize it at the critical area, increasing the system load margin. The tangent vector is used to indentify the area of interest, while the Continuation Method finds the load margin.

The approach of the SPA is carried out during the process of system restoration, when the problem of switching a transmission line with large SPA must be considered. For this case, the system parameter of the Continuation Method is the SPA between the buses which close the transmission loop. Dynamic aspects are analized in this problem.

A discussion of the system topology on the system loss reduction problem is carried out. The same aspect is studied when the SPA between two buses is the topic.

Two computational programs, which consider the approaches proposed, are developed. The results are obtained with the help of some tests and real Brazilian systems.

Conteúdo

1	Introdução	13
1.1	Perdas em Sistemas Elétricos de Potência	13
1.2	O Problema da Restauração de Um Sistema Elétrico de Potência	14
1.2.1	O Problema da Defasagem Angular	17
1.3	Motivação	18
1.4	Organização da Dissertação	19
2	Aspectos Teóricos	20
2.1	Fluxo de Potência	20
2.1.1	Perdas	21
2.1.2	A Relação entre Potência Ativa e Ângulo de Fase . . .	22
2.1.3	O Vetor Tangente	24
2.2	Método da Continuação	26
2.3	Aspectos Dinâmicos de Um Sistema de Potência	27
2.3.1	Sistema Dinâmico no Problema do Fechamento de Anel	29
2.3.2	Análise em Pequenas Perturbações	30
2.3.3	Variação do Torque Acelerante	32
3	Aplicações de Redespacho Durante o Método da Continuação	35
3.1	Controle de Perdas	35
3.2	Controle da Diferença Angular entre Duas Barras	36
3.3	Geradores mais Propícios para Executar o Redespacho	38
4	Resultados para Redução de Perdas	41
4.1	O Problema das Perdas: Um Exemplo Prático	41
4.1.1	Caso 1	41
4.1.2	Caso 2	42
4.2	IEEE 57 Barras	44
4.3	Sistema de 412 barras	46
5	Resultados para Restauração de Sistemas	51
5.1	O Problema do Fechamento de Anel: Um Exemplo Prático . .	51
5.1.1	Caso 1	52
5.1.2	Caso 2	53
5.2	Sistema Brasileiro	56
5.2.1	Caso 1 - Ângulo mínimo considerando um único par de geradores para redespacho	60

5.2.2	Caso 2 - Ângulo mínimo considerando o mínimo de geradores para redespacho	63
5.2.3	Caso 3 - Ângulo mínimo considerando todos geradores para redespacho	65
5.2.4	Caso 4 - Menor diferença angular considerando todos os geradores para redespacho	67
5.2.5	Método da Continuação vs. Fluxo de Potência Ótimo .	68
6	Considerações Finais	71
6.1	Conclusão	71
6.2	Trabalhos Futuros	72
7	Referências Bibliográficas	73
A	Controle da Diferença Angular Através do Fluxo de Potência Ótimo	77
B	Método de Newton-Raphson	79
C	Linearização	82

Lista de Figuras

2.1	Sistema de 2 barras	23
2.2	Método da Continuação	27
2.3	Gerador conectado a um barramento infinito	32
2.4	Varição da potência acelerante da máquina quando a LT é fechada	34
4.1	Sistema de 4 barras para o estudo de perdas	41
4.2	Sistema de 3 barras para o estudo de perdas	44
4.3	Sistema teste IEEE 57 barras	45
4.4	Margem de Carga do sistema de 57 barras sem redespacho . .	47
4.5	Margem de Carga do sistema de 57 barras com redespacho . .	47
4.6	Perda na área crítica do sistema de 57 barras	48
4.7	Perda total do sistema de 57 barras	48
4.8	Margem de Carga do sistema de 412 barras sem redespacho . .	49
4.9	Margem de Carga do sistema de 412 barras com redespacho . .	50
4.10	Perda na área crítica e total do sistema de 412 barras	50
5.1	Sistema de 4 barras para o estudo do fechamento de anel . . .	51
5.2	Chaveamento da linha de transmissão 2-3 para a diferença angular de 35° e 21°	55
5.3	Sistema sudeste brasileiro durante um processo de restauração	56
5.4	Fechamento da linha de transmissão IT345-AD345 para o caso base	59
5.5	Fechamento da linha de transmissão AD-IT para o caso de 24° - Gerador FU	61
5.6	Fechamento da linha de transmissão AD-IT para o caso de 24° - Gerador JG	62
5.7	Fechamento da linha de transmissão AD-IT para o caso de 8° - Gerador FU	64
5.8	Fechamento da linha de transmissão AD-IT para o caso de 11° - Gerador FU	66
5.9	Espectro de geração do método da continuação	67
5.10	Fechamento da linha de transmissão AD-IT com 5° de de- fasagem angular	69
B.1	Método de Newton	79

Lista de Tabelas

2.1	Dados do sistema	24
2.2	Ponto de operação	24
4.1	Dados do sistema de 4 barras para o estudo de perdas	42
4.2	Dados de barra para o sistema de 4 barras	42
4.3	Dados de barra para o sistema de 4 barras redespachado	42
4.4	Dados do sistema de 3 barras para o estudo de perdas	43
4.5	Dados de barra para o sistema de 3 barras	43
4.6	Dados de barra para o sistema de 3 barras	43
4.7	Dados de barra para o sistema de 3 barras	43
4.8	Dados de geração do sistema de 57 barras	46
5.1	Dados do sistema de 4 barras	52
5.2	Dados das máquinas	52
5.3	Dados do primeiro caso estudado	52
5.4	Ponto de operação para a linha 2-3 aberta (caso 1)	54
5.5	Ponto de operação para linha 2-3 fechada (caso 1)	54
5.6	Ponto de operação para linha 2-3 fechada (caso 1)	54
5.7	Dados do segundo caso estudado	54
5.8	Ponto de operação para linha 2-3 aberta (caso 2)	54
5.9	Ponto de operação para linha 2-3 fechada (caso 2)	55
5.10	Autovalores do sistema para o caso 2	55
5.11	Restrições de geração	58
5.12	Ponto de operação do caso base	58
5.13	Autovalores para o caso base	60
5.14	Ponto de operação com a diferença angular entre AD-IT de 24 graus	61
5.15	Autovalores para o caso de 24 graus	62
5.16	Ponto de operação com a diferença angular entre AD-IT de 8 graus	63
5.17	Autovalores para o caso de 8 graus	64
5.18	Ponto de operação com a diferença angular entre IT345-AD345 de 11 graus	65
5.19	Autovalores para o caso de 11 graus	66
5.20	Ponto de operação com a diferença angular entre IT345-AD345 de 5 graus	68
5.21	Autovalores para o caso de 17 graus	68
5.22	Ponto de operação para a defasagem de 18 graus através do FPO	70

1 Introdução

1.1 Perdas em Sistemas Elétricos de Potência

Estudos da operação correta e segura de um sistema de potência tem crescido muito nas últimas décadas, visto que vários problemas de estabilidade angular e de colapso de tensão estão sendo observados ao redor do mundo com uma maior frequência [Interim Report, 2003]. Estes estudos abrangem ferramentas estáticas e dinâmicas. O problema de se operar um sistema elétrico de potência de forma segura requer estudos de estabilidade, confiabilidade, proteção, previsão do colapso de tensão e estudos de fluxo de potência. Dentre vários outros problemas, dois são de grande importância: (a) cálculo da margem de carga e (b) redução de perdas.

A margem de carga indica o quão longe o sistema está da instabilidade. A partir dela, o operador pode tomar decisões sobre como e quando fazer manobras no sistema. A margem de carga é obtida usualmente através do Método da Continuação [Cañizares, 1993]. Este método é muito utilizado para se fazer a análise estática da estabilidade de tensão.

Uma forma de se analisar a segurança operativa do sistema em tempo real, é o uso de Unidades de Medidas Fasoriais (*Phasor Measurement Units* - PMU). Este fornecem medidas sincronizadas dos fasores em tempo real das tensões das barras e fluxo das linhas [Phadke, 1993].

Já no caso das perdas, o interesse em minimizá-las surge a partir de motivações técnicas e econômicas. Dentre os motivos técnicos pode-se citar o problema de se armazenar potência elétrica em larga escala e a variação contínua e, até certo ponto, imprevisível da carga. Já os motivos econômicos envolvem a energia que não está sendo vendida, dentre outros. Contudo, o problema de minimizar as perdas em um sistema de potência corresponde em obter a melhor configuração de despacho das usinas para uma determinada rede.

O problema de redução de perdas é, em geral, abordado através de técnicas de otimização como proposto em [Alves, 2002] e [Zambroni, 2004]. [Alves, 2002] apresenta uma solução geométrica para o fluxo de potência ótimo. Este apresenta o problema de forma didática e de fácil compreensão para um sistema de duas barras. Em [Zambroni, 2004] a redução de perdas é abordada através da compensação shunt. A idéia é elevar o nível de tensão em uma região crítica do sistema a fim de se aumentar o carregamento total do sistema. Neste trabalho fica claro que a margem de carga do sistema aumenta

em função da reserva de potência reativa do mesmo. O problema é resolvido através do método de pontos interiores.

Há também uma abordagem baseada nas magnitudes e ângulos locais dos fasores apresentada por [Verbic, 2005]. A idéia é, também, reduzir as perdas para evitar o colapso de tensão. Uma outra proposta é apresentada em [Vargas, 2000], onde é utilizada a teoria de grafos com pesos variáveis para reduzir perdas em um sistema de distribuição.

[Malange, 2004] apresenta uma metodologia de minimizar as perdas em um sistema de potência baseada no fluxo de carga continuado. A proposta consiste em adicionar duas equações ao conjunto de equações do fluxo de potência: uma relativa a potência reativa gerada em uma barra escolhida e outra correspondente às perdas do sistema. Esta considera as perdas do sistema como o parâmetro para o método da continuação.

Uma análise interessante sobre perdas em sistema elétricos de potência é feita em [Zambroni, 1998], no qual é mostrado que a redução das perdas em um grande sistema de potência não afeta muito sua margem de carga, enquanto que o controle das perdas em uma área crítica do sistema pode apresentar resultados mais satisfatórios.

Nesta dissertação, o intuito é minimizar as perdas em uma área crítica de interesse através do redespacho das máquinas disponíveis. O redespacho é feito como em [Zambroni, 2000], no qual este é aplicado para a remoção de sobrecarga em linhas de transmissão.

1.2 O Problema da Restauração de Um Sistema Elétrico de Potência

No mundo todo, o comércio de energia elétrica tem procurado tornar o setor, primordialmente um ramo de infra-estrutura básica, em um negócio rentável. Para tanto os sistemas de potência operam, hoje em dia, próximos dos seus limites.

[Skaguchi, 1983] estabelece uma estratégia que separa a operação de um sistema elétrico em três diferentes estágios: preventivo, emergencial e restaurativo.

O estágio preventivo é considerado a operação normal do sistema, ou seja, quando os limites do sistema e as margens de estabilidade não são violadas. É neste estágio em que se pretende operar o sistema o maior tempo possível.

Já no estágio emergencial, alguns limites podem estar violados como limites de geração de potência reativa nas máquinas ou pequenas sobrecargas em linhas de transmissão e geradores. Quando o sistema opera em emergência, parte da carga pode não ser atendida, mas o sistema ainda atende suas principais demandas.

Finalmente, o estágio restaurativo é aquele em que o sistema é levado novamente para o estado preventivo. Este último deve ser considerado com o devido cuidado, uma vez que ele abrange tanto a passagem do estado emergencial para o preventivo como, no pior dos casos, quando ocorre uma catástrofe maior, como, por exemplo, o *blackout* dos Estados Unidos e Canadá [Interim Report, 2003].

O problema de restaurar um sistema vem sendo muito estudado pelos engenheiros ao redor do mundo, procurando desenvolver ferramentas para restauração automática do sistema. Diversas metodologias para esse fim baseadas em heurística [Sakaguchi, 1983] e [Interim Report, 2003], sistemas inteligentes [Sakaguchi, 1983] e [Simakura, 1992], programação matemática [Nagata, 1995] e computação [Lee, 1998] já foram investigadas. No entanto, duas etapas são consideradas na recomposição de sistemas elétricos: (a) a primeira é referente a definir uma configuração ótima para o sistema; e (b) na segunda acontece uma sequência de chaveamentos para levar o sistema até a configuração estabelecida na primeira etapa, ou seja, o processo de restauração propriamente dito.

Contudo, a forma mais utilizada para este fim é apresentada resumidamente nos próximos parágrafos.

Quando um sistema de potência começa a apresentar problemas em cascata, [Adibi, 1991] propõe que os operadores isolem as áreas afetadas, separando-o em ilhas, de modo a atender, no mínimo, as cargas prioritárias – como hospitais, iluminação pública e de trânsito, etc.

A partir daí, com cada região estabilizada, deve-se interligar o sistema novamente, primeiramente sincronizando as ilhas, e na sequência através de fechamento de anéis (ou *loop*) na transmissão, com o intuito de torná-lo mais confiável, visando fazer o intercâmbio de potência entre os sistemas e, enfim, atender toda a demanda novamente. Deve-se, no entanto, prestar

atenção na diferença angular entre as barras que fecharam este anel. Isso porque é comum que esta diferença seja grande, gerando assim, um torque transitório excessivo nos eixos dos geradores quando a linha de transmissão é chaveada conforme abordado em [Adibi, 1991]. Esse torque, se atingir valores muito elevados, pode causar danos irreversíveis no eixo da máquina. Uma alternativa para contornar esse problema é o redespacho de potência ativa nas máquinas até que se atenda aos requisitos dinâmicos do sistema.

Já quando ocorre um *blackout* no sistema, outros cuidados durante a restauração do sistema elétrico devem ser considerados.

Primeiramente devem ser levadas em consideração as restrições dos geradores térmicos, como, por exemplo, o tempo mínimo de religamento das caldeiras e o tempo mínimo de religamento da unidade geradora [Wood, 1996].

Posteriormente, na etapa de energização da rede, é necessário que as tensões permaneçam dentro dos limites permitidos¹. No entanto, elas ficam abaixo dos níveis usuais, como proposto em [Adibi, 1994]. Isso para evitar a auto-excitação dos geradores e a ocorrência de sobre-tensões devido à carga leve no sistema. Para tanto, há diversas maneiras de se fazer isto, como, por exemplo, operar os geradores em seus limites mínimos de tensão, desativar capacitores shunt e ligar indutores da mesma natureza ou, ainda, atuar nos taps dos LTCs. [Adibi, 1994] mostra que a reintegração do "*esqueleto*" do sistema de transmissão é um problema que pode levar tempo.

[Adibi, 1994] lembra, ainda, que quando toda a carga é perdida, o processo de restauração de um sistema de potência é inicialmente controlado manualmente, ou seja, algumas variações de frequência e tensão são toleráveis. Portanto, nestas condições, os capacitores chaveados automaticamente e relés de sub-frequência, que são designados para respostas a pequenas perturbações de frequência e tensão, podem atrapalhar o processo. Assim, há também, o problema de se determinar o tempo que estes equipamentos ficarão desativados.

Ainda na etapa de energização da rede, devem ser respeitados os limites de tensão transitória e ressonância harmônica das linhas de transmissão, principalmente as linhas de alta tensão. Ultrapassar esses limites pode comprometer o isolamento de equipamentos do sistema.

¹Geralmente entre 0.90 e 1.05 pu (1.10 para 500 kV)

[Kafka, 1982] e [Adibi, 1991] apontam outro ponto importante a ser observado neste processo, que é o balanço de potência entre geração e carga, visando manter a frequência do sistema dentro das faixas permitidas e, também, de manter os limites impostos pelos problemas de ressonância das turbinas térmicas, além da estabilidade do sistema. Além disso, a carga é adicionada em incrementos pequenos para evitar o risco de haver uma queda acentuada na frequência e, conseqüentemente, a ocorrência de um novo “apagão”.

1.2.1 O Problema da Defasagem Angular

Apesar da breve descrição do problema de se restaurar um sistema elétrico, esta dissertação tratará apenas do problema da defasagem angular entre duas barras que fecharão um anel durante a recomposição de um sistema elétrico.

O problema de se alterar a diferença angular de duas barras do sistema pode ser feita através do redespacho dos geradores. A influência da variação de potência ativa nesta defasagem, especificamente, será tratada no capítulo seguinte, no qual será apresentada uma revisão crítica e alguns aspectos teóricos básicos importantes do fluxo de carga para a compreensão do problema.

De fato, pouca coisa é encontrada na literatura quando o assunto é a diferença angular entre as duas barras que fecharão o *loop* durante a recomposição de um sistema elétrico.

Até o começo da década de 1980, o redespacho de geradores para a diminuição do ângulo das barras que seriam conectadas era feito na base da tentativa e erro, utilizando o modelo linear do fluxo de carga, como mencionado em [Delvizio, 2003]. Este processo, em geral, consumia um tempo elevado até a obtenção de um ponto desejado, além de requerer uma certa experiência técnica do operador. [Nagata, 1995] mostra que o uso conjunto de sistemas inteligentes e programação matemática diminui o tempo computacional. [Hazarika, 1998] propôs um método baseado em fatores de sensibilidade entre os ângulos das barras de interesse e a potência ativa gerada. De fato, esta técnica se aproveita da característica de que a sensibilidade $\partial P/\partial\theta$ é mais intensa do que $\partial P/\partial V$ e a partir daí trabalha com manipulações até chegar ao "fator de sensibilidade". Já [Hazarika, 1999] expressa a diferença angular incremental entre duas barras especificadas, como uma combinação linear da variação da potência ativa das máquinas, partindo do mesmo princípio do anterior.

[Delvizio, 2003] aborda o problema de forma mais rigorosa, utilizando o fluxo de potência ótimo. Este trata o problema considerando a função objetivo como o mínimo desvio quadrático de potência nas máquinas e apresenta resultados muito robustos. A diferença angular entre duas barras é inserida no equacionamento da otimização como uma nova restrição.

Em todos esses métodos a diferença angular deve ser especificada pelo operador.

Além do problema da diferença angular requerida para o chaveamento da linha de transmissão, é necessário, também, que após esse ato o sistema possua um amortecimento suficiente para que as perturbações no sistema desapareçam rapidamente. Neste contexto uma análise em pequenas perturbações se faz também necessária.

1.3 Motivação

A redução de perdas em sistemas elétricos sempre foi algo procurado pelos engenheiros ao redor do mundo. A idéia é minimizar a perda em uma área de interesse para cada ponto de operação obtido pelo Método da Continuação de forma simples e objetiva, visando um aumento no carregamento do sistema.

Quanto à defasagem angular entre duas barras, a literatura tem tratado o problema durante o fechamento de um anel - ou religamento de uma linha de transmissão - como solução de um problema estático. No entanto, restrições dinâmicas podem ser consideradas ao mesmo tempo em que as técnicas de redução da diferença angular são aplicadas, se o método da continuação for considerado.

Aqui, os problemas serão tratados através do redespacho de geradores durante a solução do fluxo de potência, como em [Zambroni, 2000]. Em [Zambroni, 2000] o redespacho durante a solução do fluxo de potência é apresentado para controlar os limites térmicos das linhas de transmissão do sistema. Isto é feito através da inclusão de uma nova variável de estado nas equações do fluxo de potência, que é a quantidade de potência desviada das máquinas, e uma nova equação - a do fluxo de potência na linha sobrecarregada. Serão apresentadas duas metodologias análogas à formulação de [Zambroni, 2000] para considerar a redução de perdas e a defasagem angular entre duas barras.

No primeiro caso, a equação adicionada é a perda elétrica das linhas de transmissão selecionadas. Já no segundo caso, ao invés de se adicionar uma variável de estado, substitui-se um ângulo - pré-especificado através da diferença angular - pela quantidade a ser redespachada. Isto provocará uma alteração no Jacobiano do fluxo de carga, que será abordada mais adiante. Para a determinação dos geradores que aumentarão/diminuirão suas gerações, usar-se-á uma técnica de sensibilidade baseada no vetor tangente do sistema, discutido em [Zambroni, 1998].

Ainda para o segundo caso, a defasagem angular pode não ser especificada, diferentemente do que vem sendo aplicado na literatura. O método da continuação é usado para se obter a mínima defasagem entre as barras e, conseqüentemente, vários pontos operativos do sistema.

No entanto, quando o assunto é o fechamento de uma linha de transmissão, não só a condição angular entre os nós terminais é importante, mas a análise da dinâmica do sistema também é crucial. Portanto serão realizadas análises no domínio do tempo e em regime permanente, de forma a observar as restrições dinâmicas do sistema. Com isso os amortecimentos são levados em consideração, podendo ser escolhido o melhor redespacho para a ação desejada.

1.4 Organização da Dissertação

Este trabalho visa mostrar duas aplicações de inclusão de redespacho de geradores no Jacobiano do Fluxo de Carga durante o Método da Continuação. Primeiramente, visar-se-á a redução de perdas em uma área de interesse e, em seguida, será abordado o problema da defasagem angular entre duas barras.

Para tanto, uma revisão crítica do fluxo de carga e da análise em pequenas perturbações serão apresentadas no Capítulo 2. Neste capítulo, serão levados em consideração alguns aspectos importantes para as análises que serão realizadas. O capítulo 3 apresenta a formulação dos problemas, ou seja, como o redespacho é incorporado no fluxo de potência e a técnica de sensibilidade para a escolha dos melhores geradores para se aumentar/diminuir sua geração. Os Capítulos 4 e 5 trazem os testes e resultados das metodologias propostas. Finalmente, as considerações e perspectivas são feitas no Capítulo 6.

2 Aspectos Teóricos

2.1 Fluxo de Potência

O problema do fluxo de potência em redes de energia elétrica tem por finalidade determinar o estado de regime permanente do sistema. Portanto, deseja-se obter todas as variáveis de estado para aquela condição de operação e, conseqüentemente, qualquer grandeza de interesse. [Monticelli, 1983] descreve a solução deste problema de forma muito elegante, separando-o em dois sub-problemas - um para se achar o estado de regime do sistema e outro para a obtenção das potências ativa e reativa nas barras de *swing* e de potência reativa nas barras de geração.

Esta ferramenta de análise estática é muito utilizada para análises de colapso de tensão, através do Método da Continuação [Cañizares, 1993], o controle dos limites térmicos de linhas de transmissão [Zambroni, 2000], o controle automático de taps de LTCs [Monticelli, 1983], ou ainda o controle secundário de tensão [Lopes, 2003], etc. No entanto ela é, também, de fundamental importância para se analisar a performance dinâmica dos sistemas, uma vez que calcula a condição inicial do sistema.

Em um sistema de potência, em geral, os dados disponíveis para estudo são os valores de suas cargas (barras PQ) e a potência entregue pelos geradores, bem como as suas tensões terminais (barras PV). Portanto, a solução do fluxo de potência resume-se em calcular os valores de tensão nas barras de carga e os ângulos de fase de todas as barras do sistema. No entanto, as equações de potência do sistema são equações não lineares, por isso o mesmo é resolvido iterativamente. A equação (2.1) apresenta a formulação deste problema.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{PV} \\ \Delta P_{PQ} \\ \Delta Q_{PQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_{PV} \\ \Delta \theta_{PQ} \\ \Delta V_{PQ} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

onde ΔP_{PV} é o erro de potência ativa dos geradores e ΔP_{PQ} e ΔQ_{PQ} são os erros de potência ativa e reativa das barras de carga, respectivamente. \mathbf{H} , \mathbf{N} , \mathbf{M} e \mathbf{L} são as derivadas parciais das equações de potência em relação às variáveis de estado do sistema². Finalmente, $\Delta \theta_{PV}$ é o ângulo de fase dos geradores, enquanto que $\Delta \theta_{PQ}$ e ΔV_{PQ} são os ângulos de fase e o módulo das tensões das barras de carga do sistema a serem calculados.

²Este é o Jacobiano do Fluxo de Potência

Diversas metodologias são empregadas para este fim, mas usualmente são utilizados o método de Newton-Raphson e suas variações [Monticelli, 1983].

É importante ressaltar que alguns limites, como a geração de potência ativa e reativa das máquinas e limites de tensão podem ser incorporados diretamente na formulação apresentada na equação (2.1), enquanto outros limites, como tapes dos transformadores ou limites de sobrecarga em linhas de transmissão, forçam uma modificação na estrutura do Jacobiano.

2.1.1 Perdas

A energia elétrica é transferida das fontes geradoras para as fontes consumidoras através de cabos condutores. Estes condutores possuem uma resistência dada pela equação (2.2), fazendo com que a carga elétrica encontre uma força de oposição. Esta oposição é resultante do atrito entre os elétrons e o material do condutor, fazendo com que a energia elétrica seja convertida em calor. [Boylestad, 1998] compara essa força com o atrito mecânico.

$$R = \rho \frac{l}{A} \quad (2.2)$$

Na equação (2.2), R é a resistência, ρ é a resistividade (uma característica) do material, l é o comprimento do condutor e A é a área da seção reta. Nota-se portanto, que quanto maior o comprimento do condutor, maior será sua resistência ao fluxo de carga elétrica

A perda elétrica de qualquer material é dada por:

$$Perdas = Ri^2 \quad (2.3)$$

onde $Perdas$ são as perdas elétricas. Já R e i são a resistência e a corrente que flui pelo condutor, respectivamente. No entanto, como mencionado na seção anterior, os problemas de fluxo de potência tratam cargas e gerações como potências ativa e reativa, e tensão. Com isso, a partir da formulação do fluxo de carga, a perda em uma linha de transmissão é dada por:

$$Perdas_{LTk} = V_{ik}V_{jk}G_k(\cos(\theta_{(ij)k}) + \cos(\theta_{(ij)k})) - G_k(V_{ik}^2 + V_{jk}^2) \quad (2.4)$$

onde V_{ik} e V_{jk} são as tensões terminais da linha, G_k é sua condutância e $\theta_{(ij)k}$ é a defasagem angular entre os nós terminais da linha. Essa é a formulação que será usada nesta dissertação.

2.1.2 A Relação entre Potência Ativa e Ângulo de Fase

A forte interação entre P e θ do fluxo de carga é uma característica muito utilizada na análise de sistemas, mas nem sempre é compreendida. No entanto, uma análise simples do comportamento de um gerador síncrono é possível compreender tanto esta como, também, forte relação entre Q e V .

Em uma máquina síncrona as correntes alternadas no estator geram um campo magnético girante que, em regime permanente, gira na mesma velocidade do rotor - que tem um campo gerado pela corrente contínua que alimenta sua bobina. Esses dois campos reagem entre si e por causa da tendência deles se alinharem, gera-se um torque eletromagnético. No entanto, em um gerador, esse torque eletromagnético tende a se opor a rotação do rotor, sendo necessária a aplicação de um torque mecânico primário³ para manter constante a rotação do rotor. A potência elétrica do gerador só é alterada com a mudança do torque aplicado ao rotor. O efeito de se aumentar o torque mecânico na turbina é avançar o rotor para uma nova posição relativa a do campo magnético do estator e vice-versa. Apesar, de como já mencionado, os campos do rotor e do estator girarem na mesma velocidade, há uma defasagem angular entre eles, que depende da potência elétrica despachada pelo gerador [Kundur, 1994-1].

No entanto, também é possível verificar que o ângulo de fase das barras do sistema estão fortemente conectados com a quantidade de potência ativa gerada através da formulação do fluxo de potência, assim como o módulo da tensão e a quantidade de potência reativa.

Considere o problema da solução do fluxo de potência no sistema de duas barras - uma geração e uma carga - apresentado na Figura 2.1. Para este sistema tem-se a equação (2.5).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{22} & N_{22} \\ M_{22} & L_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

³Este torque mecânico é gerado pela água injetada na turbina de um gerador hidráulico ou o vapor no caso do gerador térmico, etc.

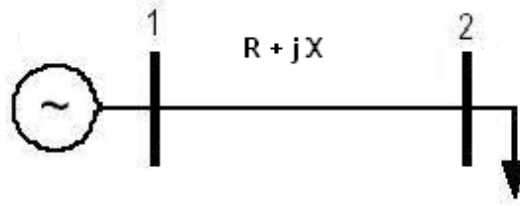


Figura 2.1: Sistema de 2 barras

onde:

$$Z = R + jX$$

$$Y = G + jB = \frac{1}{Z}$$

e

$$H_{22} = -V_2^2 B_{22} - V_2 V_1 [G_{21} \sin \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21}]$$

$$N_{22} = V_2 G_{22} + V_1 [G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \sin \theta_{21}]$$

$$M_{22} = -V_2^2 G_{22} + V_2 V_1 [G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \sin \theta_{21}]$$

$$L_{22} = -V_2 B_{22} + V_1 [G_{21} \sin \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21}]$$

Separando, agora, as equações de potência ativa e reativa, tem-se as equações (2.6) e (2.7).

$$\Delta P = H_{22} \Delta \theta + N_{22} \Delta V \quad (2.6)$$

$$\Delta Q = M_{22} \Delta \theta + L_{22} \Delta V \quad (2.7)$$

Na prática $X > R$ e, portanto, $B > G$. Com isso, uma variação na injeção de potência ativa da Barra 2 influenciará mais a variação do ângulo de fase desta barra do que a variação da tensão, uma vez que a parcela H_{22} tende a ser mais significativa do que N_{22} ⁴. Já a variação de potência reativa resultará numa variação maior no módulo da tensão na barra do que na do ângulo.

Se considerarmos, em um fluxo de carga, a tensão interna da máquina como um gerador ideal e a sua tensão terminal como uma barra, separados

⁴Ná prática, a diferença angular entre duas barras conectadas não ultrapassa os 40°, portanto, novamente, a parcela relativa à susceptância se sobressai à parcela relativa à condutância.

por uma reatância, tornam-se claras as explicações anteriores da relação entre a potência ativa e o ângulo de fase.

Estas características deram origem às variações do método de Newton conhecidos como métodos desacoplado e desacoplado rápido. O primeiro considera as matrizes \mathbf{N} e \mathbf{M} nulas enquanto o segundo, além desta consideração, resolve o problema alternadamente.

Para melhor visualização matemática do problema, tem-se abaixo um exemplo numérico. Os dados do sistema da Figura 2.1 são apresentados na Tabela 2.1, enquanto o ponto de operação está na Tabela 2.2.

Tabela 2.1: Dados do sistema

V_1 (pu)	θ_1 (°)	P_2 (MW)	Q_2 (MVar)	R (pu)	X (pu)
1.05	0.0	50	20	0.10	0.20

Tabela 2.2: Ponto de operação

V_1 (pu)	θ_1 (°)	V_1 (pu)	θ_1 (°)
1.050	0.0	0.952	-4.6

Assim, é possível calcular a matriz Jacobiana do sistema no ponto de operação a partir da equação (2.5). Esta é apresentada abaixo.

$$\begin{aligned}
 H_{22} &= -V_2^2 B_{22} - V_2 V_1 [G_{21} \sin \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21}] = 7.450 \\
 N_{22} &= 2V_2 G_{22} + V_1 [G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \sin \theta_{21}] = -1.378 \\
 M_{22} &= V_2^2 G_{22} + V_2 V_1 [G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \sin \theta_{21}] = -0.501 \\
 L_{22} &= -2V_2 B_{22} + V_1 [G_{21} \sin \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21}] = 3.598
 \end{aligned}$$

Estes resultados mostram claramente a forte relação entre a potência ativa e o ângulo de fase, bem como a potência reativa e o módulo da tensão.

2.1.3 O Vetor Tangente

Em um sistema físico qualquer, a derivada de uma variável de estado em relação a um parâmetro mostra como esta é sensível com a variação do parâmetro considerado. No caso de um sistema elétrico de potência, o *vetor*

tangente indica o comportamento dos ângulos e das tensões em relação a um parâmetro escolhido.

Para o caso em que o parâmetro é a variação da carga do sistema, é fácil obter o vetor tangente a partir das equações de fluxo de carga, ou seja, considerando o equacionamento do fluxo de carga como dado na equação (2.1). Para um incremento de carga $(1 + \Delta\lambda)$ considerado no sistema, tem-se:

$$P^{esp} = (1 + \Delta\lambda) P_0 \quad (2.8)$$

$$Q^{esp} = (1 + \Delta\lambda) Q_0 \quad (2.9)$$

Ou ainda:

$$\Delta P = \Delta\lambda P_0 \quad (2.10)$$

$$\Delta Q = \Delta\lambda Q_0 \quad (2.11)$$

Substituindo as equações (2.10) e (2.11) em (2.1), obtém-se o vetor tangente do sistema quando o crescimento de geração/carga é o parâmetro. Este está apresentado na equação (2.12)

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{\Delta\lambda} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Este vetor apresenta uma característica interessante: a indicação precoce da barra crítica do sistema [Zambroni, 1997]. Esta indicação pode ser usada para planejar ações de controle quando o sistema está no estado preventivo como em [Zambroni, 2004], ou ainda definir ações de controle num estado emergencial, como o caso do controle secundário de tensão [Lopes, 2003].

Ele é usado também no método da continuação que é apresentado a seguir.

2.2 Método da Continuação

O Método da Continuação - descrito matematicamente em [Seydel, 1988] e aplicado em sistemas de potência em [Ajjarapu, 1988], [Alvarado, 1993], [Cañizares, 1993] e [Chiang, 1995], entre outros - é utilizado para traçar a trajetória de um sistema de um ponto de equilíbrio estável até o seu colapso. Este é baseado na equação (2.13).

$$f(\mathbf{x}, \lambda) = 0 \quad (2.13)$$

onde \mathbf{x} representa as variáveis de estado do sistema e λ é um parâmetro utilizado para levar o sistema de um ponto de equilíbrio a outro. Este modelo é muito utilizado para o estudo de problema de colapso de tensão, considerando λ como sendo um incremento de carga e geração. Na presente dissertação, dois parâmetros serão utilizados: (a) para a análise de perdas, o carregamento será o parâmetro escolhido, enquanto que (b) para o problema de restauração, este será a defasagem angular entre as barras que fecharão o anel.

Dois passos guiam o processo:

Passo Previsor é utilizado para indicar a direção a se mover. O vetor tangente, dado pela equação (2.12) pode ser usado para este propósito, sendo que o passo é dado por:

$$\Delta\lambda = \frac{1}{\|VT\|} \quad (2.14)$$

Longe do ponto de colapso grandes variações de potência implicam em pequenas variações na tensão, quanto mais longe da bifurcação, maior será o valor de $\Delta\lambda$. No entanto, este valor vai diminuindo conforme o sistema se aproxima da instabilidade. Análises mais detalhadas do problema de estabilidade de tensão são apresentadas em [Kundur, 1994-2], [Zambroni, 1997] e [Kundur, 1998], entre outros.

Passo Corretor é utilizado para se obter o novo ponto de operação. Ele é obtido através da inclusão de uma nova equação, que surge do fato de os passos previsor e corretor serem geometricamente perpendiculares entre si. Além disso, se o Passo Previsor for utilizado como condição inicial para o fluxo de carga, a convergência do processo iterativo é mais rápida.

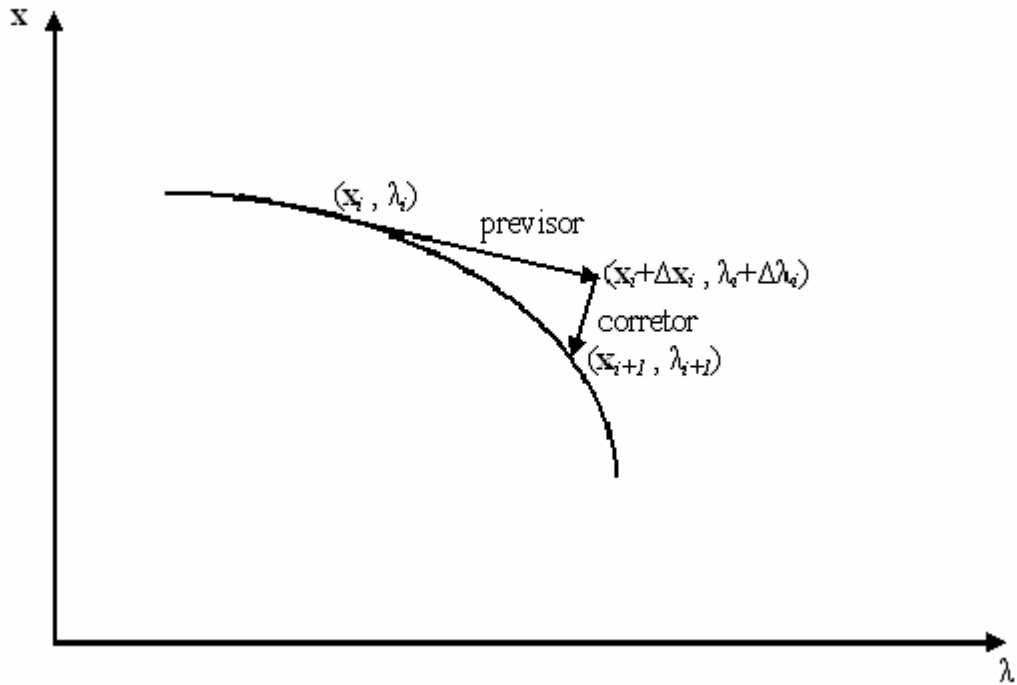


Figura 2.2: Método da Continuação

A Figura 2.2 ilustra como o método funciona.

2.3 Aspectos Dinâmicos de Um Sistema de Potência

O comportamento de um sistema dinâmico de ordem n pode ser descrito por um conjunto de n equações diferenciais de primeira ordem, como na equação (2.15):

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r; t) \quad (2.15)$$

onde r é o número de entradas. A equação acima pode ser escrita, ainda, como na equação (2.16).

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}, t) \quad (2.16)$$

onde \mathbf{x} é o vetor de estados, e x_i são as variáveis de estado do sistema. Já o vetor \mathbf{u} representa as excitações do sistema, ou seja, os sinais externos que influenciam em seu desempenho. O tempo é denotado por t e as derivadas das variáveis de estado em relação ao tempo por $\dot{\mathbf{x}}$. Se as derivadas das variáveis de estado não forem função explícita do tempo, o sistema é dito *autônomo* [Verhulst, 1990]. Neste caso, a equação (2.16) é simplificada como segue:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.17)$$

As variáveis de saída do sistema são expressas em função das variáveis de estado e das entradas do sistema, como mostra a equação (2.18).

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.18)$$

onde \mathbf{y} é o vetor de saídas e \mathbf{g} o vetor de funções não lineares que relaciona as variáveis de estado e entradas com as variáveis de saída.

Contudo, o estado de um sistema representa a mínima quantidade de informação sobre o mesmo capaz de caracterizá-lo em qualquer instante t_0 .

Qualquer conjunto de n variáveis independentes do sistema pode ser utilizado para descrever o estado de um sistema. São essas as variáveis de estado, ou seja, o menor conjunto de variáveis dinâmicas que, juntamente com as variáveis de entrada, descrevem completamente o comportamento do sistema. Qualquer outra variável pode ser obtida a partir do conjunto de variáveis de estado.

No entanto, as variáveis de estado podem ser tanto quantidades físicas ou matemáticas associadas às equações diferenciais. Além disso, a escolha das variáveis de estado não é única - ao contrário do estado que é único. A mesma informação sobre o sistema pode ser obtida para qualquer conjunto de variáveis de estado escolhido. Outro ponto importante é que, se houver uma sobre-especificação de variáveis de estado, nem todas serão independentes.

Os pontos de equilíbrio (ou singulares) de um conjunto de equações diferenciais são os pontos onde todas as derivadas \dot{x}_i são simultaneamente nulas. Se as funções f_i da equação (2.15) forem lineares, o sistema terá apenas um ponto de equilíbrio. Caso contrário, o sistema poderá ter mais pontos singulares.

Os pontos de equilíbrio apontam as características do comportamento de um sistema dinâmico. Por isso pode-se tirar conclusões sobre a estabilidade do sistema a partir deles [Verhulst, 1990].

2.3.1 Sistema Dinâmico no Problema do Fechamento de Anel

Como já foi abordado, o plano de restauração de um sistema elétrico de potência deve obedecer restrições dinâmicas do sistema. Assim, quando um ângulo é determinado para o religamento de uma linha de transmissão, deve-se garantir que após o fechamento do circuito, as condições dinâmicas do sistema - como o seu amortecimento - sejam as desejáveis. Portanto, além de redespachar as máquinas de forma a reduzir a diferença angular entre as duas barras candidatas ao chaveamento, é crucial o uso de uma ferramenta que leva em consideração as equações diferenciais do sistema.

Quando essas equações diferenciais são abordadas, deseja-se estudar o comportamento dinâmico do sistema frente a pequenas e/ou grandes perturbações. As grandes perturbações são caracterizadas por curto-circuitos em linhas de transmissão, perda de uma carga ou um gerador significativo. Quanto às pequenas variações, podem ser citados o comportamento contínuo da carga e a variação do tap de um LTC. Contudo, este comportamento dinâmico do sistema depende não só das perturbações citadas, mas também do comportamento dos controladores do sistema, como os reguladores de tensão e de velocidade das máquinas, bem como os relés de proteção.

A partir desta abordagem, alguns conceitos de estabilidade, visando simplificar o entendimento e o estudo, devem ser introduzidos:

Estabilidade angular é a habilidade das máquinas do sistema de manterem o sincronismo umas com as outras, ou seja, manter suas velocidades relativas constantes. Este estudo envolve as oscilações eletromecânicas dos geradores. Além disso, um fator fundamental deste problema é a maneira com que as variáveis de saída da máquina se comportam a medida que o rotor oscila. Este estudo ainda pode ser separado em dois tipos de análise:

Estabilidade em Pequenas Perturbações (ou Sinal) é a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo das unidades geradoras quando o mesmo é sujeito a pequenos distúrbios, como as contínuas

variações de carga e geração. Este item será detalhado na próxima seção por desempenhar um papel significativo na análise proposta.

Estabilidade Transitória é a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo das unidades geradoras quando o mesmo está sujeito a um distúrbio severo, como um curto circuito em uma linha de transmissão. Sob estas condições, a resposta do sistema envolve uma grande variação nos ângulos das máquinas. Uma discussão sobre o chaveamento de uma linha de transmissão e seu efeito sobre o comportamento da máquina será apresentado adiante.

Estabilidade de Tensão é a habilidade do sistema em manter, dentro de limites aceitáveis, as tensões do sistema durante as condições preventivas e após uma perturbação. O sistema pode caminhar para o colapso de tensão quando um distúrbio - aumento excessivo de carga ou mudança da condição do sistema, por exemplo - causa uma progressiva e incontrolável queda de tensão.

Estabilidade em Médio - Longo Prazo é considerada quando o problema de uma perturbação no sistema resulta em longas excursões da tensão e da frequência. Neste tipo de análise considera-se um tempo de alguns segundos a vários minutos, pois depende do tempo de resposta dos dispositivos de controle e proteção dos geradores e das injeções primárias de energia, bem como das regulações de carga-tensão do sistema.

2.3.2 Análise em Pequenas Perturbações

O comportamento dinâmico de um sistema de potência é descrito por um conjunto de equações diferenciais não lineares, conforme a equação (2.17).

Quando ocorre um distúrbio em um sistema de potência, o mesmo pode encontrar um novo ponto de operação. Este novo ponto não deve ser muito diferente do anterior se o distúrbio ocorrido for pequeno, ou seja, o sistema estará operando em torno do antigo ponto de operação. Da teoria de sistemas dinâmicos, quando isso ocorre, um sistema não-linear pode ser descrito matematicamente pelo seu modelo linear [Verhulst, 1990], como nas equações (2.19) e (2.20). A teoria de sistemas lineares fornece meios para se investigar a resposta dinâmica do sistema se um bom modelo matemático para seus componentes for utilizado [Ogata, 2000].

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{B}\Delta \mathbf{u} \quad (2.19)$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C}\Delta \mathbf{x} + \mathbf{D}\Delta \mathbf{u} \quad (2.20)$$

Na equação (2.19), \mathbf{A} é a matriz de estados do sistema, enquanto que \mathbf{B} é a matriz de controle do sistema. $\Delta \mathbf{x}$ e $\Delta \mathbf{u}$ são as as variáveis de estado e as entradas, respectivamente. Já na equação (2.20), \mathbf{C} é a matriz de saída do sistema, enquanto \mathbf{D} é a matriz que define a proporção das entradas que aparecem diretamente nas saídas. Finalmente, $\Delta \mathbf{y}$ é o vetor de saídas do sistema.

Os autovalores da matriz de estados definem a estabilidade do sistema. [Verhulst, 1990] mostra, ainda, que se a matriz \mathbf{A} for uma matriz de elementos reais ela terá autovalores reais e/ou complexos conjugados.

Os autovalores reais correspondem a modos não-oscilatórios. Se estes autovalores tiverem sinal negativo, significa um modo amortecido. Quanto maior o módulo do autovalor, mais rápido o sistema se estabilizará. No entanto, se um autovalor for positivo, o sistema será instável e sem oscilações.

Já os autovalores complexo-conjugados correspondem a modos oscilatórios. A parte real deste tipo de autovalor está relacionada com o amortecimento, enquanto que a parte imaginária é a frequência em que o sistema oscilará. O formato deste autovalor é apresentado na equação (2.21).

$$\lambda = \sigma + j\omega = -\zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1 - \zeta^2} \quad (2.21)$$

onde λ é o autovalor complexo conjugado com partes real σ e imaginária ω . Já ζ , é o amortecimento do sistema e ω_n é a frequência natural não amortecida do sistema. Da equação (2.21) nota-se que o amortecimento ζ e a frequência de oscilação do sistema - também conhecida como frequência natural amortecida - são dados pelas equações (2.22) e (2.23) , respectivamente.

$$\zeta = \frac{\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (2.22)$$

$$\omega_d = \omega_n\sqrt{1 - \zeta^2}(\text{rad/s}) \quad (2.23)$$

O amortecimento ζ determina a taxa de decaimento das oscilações do sistema, sendo que a constante de tempo do modo de oscilação é $\frac{1}{|\sigma|}$.

2.3.3 Variação do Torque Acelerante

Este problema, bastante comum durante a restauração de um sistema elétrico de potência, deve ser tratado com bastante cuidado. Os equipamentos do sistema têm alguns limites físicos que devem ser respeitados, sendo que o torque elétrico transitório nos geradores é um deles. Quando há uma diferença angular excessiva entre os terminais de uma linha de transmissão que será fechada, o sistema pode apresentar um pico transitório de torque além do permitido.

Considere o sistema apresentado na Figura 2.3, no qual um gerador é conectado a um sistema de grande porte, representado por um barramento infinito, ou seja, com tensão e frequência constantes. Neste sistema, as perdas na linha serão desprezadas, uma vez que se pretende mostrar a influência da diferença angular entre os sistemas no fluxo de potência de uma barra para a outra, que por sua vez é dada pela equação (2.24).

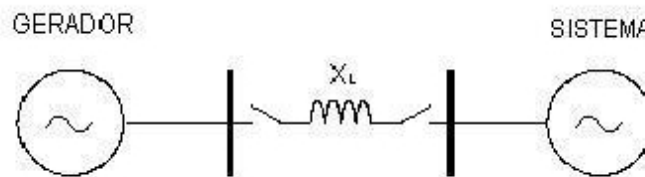


Figura 2.3: Gerador conectado a um barramento infinito

$$P_{GS} = \frac{V_G V_S}{X_L} \text{sen} \theta_{GS} \quad (2.24)$$

Na equação (2.24), P_{GS} é o fluxo de potência ativa do gerador para o sistema; V_G e V_S são as tensões do gerador e do sistema, respectivamente. Já a diferença angular entre os elementos é θ_{GS} , ou seja, $\theta_{GS} = \theta_G - \theta_S$. Finalmente, X_L representa a reatância da linha de transmissão que os interliga.

A partir da Equação (2.24), algumas observações podem ser feitas: (a) primeiramente, X_L é considerado constante, uma vez que a variação na frequência do sistema é pequena e, portanto, pode ser desprezada; (b) para sistemas reais, V_G e V_S geralmente variam entre os limites de 0.9 pu a 1.05

pu⁵, portanto suas variações pouco influenciam no fluxo; (c) finalmente, a defasagem angular θ_{GS} entre as barras representa um fator de enorme importância no fluxo, já que a parcela que depende dela pode variar de 0 (zero) até 1 (um). Com isso, percebe-se que quanto maior for a diferença angular entre os geradores e o sistema, maior será o fluxo na linha que os interliga.

A equação (2.25) define a dinâmica de uma máquina síncrona representada pelo seu modelo clássico, apresentado em [Kundur, 1994-1].

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{\partial^2 \delta}{dt} + D_m \frac{d\delta}{dt} = P_M - P_e \quad (2.25)$$

onde δ é o ângulo interno da máquina, H é a constante de tempo de inércia, ω_s é a velocidade, D_m é o fator de amortecimento e P_M e P_e são as potências mecânicas e elétricas, respectivamente. A diferença $P_a = P_M - P_e$ é denominada de torque acelerante do gerador.

Quando a linha de transmissão está aberta, nenhuma potência está sendo entregue ao sistema pela máquina, ou seja, $P_e = 0$. No entanto, quando a linha é conectada, a partir da equação (2.24), nota-se que uma potência elétrica fluirá da máquina para o sistema. Isto causará um desequilíbrio no torque acelerante e, conseqüentemente, no sistema dinâmico representado pela equação (2.25). De acordo com a equação (2.24), quanto maior a diferença angular entre o gerador e o sistema, maior será esse desequilíbrio.

A dinâmica do fechamento desta linha é apresentada na Figura 2.4 para as diferenças angulares entre o gerador e o sistema de 10° e 30°. Nesta simulação a tensão terminal da máquina, V_G , é 1.05 pu e a tensão do sistema, V_S , é 1.00 pu. O coeficiente de amortecimento da máquina, assim como a resistência da linha de transmissão, também foi desprezado e a reatância da linha de transmissão X_{LT} é de 0.5 pu. A Figura 2.4 comprova as observações feitas anteriormente. Para a diferença de 10° (representada pela linha vermelha), o valor de pico está em torno de 0.4 pu, enquanto que para a diferença de 30° (representada pela linha azul), o valor de pico ultrapassa 1 pu.

⁵Em casos de linhas de transmissão de 500 kV é aceitável o limite superior de 1.10 pu.

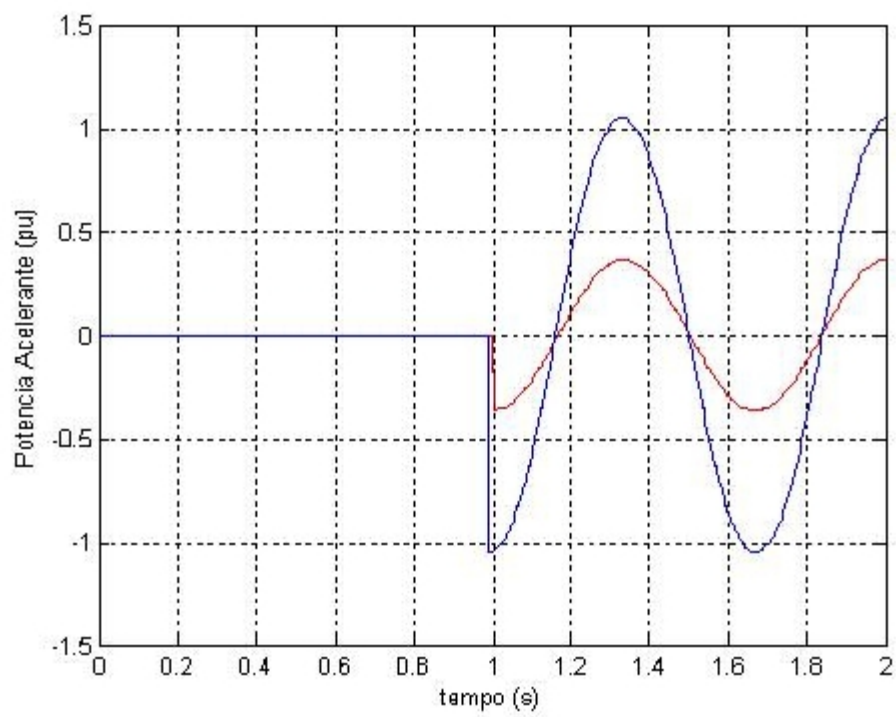


Figura 2.4: Variação da potência acelerante da máquina quando a LT é fechada

3 Aplicações de Redespacho Durante o Método da Continuação

3.1 Controle de Perdas

Quando não há mais bancos de capacitores e reserva de reativos no sistema, o redespacho de potência ativa para reduzir perdas pode ser uma solução interessante. Além disso, como mostrado em [Zambroni, 1998], reduzir as perdas da área crítica do sistema faz com que o mesmo tenha um aumento em sua margem de carga.

Nesta dissertação, o redespacho de geradores durante a solução do fluxo de potência é feito de forma similar à proposta de [Zambroni, 2000], que considera o redespacho para eliminar sobrecargas em linhas de transmissão. Em [Zambroni, 2000], a quantidade de potência ativa a ser desviada da máquina é adicionada ao conjunto de variáveis de estado, e uma nova equação - de fluxo na linha de transmissão sobrecarregada - é também considerada.

Aqui, uma formulação semelhante é feita, afim de se obter uma solução sub-ótima para redução de perdas em sistemas de potência.

A solução do fluxo de potência requer que a equação (3.1) seja satisfeita.

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = 0 \tag{3.1}$$

onde \mathbf{f} são as equações de injeção de potência e \mathbf{x} as variáveis de estado.

No entanto, se for desejado que as perdas em uma ou mais linhas de transmissão sejam mínimas, então, a equação (3.2) deve ser satisfeita, uma vez que o gradiente nulo de uma equação pode representar um ponto de mínimo (de fato a técnica de sensibilidade garantirá que o sistema se direcionará para este ponto).

$$D_x f_{LT}(\mathbf{x}) = 0 \tag{3.2}$$

Na equação (3.2) f_{LT} é a perda nas linhas de transmissão selecionadas e D_x é sua derivada em relação às variáveis de estado.

Contudo, para que as perdas nas linhas de transmissão selecionadas sejam mínimas em um dado ponto de operação, as equações (3.1) e (3.2) devem ser simultaneamente satisfeitas. Com isso, considerando a potência a ser desviada da máquina como variável de estado do sistema, a solução do fluxo de potência pode ser escrita como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta Perdas \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} & gen \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} & \\ PD & & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta R \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Na equação (3.3), \mathbf{H} , \mathbf{N} , \mathbf{M} e \mathbf{L} são as sub-matrizes do Jacobiano do fluxo de carga convencional. Já o vetor linha PD é a linearização da equação (3.2), ou seja, a segunda derivada da equação de perdas das linhas escolhidas para o controle. No intuito de minimizar as perdas nestas linhas, $\Delta Perdas$ deve ser zero. Finalmente, o vetor coluna gen modela o redespacho. Este deve conter as derivadas parciais da potências das barras em relação à potência a ser redespachada, isto é $\partial P_i / \partial R$. Portanto, associa-se o valor 1 para os geradores que se deseja aumentar a geração, e -1 para os que se deseja diminuir, o resto do vetor é zero.

Este novo conjunto de equações é resolvido pelo método de Newton-Raphson normalmente. As saídas são as variáveis do fluxo de carga (θ e \mathbf{V}) e o desvio de potência das máquinas escolhidas para se fazer o redespacho. Da equação (3.3), a redução de perdas não é uma função explícita do redespacho. Para cada iteração, as perdas locais devem ser calculadas. O processo converge para um valor de redespacho correspondente à perda mínima.

Contudo, se a formulação acima for aplicada e o processo de solução divergir, deve-se considerar que não é possível chegar às perdas mínimas através do redespacho dos geradores escolhidos para o processo. Portanto, a escolha correta dos geradores que irão aumentar e diminuir suas gerações deve ser feita adequadamente.

3.2 Controle da Diferença Angular entre Duas Barras

Como abordado na Seção 2.1.2, uma forma eficiente de se alterar a fase da tensão de uma barra qualquer é a mudança da condição operativa da rede através da variação de potência ativa injetada pelos geradores na mesma.

Esta ação é calculada através de ferramentas estáticas e as metodologias já apresentadas são baseadas na especificação da diferença angular desejada. No entanto, a associação de dois métodos pode tornar a solução deste problema um pouco mais interessante, dando algumas opções de redespacho para os operadores.

Conforme já mencionado anteriormente, a quantidade de potência a ser redespachada pelas máquinas é tratada como variável de estado do sistema. Com isso, essa quantidade é calculada iterativamente durante a solução do fluxo de carga e o redespacho é imediatamente aplicado. Para esta formulação, a diferença angular deve ser especificada.

No entanto, com o intuito de se chegar à mínima diferença angular entre as barras especificadas e apresentar várias possibilidades de operação, o Método da Continuação pode ser aplicado ao mesmo tempo. Com isso, a diferença angular das barras escolhidas para serem conectadas passa a ser o parâmetro do mesmo, encontrando-se assim vários pontos de operação no caminho até o colapso.

O método de redespacho de potência ativa apresentado na seção anterior é estendido aqui para o controle da diferença angular entre duas barras.

Primeiramente supõe-se que a diferença angular entre duas barras do sistema é pré-especificada. Isso faz com que o ângulo de uma delas passe a ser dependente do ângulo da outra. Assim uma variável torna-se conhecida e, conseqüentemente, é removida do sistema de equações (2.1), que resolve o fluxo de potência. Isso faz com que a matriz Jacobiana do sistema não seja mais quadrada.

Para compensar a retirada das derivadas parciais em relação ao ângulo pré-especificado, a quantidade de potência a ser redespachada é considerada uma variável de estado, uma vez que ela não é conhecida. Assim, a equação do fluxo de potência toma a forma apresentada na equação (3.4).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{\mathbf{H}} & \mathbf{N} & gen \\ \tilde{\mathbf{M}} & \mathbf{L} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta R \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

A formulação apresentada na equação (3.4) mostra que na tentativa de manter a diferença angular pré-especificada entre as barras selecionadas o

redespacho é realizado. Este, por sua vez, é modelado novamente pelo vetor coluna *gen* que associa os geradores que terão suas injeções de potência ativa alteradas.

Como na seção anterior, no vetor coluna *gen* deve-se associar o valor 1 para os geradores que se deseja aumentar a geração, e -1 para os que se deseja diminuir. O restante dos elementos do vetor é zero.

Ainda na equação (3.4), as sub-matrizes $\tilde{\mathbf{H}}$ e $\tilde{\mathbf{M}}$ são relativas às derivadas parciais das potências ativa e reativa em relação ao ângulo de fase das barras PV e PQ. A diferença para o Jacobiano do fluxo de potência convencional é a ausência do ângulo de fase de uma das barras escolhidas para se controlar a diferença angular.

Este novo conjunto de equações também é resolvido pelo método de Newton-Raphson normalmente. Já as saídas são as variáveis de saída convencionais ($\boldsymbol{\theta}$ e \mathbf{V} , menos o ângulo dependente da diferença especificada) e o desvio de potência das máquinas escolhidas para se fazer o redespacho. Da mesma forma quando o problema são as perdas, a diferença angular não é uma função explícita do redespacho. O processo converge para um valor de redespacho correspondente à diferença angular especificada.

No entanto, partindo do caso base e reduzindo a diferença angular gradativamente, é possível encontrar a menor defasagem conseguida através do desvio de potência ativa das usinas. Vale lembrar que essa é uma solução sub-ótima, uma vez que o método depende de quantos e quais geradores são escolhidos para ação.

Quando o processo de solução divergir, deve-se considerar que não é possível reduzir a defasagem angular através do redespacho dos geradores. Portanto, novamente, a escolha correta dos geradores que atuarão no redespacho é de fundamental importância.

3.3 Geradores mais Propícios para Executar o Redespacho

Nesta seção será apresentada uma metodologia simples e rápida de escolha dos geradores aptos a executarem o redespacho para os casos das Seções 3.1 e 3.2, proposta em [Zambroni, 1998].

Primeiramente, a perda em uma linha de transmissão é dada pela equação (2.4), repetida a seguir.

$$Perdas_{LTk} = V_{ik}V_{jk}G_k(\cos(\theta_{(ij)k}) + \cos(\theta_{(ij)k})) - G_k(V_{ik}^2 + V_{jk}^2) \quad (3.5)$$

Se a equação (3.5) for derivada em relação ao parâmetro do sistema λ , tem-se:

$$\begin{aligned} \frac{dPerdas_{LTk}}{d\lambda} &= G_k\left(\frac{dV_{ik}}{d\lambda}V_{jk} + \frac{dV_{jk}}{d\lambda}V_{ik}\right)A + V_{ik}V_{jk}\frac{dA}{d\lambda} - \\ &\quad - 2G_k\left(\frac{dV_{ik}}{d\lambda}V_{ik} + \frac{dV_{jk}}{d\lambda}V_{jk}\right) \\ A &= G_k(\cos(\theta_{(ij)k}) + \cos(\theta_{(ij)k})) \\ \frac{dA}{d\lambda} &= 2G_k\left(\frac{d\theta_{(i)k}}{d\lambda} - \frac{d\theta_{(j)k}}{d\lambda}\right)\sin(\theta_{(ij)k}) \end{aligned} \quad (3.6)$$

Nota-se, no entanto que o lado direito da equação (3.6) nada mais é do que componentes do vetor tangente, dados pela equação (2.12).

Agora, se o parâmetro do sistema for escolhido como o aumento de geração em um único gerador, tem-se como esta variação afetará as perdas das linhas selecionadas. Portanto, se na equação (3.7) um pequeno aumento da geração do gerador i for considerada, pode-se calcular o novo vetor tangente sem a necessidade de se obter um novo ponto de operação⁶. Fazendo isso para cada gerador, um de cada vez, obtém-se o(s) melhor(es) gerador(es) para se aumentar/diminuir a geração.

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{\Delta\lambda} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \mathbf{N} \\ \mathbf{M} & \mathbf{L} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_{Gi} + \Delta P_G \\ P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Para defasagem angular, o processo é semelhante. A diferença angular entre duas barras é dada pela equação (3.8).

⁶O novo ponto de operação seria muito próximo do atual e, conseqüentemente, o Jacobiano do fluxo de carga não sofreria alterações significativas

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j \quad (3.8)$$

Se o aumento de geração for o parâmetro do sistema, a influência pode ser calculada através da equação (3.9).

$$\frac{d\theta_{ij}}{d\lambda} = \frac{d\theta_i}{d\lambda} - \frac{d\theta_j}{d\lambda} \quad (3.9)$$

Novamente, o lado direito da equação (3.9) compõe-se de entradas do vetor tangente⁷.

O mesmo procedimento utilizado para selecionar os geradores para reduzir as perdas é utilizado para a redução de ângulo.

Quanto maior o valor das equações (3.6) e (3.9), maior será a variação na diferença angular provocada pelo gerador e vice-versa.

⁷Como mencionado na seção 2.1.3, o vetor tangente mostra o comportamento da variável de estado em relação a um parâmetro do sistema.

4 Resultados para Redução de Perdas

4.1 O Problema das Perdas: Um Exemplo Prático

Antes de se aplicar a ferramenta proposta na Seção 3.1, é interessante mostrar em sistemas simples, como o redespacho de geradores pode influenciar - ou não - na redução de perdas. Portanto, serão apresentados dois sistemas para este estudo, visando facilitar o entendimento do problema.

4.1.1 Caso 1

O sistema apresentado na Figura 4.1 será utilizado em uma primeira análise. Neste sistema há quatro barras, duas de geração e duas de carga. Os dados de linha e de barra são apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente.

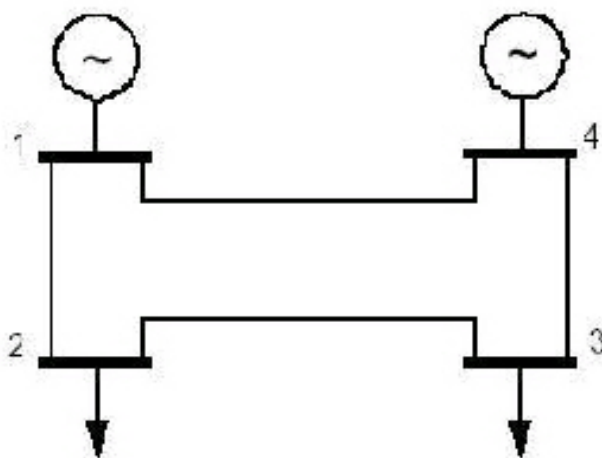


Figura 4.1: Sistema de 4 barras para o estudo de perdas

Para o ponto de operação indicado pela Tabela 4.2, a perda total do sistema é de cerca de 15 MW. Nota-se da Figura 4.1, juntamente com a Tabela 4.1 que a distância elétrica entre o Gerador 1 e a Barra 3 é a maior que existe no sistema, portanto, a corrente percorrerá, também, essa grande

Tabela 4.1: Dados do sistema de 4 barras para o estudo de perdas

Linha	Status	R (%)	X (%)
LT ₁₋₂	LIGADA	10.0	20.0
LT ₂₋₃	LIGADA	5.0	10.0
LT ₃₋₄	LIGADA	10.0	20.0
LT ₁₋₄	LIGADA	5.0	10.0

Tabela 4.2: Dados de barra para o sistema de 4 barras

Barra	P_G (MW)	P_L (MW)	Q_L (MVar)
1	114.0	-	-
2	-	15.0	2.0
3	-	100.0	9.0
4	1.0	-	-

distância, dissipando mais energia. Uma forma de solucionar esse problema é aumentar a quantidade de potência ativa entregue pelo Gerador 4, de forma a "diminuir" a distância da fonte de energia para a carga. Esse novo despacho de geração é apresentado na Tabela 4.3. Com essa nova distribuição de potência, a perda elétrica passa a ser de 10 MW.

Tabela 4.3: Dados de barra para o sistema de 4 barras redespachado

Barra	P_G (MW)	P_L (MW)	Q_L (MVar)
1	15.0	-	-
2	-	15.0	2.0
3	-	100.0	9.0
4	100.0	-	-

4.1.2 Caso 2

Neste caso, o sistema estudado é o da Figura 4.2. Este apresenta um sistema radial com dois geradores e uma carga. Seus dados de linha e de barra estão nas Tabelas 4.4 e 4.5, respectivamente.

Para o despacho da Tabela 4.5, a perda total do sistema é aproximadamente 3 MW. As Tabelas 4.6 e 4.7 apresentam dois novos despachos para

Tabela 4.4: Dados do sistema de 3 barras para o estudo de perdas

Linha	Status	R (%)	X (%)
LT ₁₋₃	LIGADA	5.0	10.0
LT ₂₋₃	LIGADA	5.0	10.0

Tabela 4.5: Dados de barra para o sistema de 3 barras

Barra	P_G (MW)	P_L (MW)	Q_L (MVAr)
1	50	-	-
2	50	-	-
3	-	100.0	9.0

Tabela 4.6: Dados de barra para o sistema de 3 barras

Barra	P_G (MW)	P_L (MW)	Q_L (MVAr)
1	75	-	-
2	25	-	-
3	-	100.0	9.0

Tabela 4.7: Dados de barra para o sistema de 3 barras

Barra	P_G (MW)	P_L (MW)	Q_L (MVAr)
1	25	-	-
2	75	-	-
3	-	100.0	9.0

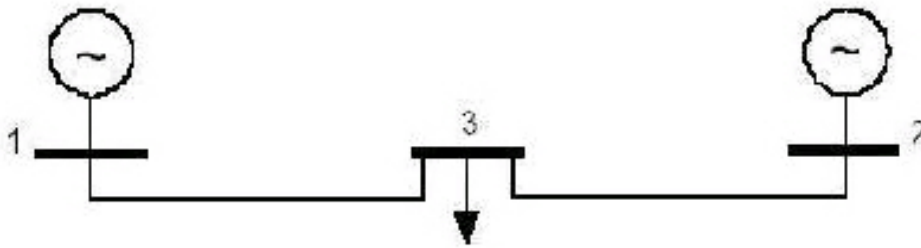


Figura 4.2: Sistema de 3 barras para o estudo de perdas

as máquinas, no entanto, em qualquer um deles a perda total do sistema aumenta. Isso acontece porque os geradores têm a mesma distância elétrica da carga, ou seja, se um gerador gerar mais do que o outro, a corrente que passará por uma linha de transmissão será maior do que a outra e, conseqüentemente, haverá maior dissipação de energia. No entanto, esse raciocínio pode ser estendido para qualquer sistema radial, pois chegar ao mínimo das perdas em regiões deste tipo é muito complicado através de redespacho de geradores.

A partir destes exemplos, torna-se claro que a configuração do sistema é essencial para que o método funcione. No entanto há dificuldade de se encontrar desenhos do diagrama unifilar dos sistemas, de forma que a distância elétrica seja bem explicitada.

4.2 IEEE 57 Barras

O método de redespacho de geradores durante o Método da Continuação proposto na Seção 3.1 será aplicado inicialmente ao sistema teste do IEEE de 57 barras. Um programa de fluxo de potência incorporando o método proposto foi desenvolvido em linguagem FORTRAN. Todos os limites do sistema foram considerados.

Para facilitar o entendimento e a visualização do problema, este sistema é apresentado na Figura 4.3. A metodologia aplicada é a seguinte:

1. A partir do caso base é obtida a margem de carga do sistema através do Método da Continuação;

2. A partir do caso base, o redespacho proposto na Seção 3.1 é aplicado a cada ponto de operação obtido pelo Método da Continuação. A sensibilidade dos geradores é calculada em cada ponto de equilíbrio e os resultados são comparados com o caso base.

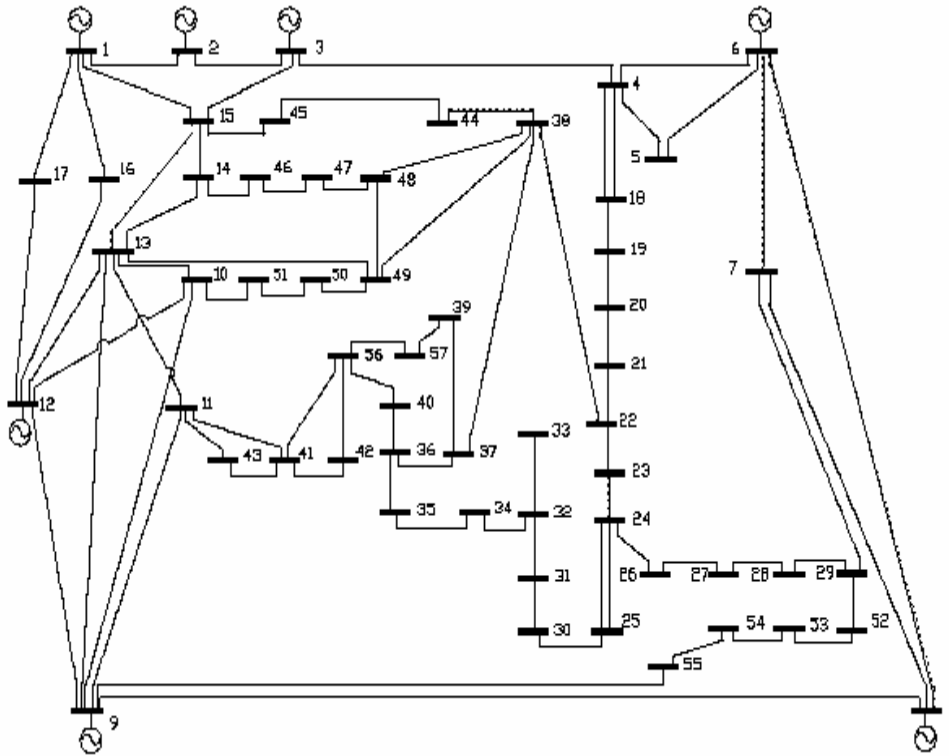


Figura 4.3: Sistema teste IEEE 57 barras

Contudo, é necessário que se defina a área na qual se pretende reduzir as perdas. Como [Zambroni, 2004] mostra que reduzir as perdas na área crítica do sistema tende a aumentar a margem de carga do mesmo, este será o objetivo destes testes. Conforme mostrado em [Zambroni, 1997], a barra crítica do sistema é obtida a partir do vetor tangente, dado pela equação (2.12). Aqui, o nível 1 de área crítica considera as barras adjacentes à barra crítica; o nível 2 considera as barras conectadas às barras adjacentes a barra crítica, e assim por diante.

Para o sistema de 57 barras, o despacho inicial das máquinas é apresentado na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Dados de geração do sistema de 57 barras

Gerador	Geração (MW)
1	735.0
2	0.0
3	0.0
6	6.0
8	350.0
9	3.0
12	210.0

Conforme descrito na metodologia, a margem de carga inicial do sistema é calculada e apresentada na Figura 4.4, na qual nota-se uma margem de 1.53 pu.

Para a análise deste sistema, utilizou-se o Nível 2 de área crítica. Portanto as barras que fazem parte desta área são as barras 31, 30, 32, 25, 33, 34, 24, 35, sendo a primeira a barra crítica do sistema. Além disto, durante o redespacho, 3 pares de geradores foram utilizados para reduzir as perdas. A partir disso, a nova margem de carga obtida é de cerca de 1.8 pu, mostrada na Figura 4.5.

Outras comparações interessantes são apresentadas nas Figuras 4.6 e 4.7. A primeira mostra o comportamento da perda na área crítica, enquanto a segunda apresenta a perda total do sistema. Nota-se da Figura 4.6 que a perda da área crítica é maior quando o redespacho é considerado. Isso porque diminuindo a distância elétrica entre a barra crítica e a fonte, faz com que haja uma reserva maior de potência reativa no sistema e, conseqüentemente, a margem de carga do sistema aumente. Já na Figura 4.7, que mostra o comportamento da perda total do sistema, nota-se que esta diminui quando o redespacho é aplicado.

Vale lembrar, ainda, que o redespacho foi possível pois, da Figura 4.3, nota-se que as usinas são bem distribuídas na planta do sistema

4.3 Sistema de 412 barras

A metodologia apresentada na seção anterior é aplicada agora a uma parte do sistema brasileiro. O sistema possui 412 barras, sendo 17 geradores. Para

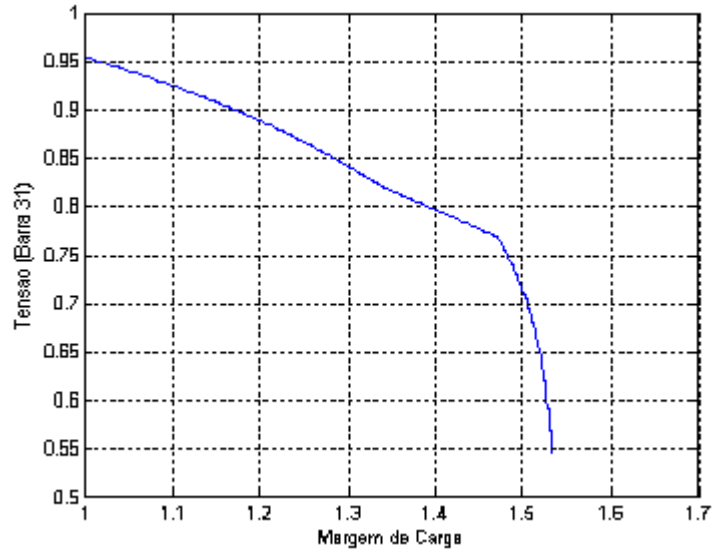


Figura 4.4: Margem de Carga do sistema de 57 barras sem redespacho

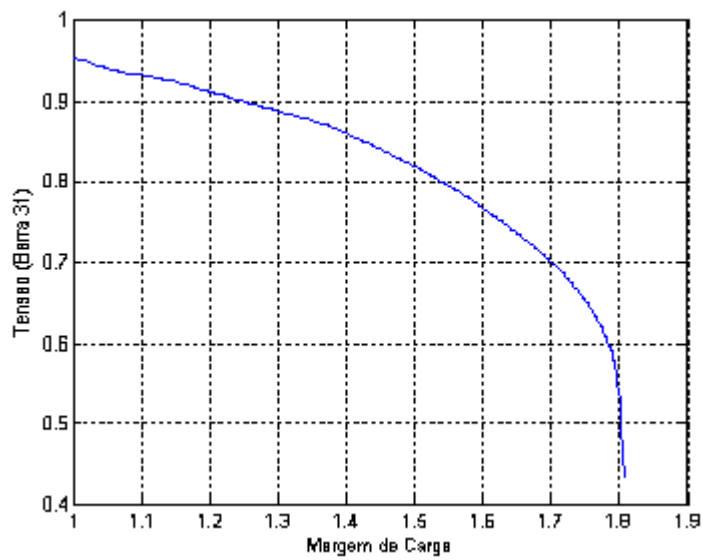


Figura 4.5: Margem de Carga do sistema de 57 barras com redespacho

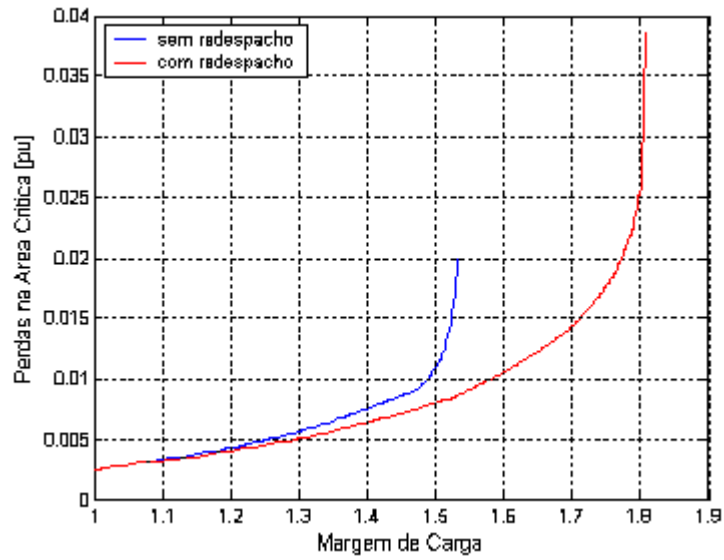


Figura 4.6: Perda na área crítica do sistema de 57 barras

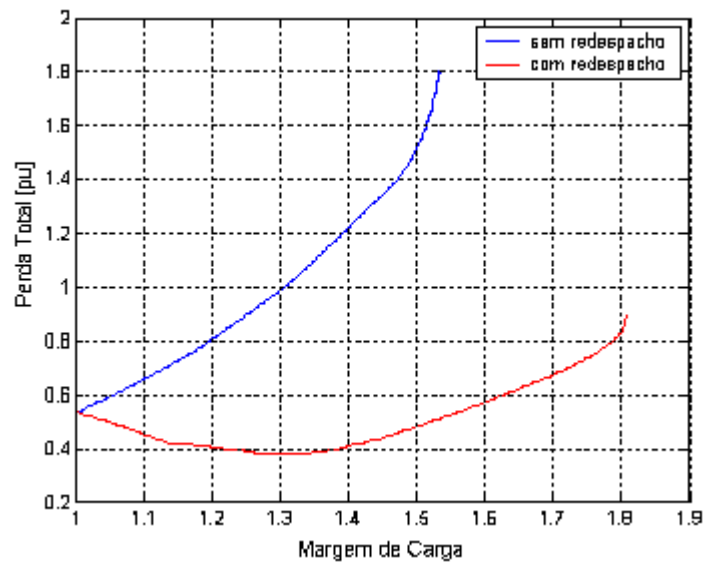


Figura 4.7: Perda total do sistema de 57 barras

este sistema, a margem de carga calculada é de 1.09 pu, conforme mostra a Figura 4.8.

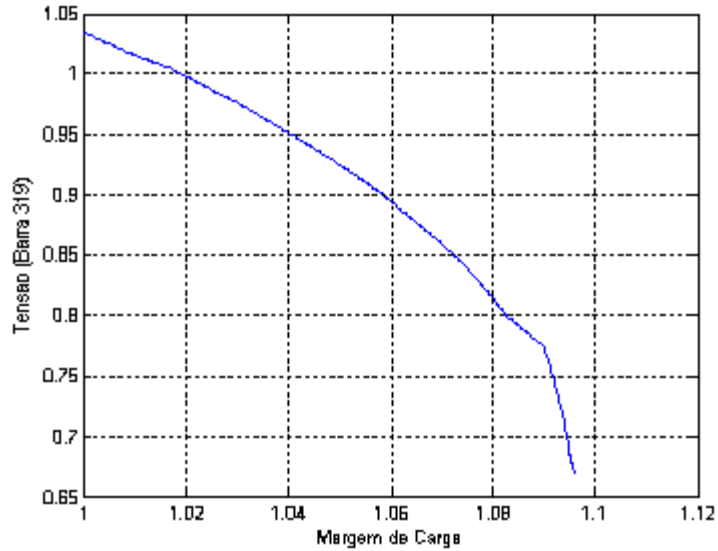


Figura 4.8: Margem de Carga do sistema de 412 barras sem redespacho

Neste sistema, a barra crítica é a Barra 319, e um Nível 5 de vizinhança foi utilizado. Com isso as barras 319, 321, 318, 320, 316, 314, 317, 311 e 315 fazem parte da área crítica. A nova margem de carga do sistema é apresentada na Figura 4.9 e foi de 1.15 pu.

As comparações da perda na área crítica e total do sistema são apresentadas na Figura 4.10. Novamente, nota-se uma maior reserva de potência reativa no sistema, uma vez que a perda na área crítica é maior. Além disso, a minimização das perdas na área selecionada ocorre até cerca de 1.07 pu de carga.

No próximo capítulo, será analisada a influência do redespacho no problema da defasagem angular entre duas barras durante o processo de recomposição de um sistema elétrico. Isso será feito de forma similar ao problema das perdas. Primeiramente, um exemplo teste será exposto para o entendimento do problema e, posteriormente, a metodologia será aplicada a um sistema real em um processo de recomposição.

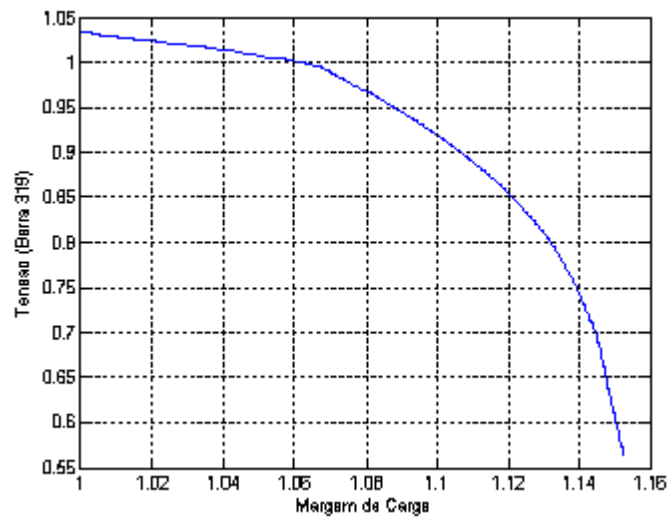


Figura 4.9: Margem de Carga do sistema de 412 barras com redespacho

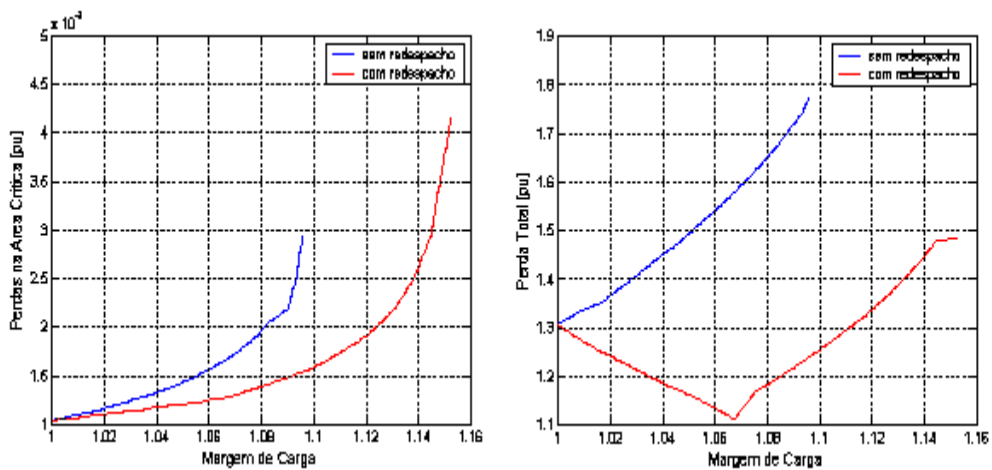


Figura 4.10: Perda na área crítica e total do sistema de 412 barras

5 Resultados para Restauração de Sistemas

5.1 O Problema do Fechamento de Anel: Um Exemplo Prático

Depois de discutidos alguns aspectos teóricos e antes de se apresentar o processo estático de controle da diferença angular entre duas barras em um sistema elétrico, torna-se oportuna a apresentação de um exemplo prático de fechamento de anel. Isto porque os grandes sistemas elétricos de potência envolvem muitas equações algébricas e diferenciais, tornando sua compreensão um pouco mais complicada.

As análises propostas no capítulo 2 serão aplicadas ao sistema da Figura 5.1, no qual o fechamento da linha 2-3 será estudado. Os dados de linha estão apresentados na Tabela 5.1.

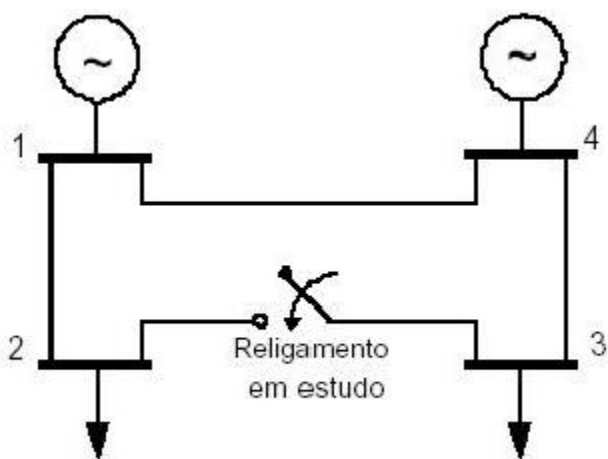


Figura 5.1: Sistema de 4 barras para o estudo do fechamento de anel

Ainda com o intuito de facilitar a análise do sistema, o modelo de gerador usado será o Modelo Clássico, apresentado pela equação (2.25). A modelagem do sistema é feita através do sistema de equações algébrico-diferenciais, mostrada já na sua forma linearizada pela equação (5.1). Como o próprio nome diz, nela são representadas as variáveis dinâmicas - ângulo interno e velocidade angular do eixo da máquina - e algébricas - tensões e ângulos das barras - do sistema, bem como as relações que conectam essas grandezas.

Tabela 5.1: Dados do sistema de 4 barras

Linha	Status	R (%)	X (%)
LT ₁₋₂	LIGADA	0.0	40.0
LT ₂₋₃	DESLIGADA	0.0	25.0
LT ₃₋₄	LIGADA	0.0	40.0
LT ₁₋₄	LIGADA	0.0	25.0

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

Tanto o Gerador 1 como o Gerador 4 tem seus parâmetros apresentados na Tabela 5.2. Considerando as duas máquinas iguais, é mais fácil entender a influência das mudanças realizadas no seus respectivos despachos.

Tabela 5.2: Dados das máquinas

X_d' (pu)	D_m (pu)	H (s)
0.15	2.0	4

5.1.1 Caso 1

Os dados de barra para o primeiro caso estudado aparecem na Tabela 5.3.

Como o Gerador 1 atende praticamente toda a carga e a maior parte dela está na Barra 2, a diferença angular entre as Barras 2 e 3 é considerável, como pode ser notado na Tabela 5.4, que mostra o ponto de operação deste sistema.

Tabela 5.3: Dados do primeiro caso estudado

Barra	P_G (MW)	P_L (MW)	Q_L (MVar)
1	114.0	-	-
2	-	15.0	2.0
3	-	100.0	9.0
4	1.0	-	-

A partir da Tabela 5.4, nota-se que a diferença angular entre as Barras 2 e 3 está perto dos 35° . Quando a linha de transmissão é chaveada, um desequilíbrio ocorre no sistema, que procura um novo ponto de equilíbrio. A análise de pequeno sinal é feita conforme descrito na seção 2.3.2, obtendo assim os modos de oscilação para a nova configuração do sistema. O novo ponto de operação e os autovalores para o mesmo estão apresentados nas Tabelas 5.5 e 5.6, respectivamente.

A partir da equação (2.22) é possível calcular o amortecimento para este sistema, que vale 16.93%.

5.1.2 Caso 2

Aumentando, agora, a geração do Gerador 4 e reduzindo a do Gerador 1, conforme apresentado na Tabela 5.7, a diferença angular entre as Barras 2 e 3 fica em torno de 21° , conforme pode ser observado na Tabela 5.8, que apresenta o ponto de operação do sistema.

Novamente serão calculados os autovalores para o sistema com a linha de transmissão 2-3 fechada. Para esta condição tem-se o novo ponto operativo na Tabela 5.9 e os autovalores do sistema na Tabela 5.10.

Neste caso, o amortecimento do sistema é de 23.76%.

Destes resultados nota-se que quanto menor a diferença angular entre as barras, melhor será o comportamento dinâmico do sistema após o chaveamento da linha de transmissão. Isso pode ser explicado porque quanto menor for essa diferença angular, menor será a modificação no ponto de operação do sistema.

A Figura 5.2 apresenta a simulação no tempo do chaveamento da linha 2-3, na qual é possível observar o menor pico do torque elétrico da Máquina 1.

Da Figura 5.2, nota-se o resultado esperado, conforme discutido na Seção 2.3.3. Ou seja, a redução do ângulo entre as Barras 2 e 3 fez com que o pico da potência elétrica do gerador diminuisse de 27 MW para 13 MW. Com este exemplo, torna-se claro que a redução da diferença angular entre os nós terminais de uma linha de transmissão que será ligada traz, além de benefícios físicos (preserva os equipamentos), benefícios no comportamento dinâmico do sistema.

Tabela 5.4: Ponto de operação para a linha 2-3 aberta (caso 1)

Barra	Tensão (pu)	Ângulo ($^{\circ}$)
1	1.000	0.0
2	0.990	-3.5
3	0.916	-38.2
4	1.005	-13.6

Tabela 5.5: Ponto de operação para linha 2-3 fechada (caso 1)

Barra	Tensão (pu)	Ângulo ($^{\circ}$)
1	1.000	0.0
2	0.961	-14.0
3	0.966	-20.6
4	1.005	-7.7

Tabela 5.6: Ponto de operação para linha 2-3 fechada (caso 1)

Real	Imaginário
-0.250	0.000
-0.125	± 0.850

Tabela 5.7: Dados do segundo caso estudado

Barra	P_G (MW)	P_L (MW)	Q_L (MVar)
1	15.0	-	-
2	-	15.0	2.0
3	-	100.0	9.0
4	100.0	-	-

Tabela 5.8: Ponto de operação para linha 2-3 aberta (caso 2)

Barra	Tensão (pu)	Ângulo ($^{\circ}$)
1	1.000	0.0
2	0.990	-3.5
3	0.916	-24.6
4	1.005	-0.0

Tabela 5.9: Ponto de operação para linha 2-3 fechada (caso 2)

Barra	Tensão (pu)	Ângulo (°)
1	1.000	0.0
2	0.961	-9.6
3	0.966	-13.5
4	1.005	3.5

Tabela 5.10: Autovalores do sistema para o caso 2

Real	Imaginário
-0.250	0.000
-0.125	± 0.714

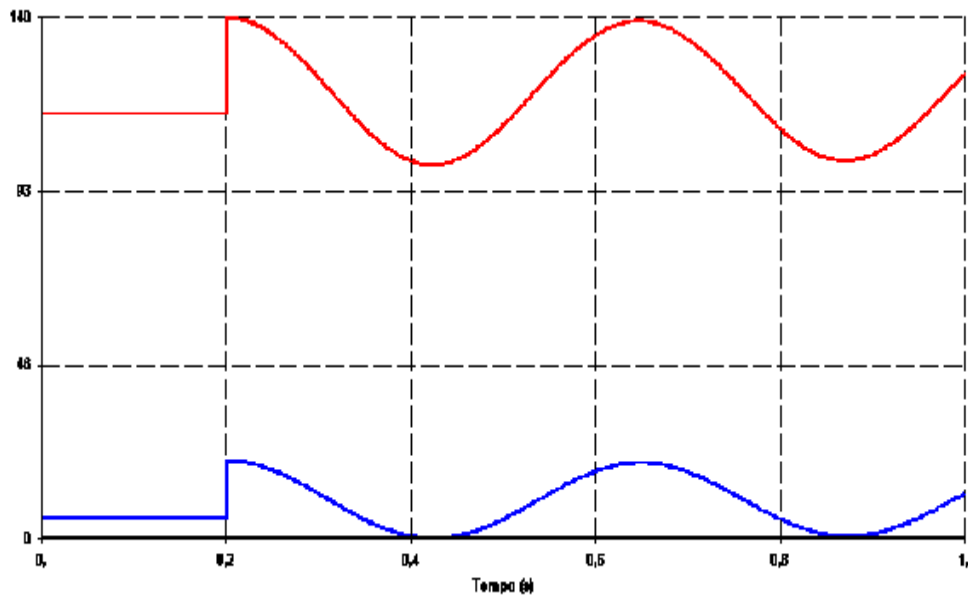


Figura 5.2: Chaveamento da linha de transmissão 2-3 para a diferença angular de 35° e 21°

5.2 Sistema Brasileiro

As análises discutidas no Capítulo 2, na seção anterior e o método proposto na Seção 3.2, serão aplicados aqui na restauração de três grandes centros do sistema elétrico brasileiro. Este mesmo sistema é utilizado em [Delvizio, 2003].

Para o estudo, um programa de fluxo de potência, considerando o método proposto, foi desenvolvido em linguagem FORTRAN. No entanto, para as análises dinâmicas, foram utilizados os softwares PACDYN e ANATEM do [CEPEL].

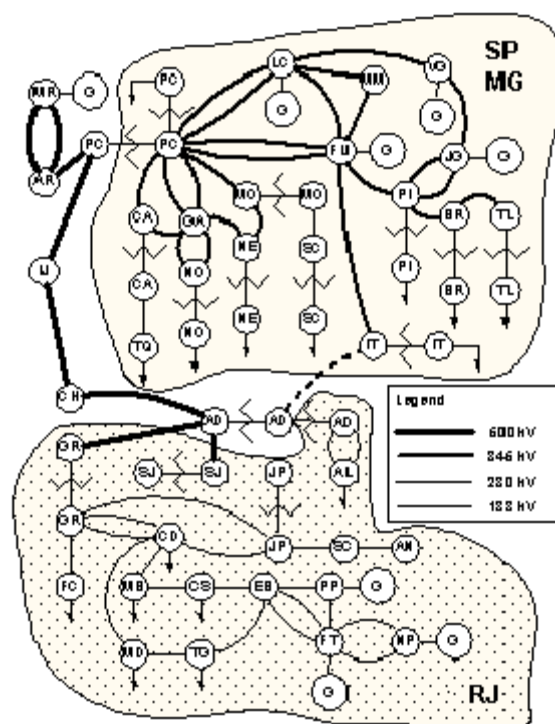


Figura 5.3: Sistema sudeste brasileiro durante um processo de restauração

O sistema apresentado na Figura 5.3 apresenta duas regiões distintas. A área São Paulo-Minas e a área Rio de Janeiro. Nota-se que o sistema foi religado inicialmente em duas ilhas que foram sincronizadas de forma radial, visando atender as cargas o mais rápido possível. No entanto, para melhorar a confiabilidade do mesmo é necessário que haja mais interligações entre as

áreas. Com isso, o mesmo caso estudado em [Delvizio, 2003] - o fechamento do anel através do chaveamento da linha AD345-IT345 (indicada pela linha tracejada na figura) - será, também, estudado.

Para esse sistema, o ponto de operação é obtido, considerando a ausência da linha de transmissão a ser religada. Em seguida, é obtido o amortecimento para o sistema - já com a linha conectada - no intuito de observar sua resposta. Além disso, uma análise no domínio do tempo é executada para a verificação do pico da potência acelerante. Neste ponto, é importante frisar que os procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) serão considerados [ONS]. Com isso a potência acelerante não pode passar de 50% da potência nominal da máquina.

Nos testes, todos os limites de operação serão considerados e serão executados de quatro formas:

1. Conforme as referências [Chang, 1971] e [Mantey, 1971], é possível alterar n quantidades do sistema - como o fluxo nas linhas de transmissão ou ângulos de fase - através da alteração no despacho de potência ativa de $n+1$ usinas. Com isso, um par de geradores é selecionado, através da técnica de sensibilidade apresentada na Seção 3.3, no caso base. Este par será responsável pela alteração do ângulo de fase durante todo processo;
2. O teste anterior será repetido nesta etapa. No entanto, quando o par de geradores escolhido não mais conseguir executar o redespacho para reduzir o ângulo especificado, a sensibilidade é novamente executada podendo indicar um novo par de geradores. Isto é feito até o sistema atingir a mínima diferença angular possível;
3. Neste caso, a técnica de sensibilidade é utilizada a cada passo do Método da Continuação. Isto para se escolher o melhor par de geradores para aquele ponto operativo;
4. Finalmente, o quarto teste é verificar a menor diferença angular possível considerando todos os geradores disponíveis no sistema para efetuar o redespacho, ou seja, quantos pares de geradores estiverem disponíveis. Neste caso, a sensibilidade dos geradores é, também, calculada a cada ponto de operação obtido. Este resultado será comparado com a técnica de otimização proposto em [Delvizio, 2003] - no qual este problema torna-se um trabalho de tentativa e erro.

A Tabela 5.11 apresenta os limites das usinas. Estes limites são relativos à geração de potência ativa de cada conjunto de geradores. Já a Tabela 5.12 mostra o ponto de operação do caso base, apresentando o despacho e as tensões terminais de cada usina, bem como as tensões terminais das barras que fecharão o anel. Finalmente, a Figura 5.4 mostra o comportamento da potência elétrica da máquina FU quando a linha de transmissão é fechada nessas condições.

Tabela 5.11: Restrições de geração

Área	Gerador	Número Mínimo de Geradores	Número Máximo de Geradores	Geração Máxima (MW)
RJ	MR	5	8	1488
	NP	4	6	380
	FT	-	3	132
	PP	-	2	100
SP	FU	4	8	1312
	LC	4	6	1104
MG	JG	3	4	400
	VG	2	4	380

Tabela 5.12: Ponto de operação do caso base

Barra	Tensão (pu)	Ângulo de Fase	Geração (MW)
IT345	0.989	-15.1°	-
AD345	0.949	-44.9°	-
LC	0.900	3.1°	750.0
FU	0.950	0.1°	750.0
JG	0.980	-9.1°	75.0
VG	0.980	-8.6°	70.0
MR	0.970	-23.0°	102.5
NP	0.980	-47.8°	20.0
FT	1.000	-47.7°	10.0
PP	1.000	-47.2°	15.0

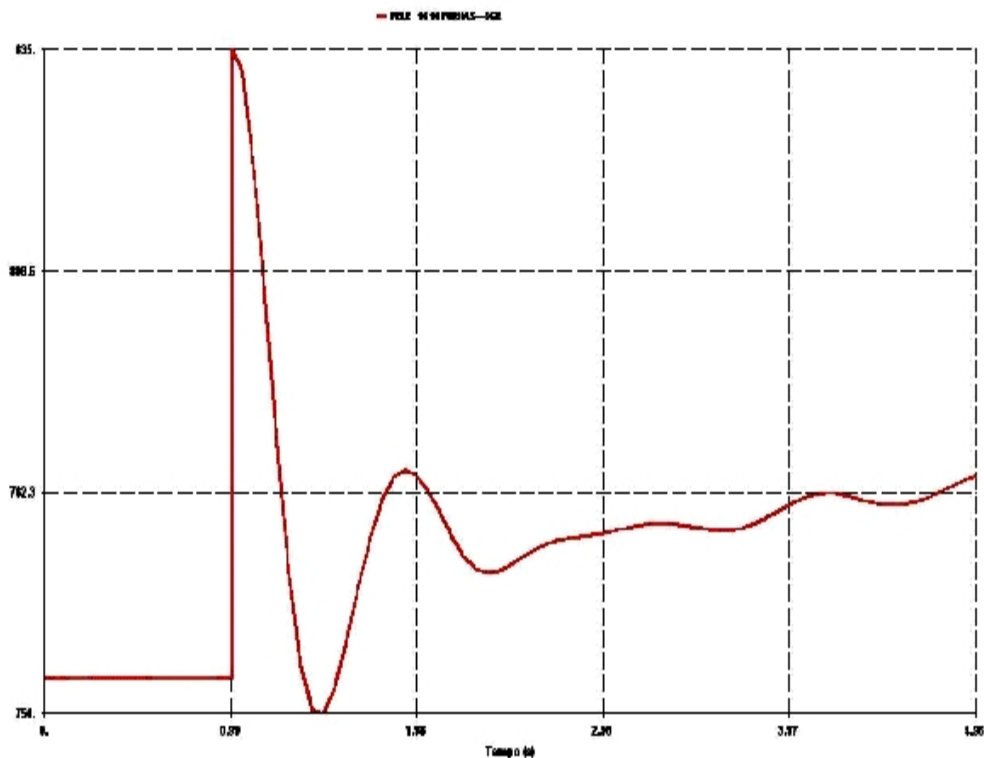


Figura 5.4: Fechamento da linha de transmissão IT345-AD345 para o caso base

A Tabela 5.12 mostra que a diferença angular entre as barras AD345 e IT345 é de aproximadamente 30° . Além disso, pela Figura 5.4 nota-se que o chaveamento da linha de transmissão produz uma variação no torque elétrico da máquina - e conseqüentemente no torque acelerante - de algo em torno de 76 MW. A partir deste resultado, será feita uma tentativa de reduzir esse pico através do método proposto no Capítulo 4.

No entanto, antes disso, será feita a análise a pequenas perturbações do sistema neste estado operativo. Neste trabalho, não serão feitas restrições nesta análise. Tem-se apenas o objetivo de avaliar o que ocorre com o amortecimento do sistema completo conforme a redução do ângulo é obtida para o fechamento do anel. Contudo, restrições dinâmicas podem ser adotadas como critério de parada para o Método da Continuação.

Para o estudo, os modelos dinâmicos do sistema são utilizados através dos dados fornecidos pela Operador Nacional do Sistema Elétrico [ONS]. Os modos oscilatórios com os menores 5 amortecimento são apresentados na Tabela

5.13, que mostra ainda, que o autovalor dominante tem amortecimento de 1.24%.

Tabela 5.13: Autovalores para o caso base

Real	Imaginário	Amortecimento
-0.06836	± 5.5222	1.24%
-0.00186	± 0.07647	2.43%
-0.6215	± 6.649	9.31%
-1.4202	± 7.0268	19.81%
-1.9906	± 9.0511	21.48%

5.2.1 Caso 1 - Ângulo mínimo considerando um único par de geradores para redespacho

No primeiro caso a ser estudado, um único par de geradores será considerado para efetuar a proposta de redespacho apresentada na Seção 3.2. Este será escolhido no caso base.

A mínima diferença angular obtida foi em torno de 24° , através dos geradores PP - para aumentar a geração - e VG - para diminuir. Este ponto de operação é apresentado na Tabela 5.14. Nota-se que a barra swing também tem sua geração alterada. No entanto, as conclusões de [Chang, 1971] e [Mantey, 1971] ainda são respeitadas.

Para esta condição do sistema, a resposta temporal para o chaveamento da linha AD-IT é apresentado na Figura 5.5. Da figura, nota-se que o pico da potência elétrica da máquina FU praticamente não se altera, ou seja, permanece por volta de 76 MW. No entanto, se outra máquina é analisada, percebe-se uma redução significativa neste pico, como é mostrado na Figura 5.6. Na Figura 5.6, a linha azul representa o caso base, enquanto que a linha vermelha representa o caso que está sendo estudado.

Para a análise de regime permanente do sistema pós-chaveamento, nota-se da Tabela 5.15, na qual estão os autovalores para a nova configuração do sistema, que o amortecimento do autovalor dominante do sistema passou para 1.31%, uma leve melhora do caso inicial.

Tabela 5.14: Ponto de operação com a diferença angular entre AD-IT de 24 graus

Barra	Tensão (pu)	Ângulo de Fase	Geração (MW)
IT345	1.000	-14.6°	-
AD345	1.003	-38.3°	-
LC	0.900	3.2°	750.0
FU	0.950	0.1°	728.8
JG	0.980	-9.0°	75.0
VG	0.980	-9.9°	0.0
MR	0.970	-20.3°	102.5
NP	0.980	-36.5°	20.0
FT	1.000	-36.4°	10.0
PP	1.000	-29.4°	100.0

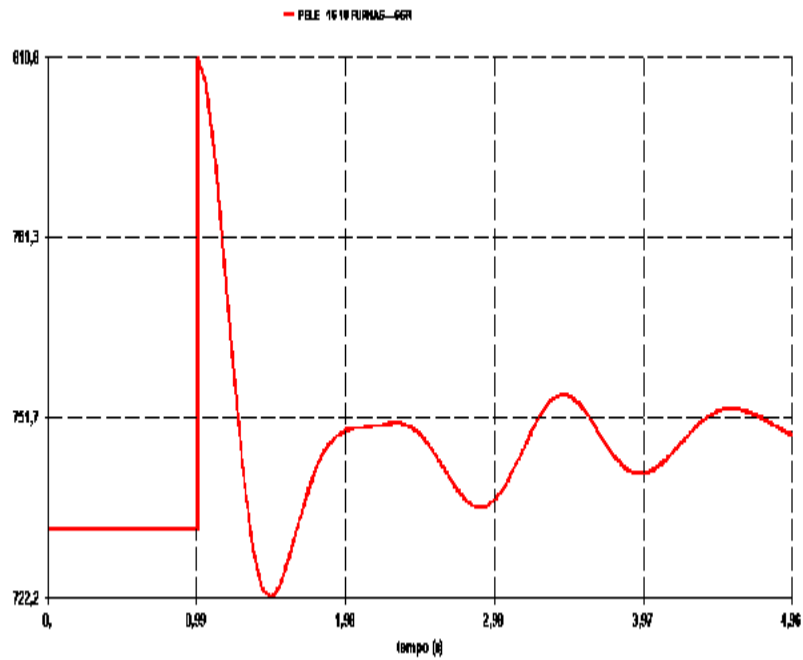


Figura 5.5: Fechamento da linha de transmissão AD-IT para o caso de 24° - Gerador FU

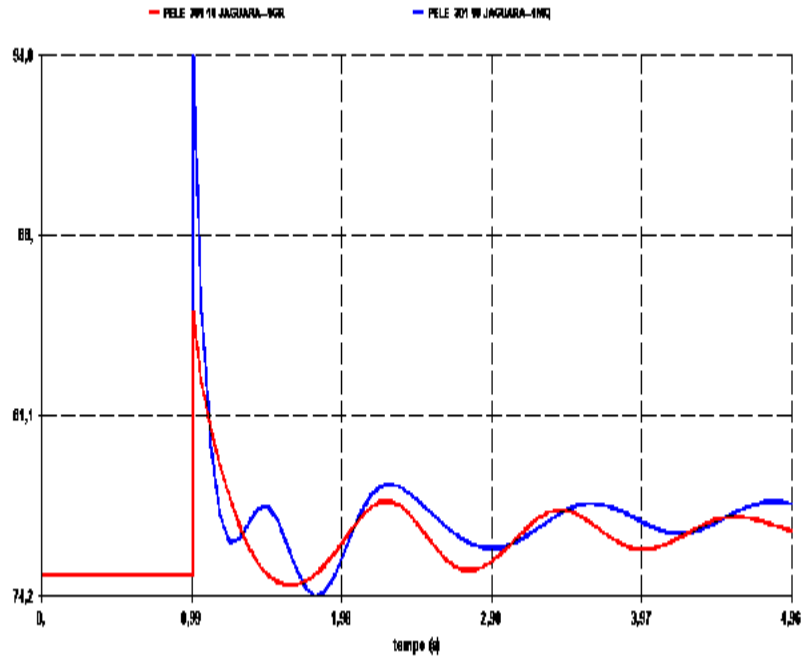


Figura 5.6: Fechamento da linha de transmissão AD-IT para o caso de 24° - Gerador JG

Tabela 5.15: Autovalores para o caso de 24 graus

Real	Imaginário	Amortecimento
-0.07384	± 5.6495	1.31%
-0.65831	± 6.6688	9.82%
-0.98238	± 5.3072	18.20%
-1.5112	± 7.1169	20.77%
-1.9357	± 8.4348	22.37%

5.2.2 Caso 2 - Ângulo mínimo considerando o mínimo de geradores para redespacho

O estudo a ser realizado nesse momento é uma continuação do caso anterior, ou seja, quando o sistema atinge os 24° de diferença angular entre as Barras AD e IT, a sensibilidade é executada novamente e um novo par de geradores pode ser escolhido para efetuar o redespacho. Isto é feito até o sistema chegar a mínima diferença angular possível.

Para este caso, chegou-se a uma diferença angular de 8° entre as barras que fecharão o anel, com o desvio de potência ativa em 5 usinas. O ponto de de operação deste caso está na Tabela 5.16.

Tabela 5.16: Ponto de operação com a diferença angular entre AD-IT de 8 graus

Barra	Tensão (pu)	Ângulo de Fase	Geração (MW)
IT345	1.016	-10.3°	-
AD345	0.988	-18.5°	-
LC	0.900	7.7°	750.0
FU	0.950	0.1°	469.5
JG	0.980	-5.8°	0.0
VG	0.980	-5.4°	0.0
MR	0.970	-9.0°	102.5
NP	0.980	9.7°	371.1
FT	1.000	2.1°	10.0
PP	1.000	8.9°	100.0

O chaveamento da linha AD-IT gera um pico na potência elétrica das máquinas da usina FU em torno 28 MW, ou seja, cerca de 48 MW a menos do que no caso base. Isto pode ser verificado na Figura 5.7. Já os autovalores com o anel fechado são mostrados na Tabela 5.17. Dela, nota-se que o amortecimento do autovalor dominante do sistema é de 5.85%, uma melhora considerável.

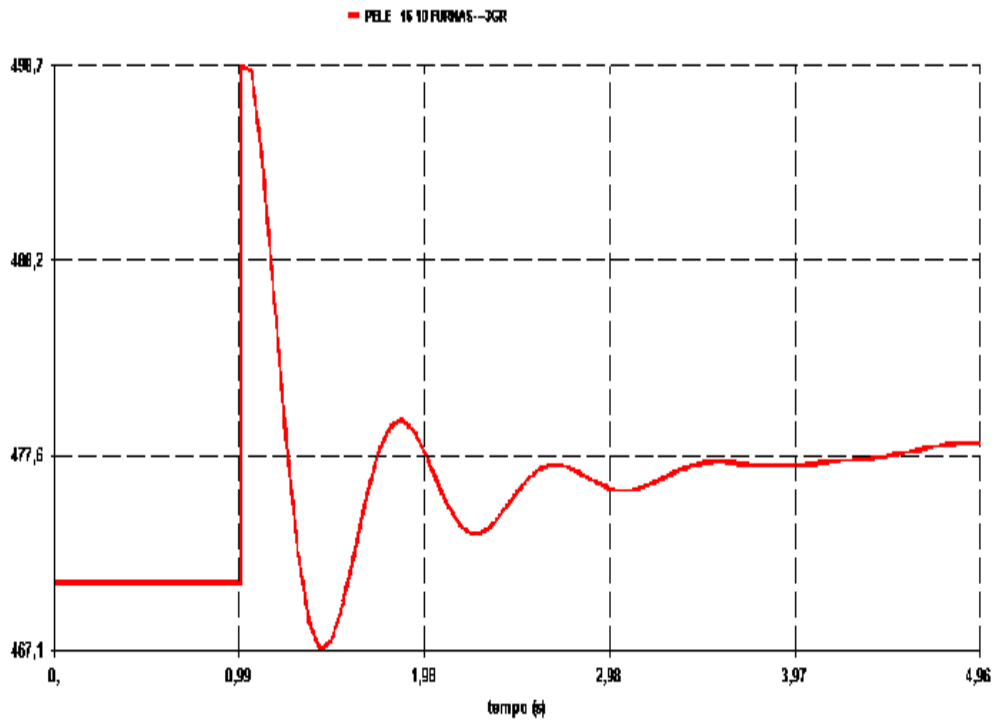


Figura 5.7: Fechamento da linha de transmissão AD-IT para o caso de 8° - Gerador FU

Tabela 5.17: Autovalores para o caso de 8 graus

Real	Imaginário	Amortecimento
-0.35814	± 6.1076	5.85%
-0.96108	± 7.314	13.03%
-0.83241	± 5.3106	15.49%
-1.299	± 6.1844	20.56%
-2.124	± 9.1204	22.68%

5.2.3 Caso 3 - Ângulo mínimo considerando todos geradores para redespacho

Neste caso, a cada ponto operativo encontrado pelo Método da Continuação a técnica de sensibilidade dos geradores é aplicada e um novo par de geradores é indicado para o redespacho. Com isso, para cada condição de operação, o melhor par de gerador é escolhido.

Este ponto de operação é apresentado na Tabela 5.18. Nota-se, da Tabela 5.18 que a diferença angular entre os nós IT345-AD345 é aproximadamente 11° . Neste caso, novamente 5 usinas foram redespachadas. Contudo, obteve-se uma diferença angular maior do que no caso anterior. Além disso, o pico da potência elétrica do Gerador FU é de 41 MW, como pode ser notado na Figura 5.8. Este pico, apesar de ser melhor que no caso base, também é maior que no Caso 2.

Tabela 5.18: Ponto de operação com a diferença angular entre IT345-AD345 de 11 graus

Barra	Tensão (pu)	Ângulo de Fase	Geração (MW)
IT345	1.017	-11.4°	-
AD345	1.019	-22.7°	-
LC	0.900	6.4°	750.0
FU	0.950	0.1°	542.8
JG	0.980	-7.1°	0.0
VG	0.980	-6.8°	0.0
MR	0.970	-11.6°	102.5
NP	0.980	-2.4°	212.5
FT	1.000	-2.3°	86.1
PP	1.000	-0.2°	100.0

Os autovalores para este caso estão na Tabela 5.19. Nota-se, contrário às duas observações anteriores, um desempenho superior ao Caso 2, pois o amortecimento é de 6.56%.

Contudo, efetuar o chaveamento da linha neste estado operativo pode ser justificado, uma vez que o sistema sofre menos alterações.

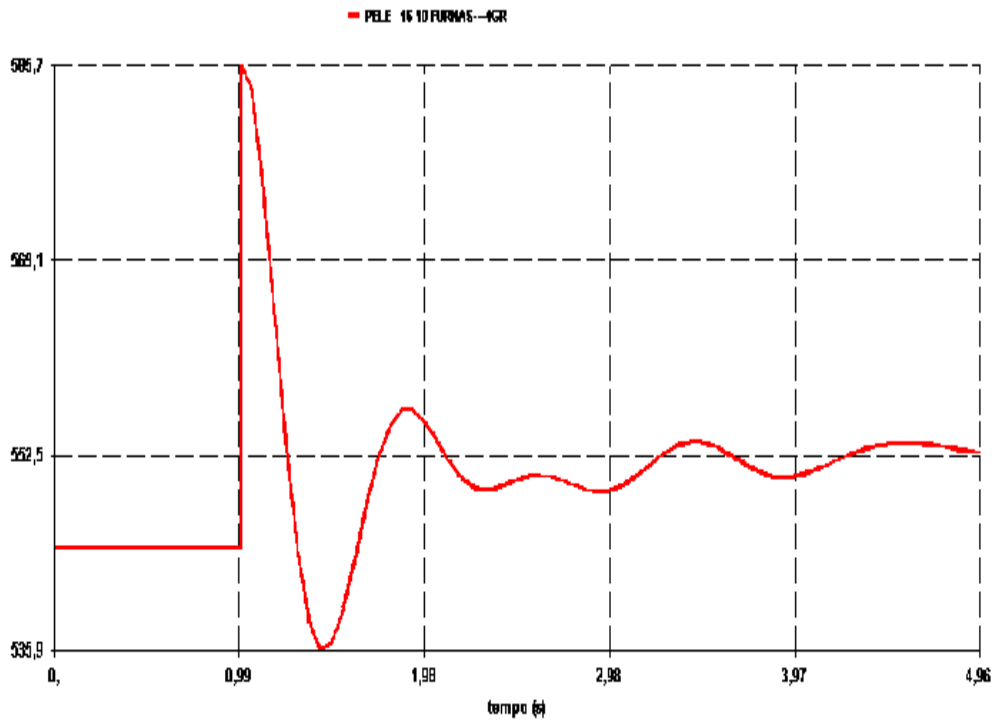


Figura 5.8: Fechamento da linha de transmissão AD-IT para o caso de 11° - Gerador FU

Tabela 5.19: Autovalores para o caso de 11 graus

Real	Imaginário	Amortecimento
-0.39364	± 5.9892	6.56%
-0.64082	± 5.2773	12.05%
-0.93764	± 6.9924	13.29%
-1.719	± 9.6536	17.53%
-1.2584	± 6.6	18.73%

5.2.4 Caso 4 - Menor diferença angular considerando todos os geradores para redespacho

O último teste realizado tem o intuito de conseguir a menor diferença angular possível para o fechamento do anel. Neste caso, diferentemente dos anteriores, todos os geradores serão considerados para fazer o redespacho. A cada ponto de operação, a sensibilidade é calculada. Com isso, obteve-se uma defasagem angular mínima de 5° . A Figura 5.9 mostra o comportamento da geração a medida que o Método da Continuação é aplicado.

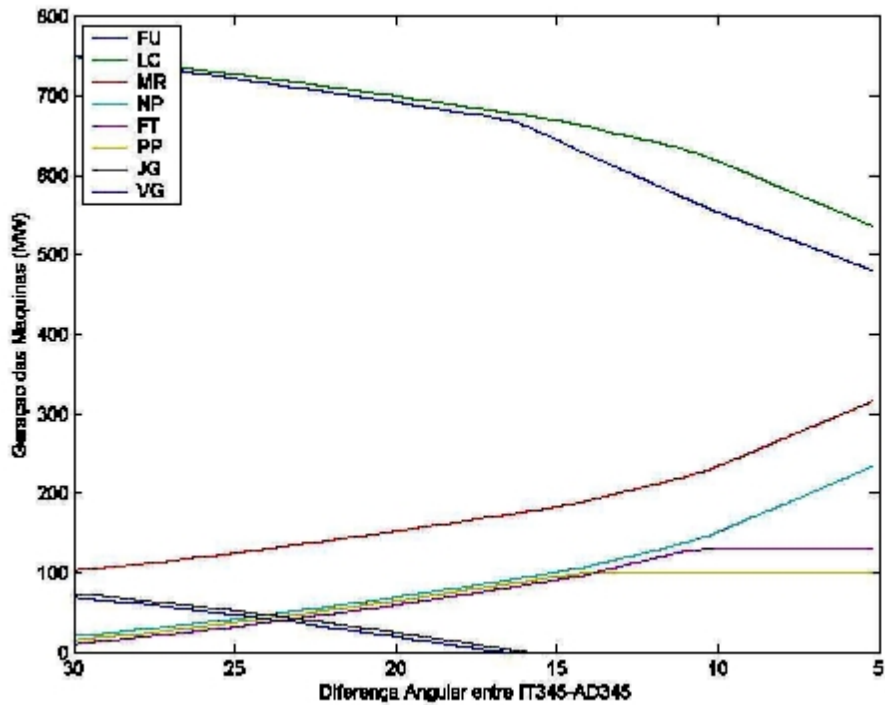


Figura 5.9: Espectro de geração do método da continuação

Nota-se da Figura 5.9 que os geradores JG e VG atingem os seu mínimos de geração por volta de 16° . Já os geradores FT e PP, ao contrário, atingem os seus máximos por volta de 14° e 11° , respectivamente.

A Tabela 5.20 apresenta o ponto de operação do sistema. Já os autovalores estão na Tabela 5.21.

Tabela 5.20: Ponto de operação com a diferença angular entre IT345-AD345 de 5 graus

Barra	Tensão (pu)	Ângulo de Fase	Geração (MW)
IT345	1.021	-10.4°	-
AD345	0.994	-15.3°	-
LC	0.900	3.0°	536.2
FU	0.950	0.1°	480.7
JG	0.980	-6.7°	0.0
VG	0.980	-6.4°	0.0
MR	0.970	1.1°	316.6
NP	0.980	9.2°	233.8
FT	1.000	11.3°	132.0
PP	1.000	11.2°	100.0

Tabela 5.21: Autovalores para o caso de 17 graus

Real	Imaginário	Amortecimento
-0.45024	±6.3037	7.12%
-1.0303	±7.2565	14.06%
-1.6229	±10.165	15.77%
-2.3189	±11.371	19.98%
-1.4926	±6.4041	22.70%

Novamente a análise no tempo é feita. Ela aparece na Figura 5.10, na qual nota-se que há um pico de cerca de 22 MW na potência elétrica da máquina FU. Nota-se, também, da Tabela 5.21 que o redespacho das máquinas fez com que o amortecimento do autovalor dominante aumentasse para 7.12% após o fechamento da linha.

Mesmo sendo o melhor resultado apresentado, este caso pode ser difícil de ser aplicado na prática. Isso porque a restauração de um sistema elétrico deve ser feita da forma mais rápida possível e, neste caso, são considerados o maior número de alterações na rede.

5.2.5 Método da Continuação vs. Fluxo de Potência Ótimo

Nesta seção pretende-se fazer a comparação entre o método proposto na seção (Controle da Diferença Angular entre Duas Barras) com o método de controle

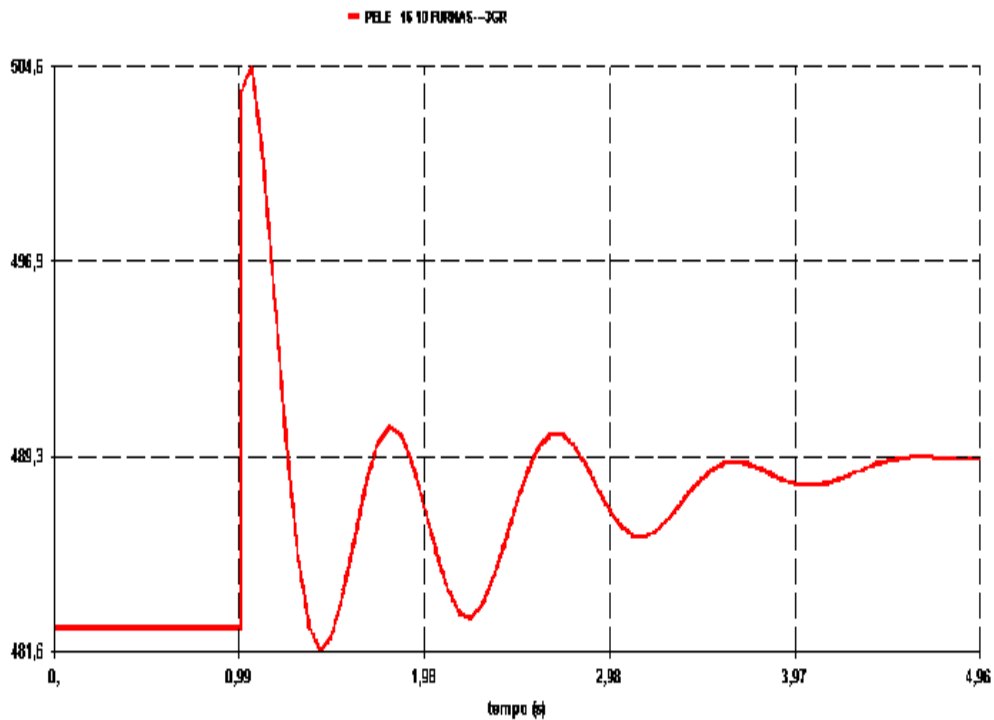


Figura 5.10: Fechamento da linha de transmissão AD-IT com 5° de defasagem angular

da diferença angular proposto em [Delvizio, 2003] e apresentado no Apêndice A.

Em [Delvizio, 2003], a abordagem deste problema baseia-se na inclusão de uma nova restrição durante o processo de solução do fluxo de potência ótimo (FPO). Como a menor diferença angular obtida pelo Método da Continuação foi de 5°, este será o ponto de comparação entre os dois métodos. Para este FPO, o ponto de operação para a diferença angular de 5° entre as barras AD e IT está apresentado na Tabelas 5.22.

Nota-se que os pontos de operação são próximos, ou seja tanto a aplicação do método da continuação como do FPO tendem a levar o sistema na mesma direção. O que difere os dois métodos é que o FPO tem como objetivo o desvio mínimo de potência ativa das máquinas. Por outro lado, a defasagem angular deve ser especificada, o que faz com que o operador tenha

Tabela 5.22: Ponto de operação para a defasagem de 18 graus através do FPO

Barra	Ângulo	Geração (MW)
IT345	-27.0	-
AD345	-32.3	-
LC	-18.2	574.0
FU	-17.0	540.9
JG	-23.0	0.0
VG	-32.7	0.0
MR	-23.0	156.9
NP	-3.1	308.2
FT	-2.6	131.0
PP	-2.8	100.0

um certo conhecimento e uma certa experiência com o sistema que está sendo restaurado. No caso de se obter a mínima defasagem angular, o FPO é ainda utilizado na forma de tentativa e erro. Já o Método da Continuação apresenta diretamente várias alternativas de operação através de uma formulação simples.

6 Considerações Finais

6.1 Conclusão

O problema de otimização de um sistema de potência tem uma formulação muito extensa, devido ao grande número de restrições, como limites de tensões, limites térmicos das linhas, etc.

Em geral, a solução de problemas como a redução de perdas e o controle de variáveis do sistema (como o controle da diferença angular entre duas barras) são abordados na literatura como problema de otimização. Assim basta adicionar mais restrições ao conjunto já existente. Estes, por sua vez, têm formulações de grande ordem, dificultando sua solução.

Contudo, dois métodos de inclusão de redespacho no Jacobiano do Fluxo de Carga foram propostos.

O primeiro visa reduzir as perdas em uma área de interesse. Este método foi incorporado ao Método da Continuação visando obter uma melhor margem de carga para o sistema. Os resultados apresentados mostram que o redespacho de geradores pode proporcionar bons resultados no intuito de se aumentar a margem de carga de um sistema, reduzindo suas perdas e melhorando o perfil de tensão.

Foi mostrado que a perda total do sistema também pode ser reduzida conforme o sistema é carregado. O ganho na margem de carga depende da topologia do sistema analisado. Sistemas radiais tendem a dificultar a aplicação da metodologia proposta.

O segundo caso ataca o problema da defasagem angular entre duas barras que fecharão um anel durante a recomposição de um sistema elétrico. A idéia é reduzir essa diferença de modo obter um pico de torque acelerante menor nas máquinas quando a linha de transmissão é fechada. Esta metodologia pode ser estendida para qualquer chaveamento em um sistema elétrico.

Novamente, junto com o Método da Continuação, o redespacho é aplicado. Para este caso, a diferença angular controlada é o parâmetro do sistema. Uma análise dinâmica é feita, considerando o ponto de equilíbrio e a estabilidade transitória da ação. A redução do ângulo entre as duas barras que fecharão o *loop*, além de reduzir o pico do torque acelerante nos geradores, tende a melhorar, também, o comportamento dinâmico do sistema após a manobra.

A principal contribuição das metodologias propostas é a resolução de problemas de otimização através de um Fluxo de Potência modificado. Os resultados são satisfatórios sem a necessidade do uso de um programa de otimização. No entanto, é válido ressaltar que as soluções encontradas são sub-ótimas. Isso porque algumas limitações na inclusão de restrições são encontradas, como por exemplo o número de geradores que efetuarão o redespacho.

Além disso, para o controle da defasagem angular entre duas barras, restrições dinâmicas podem ser utilizadas como critério de parada do Método da Continuação. Isso pode fazer com que o fechamento do *loop* aconteça de forma mais rápida, dando mais agilidade a recomposição total do sistema.

Os métodos são de fácil incorporação a qualquer programa de Fluxo de Potência, permitindo a reprodução dos resultados apresentados nesta dissertação.

6.2 Trabalhos Futuros

A carencia de potência reativa em uma região do sistema pode causar, entre outras coisas, um aumento das perdas tanto nesta região como no sistema todo. Isso porque as máquinas mais distantes da região de interesse tentam suprir essa falta, fazendo com que correntes elevadas percorram o sistema. Com isso, uma investigação da influência do redespacho de potência reativa para reduzir as perdas na área crítica e aumentar, assim, a margem de carga, pode ser um trabalho interessante.

Quanto à diferença angular entre duas barras, a investigação de uma ferramenta estática considerando restrições dinâmicas é um ponto interessante, visto que a recomposição de um sistema elétrico de potência deve ser feito da forma mais rápida possível.

7 Referências Bibliográficas

- [1] Adibi, M., Kafka, R.: **Power System Restoration Issues**, IEEE Computer Applications in Power, vol. 4. No. 2, pp. 19-24, 1991.
- [2] Adibi, M., Fink, L.H.: **Power System Restoration Planning**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 22-28.
- [3] Ajjarapu, V.: **Identification of steady state voltage stability in power systems**, Proc. of International Conference on High Technology in the Power Industry, Mar. 1988, pp. 244-247.
- [4] Alvarado, F., Anderson, G., Clark, H., Concordia, C., Gao, B., Mansour, Y., Kundur, P., Lof, P., Taylor, C., Xu., W.: **Suggested Techniques for Voltage Stability Analysis**, IEEE Power Engineering Society Report, IEEE Catalog Number 93TH0 620-5 PWR, 1993.
- [5] Alves, D. A., and Costa, G. R. M. : **A Geometric Interpretation for Transmission Real Losses Minimization Through the Optimal Power Flow and Its Influence on Voltage Collapse**, Electric Power Systems Research, 62, 2002, pp. 111-116.
- [6] Boylestad, R.L.: **Introdução à Análise de Circuitos**, Prentice-Hall do Brasil, 1998.
- [7] Cañizares, C. A., and Alvarado, F. L.: **Point of Collapse and continuation methods for large ac/dc systems**, IEEE Trans. Power Systems, vol. 8, no. 1, Feb. 1993, pp. 1-8.
- [8] CEPEL, **Centro de Pesquisa de Energia Elétrica**, <http://www.cepel.br>
- [9] Chang A., Mantey, P. E.: **Optimization and Computation Applied to Power System Scheduling and Control**, Automatica, July 1971.
- [10] Chiang, H. D., Fluak, A., Shah, K.S., Balu, N.: **A Practical Tool for Tracing Power System Steady-State Stationary Behavior Due To Load And Generation Variations**, IEEE Trans. Power Systems, vol. 10, no. 2, May 1995, pp. 623-634.
- [11] Delvizio, E. S., Martins, N., Oliveira, E.J., Pereira, J.L.R., Ferreira, L.C.A.: **Recomposição de Sistemas Elétricos - Estudo para Fechamento de Anel Via Método de Pontos Interiores**, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Outubro 2003.
- [12] Hazarika, D., Sinhá, A.K.: **An Algorithm For Standing Phase Angle Reduction For Power System Restoration**, IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution Ol 145, N. 1, 1998.

- [13] Hazarika, D., Sinhá, A.K.: **Standing Phase Angle Reduction For Power System Restoration**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, No. 4, November 1999, pp. 1213-1218.
- [14] Interim Report: **U.S.-Canada Power System Outage Task Causes of the August 14th Blackout in the United States**, November 2003.
- [15] Kafka, R.J., Adibi, M.M.: **Role of Interactive and Control Computers in the Development of a System Restoration Plan**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, No. 1, January 1982, pp. 43-52.
- [16] Kundur, P.: **Power System Stability And Control**, Palo Alto: Mcgraw Hill, 1994.
- [17] Kundur, P., Gao, B.: **Practical Considerations In Voltage Stability Assessment**, Proceedings Of Iv Symposium Of Specialists In Electric Operational And Expansion Planning, Foz Do Iguacu, May 1994.
- [18] Kundur, P., **General Introduction And Basic Concepts Of Voltage Stability Analysis**, In: IEEE Pes Summer Meeting, IEEE Special Tutorial Course: Voltage Stability, San Diego, 1998.
- [19] Lee, S., Lim, S., and Ahn, B.: **Service restoration of primary distribution systems based on fuzzy evaluation of multi-criteria**, IEEE Trans. Power Syst, vol. 13, pp. 1156–1163, 1998.
- [20] Lopes, T.T., Pereira, J.L.R., da Costa, V.M., Gomes, N.S.: **Inclusão do Modelo de Controle Secundário de Tensão em um Problema de Fluxo de Potência**, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Outubro 2003.
- [21] Malange, F.C.V., Alves, D.A., da Silva, L.C.P., Castro, C. A., and da Costa, G.R.M.: **Real Power Losses Reduction and Loading Margin Improvement via Continuation Method**, IEEE Transactions on Power Systems vol. 19, No. 3, August 2004, pp. 1690-1692.
- [22] Mantey, P. E.: **Algorithms for Dynamic Rescheduling of Critical Line Flows during Power System Restoration**, Paper presented at the IEEE PES Summer Meeting, Portland, Oregon, July 18-23, 1971.
- [23] Monticelli, A.: **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**, São Paulo, Editora Edgard Blücher, 1983.
- [24] Nagata, T., Sasaki, H., and Yokoyama, R.: **Power system restoration by joint usage of expert system and mathematical programming approach**, IEEE Trans. Power Syst., vol. 10, no. 3, August 1995, pp. 1473–1479.
- [25] Nagata, T., Sasaki, H.: **A Multi-Agent Approach to Power System Restoration**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, No.

- 2, May 2002, pp. 457-462.
- [26] Ogata, K.: **Engenharia de Controle Moderno**, LTC, 2000.
- [27] ONS, **Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro**, <http://www.ons.org.br>
- [28] Phadke.: **Synchronized phasor measurements in power systems**, IEEE Computer Applications in Power, vol. 6, Issue 2, April 1993 pp. 10 - 15
- [29] Sakaguchi, T., Matsumoto, K.: **Development of a Knowledge Based System for Power System Restoration**, IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-102, pp.320-329, Feb.1983.
- [30] Seydel, R.: **From Equilibrium to Chaos-Practical Bifurcation and Stability Analysis**, Elsevier Science, North-Holland, 1988.
- [31] Simakura, K., Inagaki, J., Matsunoki, Y., Ito, M., Fukui, S., Hori S.: **A Knowledge-based Method for Making Restoration Plan of Bulk Power System**, IEEE Trans. Power Syst., vol. 7, pp. 1428-1434, 1992.
- [32] Tsay, M. T., and Shun-Yu, Chan: **Improvement in system unbalance and loss reduction of distribution feeders using transformer phase rearrangement and load diversity**, Electrical Power and Energy Systems , vol.25, 2003, pp. 395–401.
- [33] Vargas, P. A.: **Sistemas Classificadores para a Redução de Perdas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado - UNICAMP, Outubro 2000.
- [34] Verbić, G., and Gubina, F.: **A novel scheme of local protection against voltage collapse based on the apparent-power losses**, to be published by Electrical Power and Energy Systems.
- [35] Verhulst, F.: **Nonlinear Differential Equations and Dynamical Systems**, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1990.
- [36] Wood, A.J., Wollenber, B.: **Power Generation, Operation and Control**, 2nd ed. New York: Willey, 1996.
- [37] Zambroni, A. C. de Souza, Cañizares, C.A., and Quintana, V.H.: **New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations using Tangente Vectors**, IEEE Transactions On Power Systems, Vol.12, pp. 1380-1387, August 1997.
- [38] Zambroni, A. C. de Souza: **Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Sensitivity Studies**, Electrical Power Research, vol. 47, N. 1, pp.65-70, 1998.
- [39] Zambroni, A. C. de Souza, Glavic, M., and Alvarado, F.: **Continuation Power Flow With Overload and Redispatch**, 32nd NAPS, Oct. 2000, Waterloo, Canada, pp. 1-26, vol. I.

[40] Zambroni, A. C. de Souza, de Mello, L. H., Torres, Geraldo L., Torres, Germano L.: **Increasing the Loadability of Power Systems Through Optimal-Local-Control Actions**, IEEE Transactions on Power Systems vol. 19, No. 1, February 2004, pp. 188-194.

A Controle da Diferença Angular Através do Fluxo de Potência Ótimo

Neste apêndice é apresentado o método de controle da diferença angular entre duas barras apresentado em [Delvizio, 2003], que utiliza a técnica de pontos interiores associada à teoria primal-dual para a solução do problema.

Como apresentado em [Delvizio, 2003], o fluxo de potência ótimo pode ser formulado como:

$$\text{Min } f(\mathbf{x}) \tag{A.1}$$

$$\begin{aligned} \text{s.a. } & : h(\mathbf{x}) = 0 \\ & : \mathbf{lo} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{up} \end{aligned}$$

onde \mathbf{x} é o vetor das variáveis a serem otimizadas, $f(\mathbf{x})$ é a função objetivo, $h(\mathbf{x})$ são as restrições de igualdade e \mathbf{lo} e \mathbf{up} são os limites inferiores e superiores, respectivamente.

Pode-se adicionar uma nova inequação ao conjunto de restrições da equação (A.1), que considera a diferença angular máxima entre duas barras, ou seja:

$$\theta_{ij} \leq \bar{\theta}_{ij} \tag{A.2}$$

Na equação (A.2), θ_{ij} é a diferença angular máxima entre as barras i e j , enquanto $\bar{\theta}_{ij}$ é a defasagem angular máxima especificada.

É idealmente esperado que seja feito o mínimo redespacho de potência ativa necessário para atender a essa nova restrição. Por isso, inclui-se, na função objetivo do problema de otimização, a equação de mínimo desvio de potência ativa gerada, conforme a equação (A.3).

$$FOB = \frac{1}{2} \rho \{PG_K - PG_k^0\}^2 \tag{A.3}$$

onde FOB é a função objetivo de mínimo desvio de potência ativa, ρ é a penalidade para variação de potência ativa gerada, PG_K^0 e PG_K são a potência ativa no gerador k no ponto de operação inicial e a potência ativa redespachada, respectivamente.

Com isso, o problema de fluxo de potência ótimo utilizado para o estudo proposto é apresentado na equação (A.4).

$$\text{Min } \left(\frac{1}{2} \rho \{ PG_K - PG_k^0 \}^2 \right) \quad (\text{A.4})$$

$$\begin{aligned} \text{s.a.} \quad & : h(\mathbf{x}) = 0 \\ & : \mathbf{lo} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{up} \\ & : \theta_{ij} \leq \bar{\theta}_{ij} \end{aligned}$$

B Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson, também conhecido como Método das Tangentes, consiste em resolver numericamente um sistemas de equações não lineares. A grande vantagem deste método em relação aos outros é a rápida convergência. No entanto, a estimativa inicial é um fator de grande importância.

Considere uma função unidimensional expressa pela equação (B.1), deseje-se determinar o(s) valor(es) que anulam a função

$$f(x) = 0 \quad (\text{B.1})$$

O método consiste em linearizar o problema, originalmente não linear, em cada ponto da curva até que o ponto em que a solução $f(x) = 0$ seja encontrada. A Figura B.1 ilustra o método. Nota-se que duas características são fundamentais no processo: (a) escolha do ponto inicial e (b) linearização da curva em cada ponto.

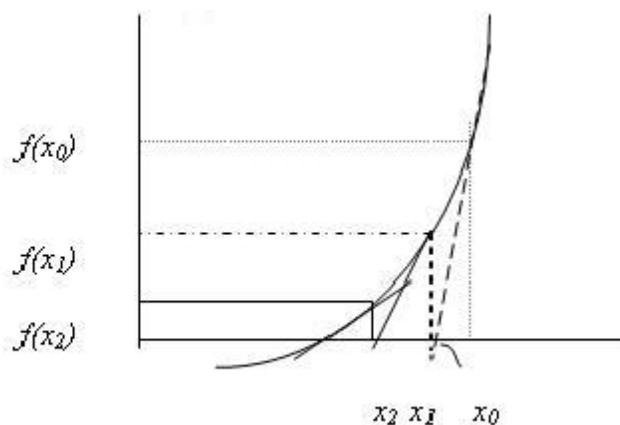


Figura B.1: Método de Newton

A Figura B.1 fornece informações importantes. Os pontos x_0 , x_1 e $f(x_0)$ são os vértices de um triângulo retângulo. Pode-se, portanto, a partir de x_0 , obter x_1 da seguinte forma:

$$tg(\delta) = \frac{f(x_0)}{x_0 - x_1} \quad (\text{B.2})$$

$$x_1 = x_0 - tg(\delta)^{-1}f(x_0) \quad (\text{B.3})$$

onde $tg(\delta)$ representa a tangente do ângulo δ , formado pela linearização da curva e o eixo das abscissas. Assim, pode-se verificar se $f(x_1)$ é igual a zero, o que tornaria x_1 a solução do problema, encerrando o processo iterativo. Caso contrário, o processo deve-se repetir, até que a solução seja encontrada. Portanto, para o caso unidimensional, o entendimento do método de Newton é bastante simples. Esta simplicidade não é comprometida quando o sistema a ser tratado tem dimensões maiores (caso dos sistemas elétricos de potência). Neste caso, é importante explicitar a linearização a partir de uma formulação matemática através da expansão obtida por série de Taylor:

$$f(x_0 + \Delta x) = f(x_0) + \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + TAO \quad (\text{B.4})$$

Na equação (B.4), $f(x_0)$ representa o valor da função no ponto x_0 e Δx representa uma variação infinitesimal de x ao redor de x_0 , enquanto TAO representa os termos de alta ordem, que são desprezados. Para o caso unidimensional, a derivada é a reta tangente à curva em cada ponto.

Ainda na equação (B.4), todos os termos são conhecidos, com exceção de Δx , determinado como:

$$\Delta x = \frac{\partial f^{-1}}{\partial x} [f(x_0 + \Delta x) - f(x_0)] \quad (\text{B.5})$$

E x_1 é obtido através de:

$$x_1 = x_0 + \Delta x \quad (\text{B.6})$$

O processo acima representa exatamente a metodologia empregada anteriormente com o auxílio do triângulo retângulo na Figura B.1. Assim, o procedimento do método de Newton-Raphson pode ser resumido como segue:

1. Verificar se a função $f(x_0)$ se anula para o ponto x_0 . Este ponto é arbitrariamente escolhido para dar início ao processo;

2. Caso $f(x_0)$ não seja igual a zero (ou próximo o quanto queira), linearizar $f(x)$ através da Série de Taylor mostrada na equação (B.4);
3. Calcular Δx e atualizar o valor de x .
4. Para o novo valor de x , calcular $f(x)$. Se for igual a zero, termina o processo. Caso contrário, voltar ao passo 2 e repita todo o processo.

Para sistemas maiores, a equação (B.7) apresenta a linearização das equações, já desprezando os termos de alta ordem.

$$f_i(\mathbf{x}_0 + \Delta \mathbf{x}) = f_i(\mathbf{x}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_i}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n \quad (\text{B.7})$$

C Linearização

Neste apêndice será descrito a linearização das equações (2.17) e (2.18), que são apresentadas novamente na sequência.

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (\text{C.1})$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (\text{C.2})$$

Seja \mathbf{x}_0 o vetor de estados inicial e \mathbf{u}_0 o vetor de entradas correspondente a um ponto de equilíbrio, no qual a análise em pequeno sinal será executada. Desde que \mathbf{x}_0 e \mathbf{u}_0 satisfaçam a equação (C.1). tem-se:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) = 0 \quad (\text{C.3})$$

Se o sistema for perturbado por um pequeno distúrbio, tem-se:

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= \mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x} \\ \mathbf{u} &= \mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u} \end{aligned}$$

Esse novo estado deve satisfazer a equação (C.1). Portanto:

$$\dot{\mathbf{x}} = \dot{\mathbf{x}}_0 + \Delta\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] = 0 \quad (\text{C.4})$$

Como a perturbação é assumida pequena, as funções não lineares podem ser escritas através da expansão em série de Taylor. Se a série for truncada nos termos de primeira ordem, tem-se:

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta\dot{x}_i = f_i[(\mathbf{x}_0 + \Delta\mathbf{x}), (\mathbf{u}_0 + \Delta\mathbf{u})] \\ \dot{x}_i &= f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \end{aligned}$$

Como $\dot{x}_{i0} = f_i(\mathbf{x}_0, \mathbf{u}_0)$, então:

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r$$

com $i=1, 2, \dots, n$.

Analogamente para a equação (C.2), obtém-se

$$\Delta y_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r$$

com $j=1, 2, \dots, m$.

Com isso, a forma lineariza das equações (C.1) e (C.2) são:

$$\Delta \dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{B} \Delta \mathbf{u} \quad (\text{C.5})$$

$$\Delta \mathbf{y} = \mathbf{C} \Delta \mathbf{x} + \mathbf{D} \Delta \mathbf{u} \quad (\text{C.6})$$

onde

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (\text{C.7})$$

$$\mathbf{C} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad \mathbf{D} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

As derivadas parciais acima são calculadas no ponto de equilíbrio em que a análise em pequenas perturbações será feita.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)