



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Adriano Batista de Almeida

Consideração dos Efeitos de Potência Reativa na Análise de
Perdas Elétricas em Sistemas de Potência

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Antônio Carlos Zambroni de Souza

Março de 2011

Itajubá - MG



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Consideração dos Efeitos de Potência Reativa na Análise de Perdas Elétricas em Sistemas de Potência”**

Autor: **Adriano Batista de Almeida**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito	Rubrica
	A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente	
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	

Observações:

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, APROVADO

Observações: _____

Itajubá, 10 de Março de 2011.

Prof. Dr. Julio Cesar Stachinni de Souza
1º Examinador - UFF

Prof. Dr. Benedito Isaias de Lima Lopes
2º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Rafael Coradi Leme
3º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
4º Examinador (Orientador) - UNIFEI

DEDICO ESTE TRABALHO

Este trabalho é dedicado a minha família, meus amados pais Luiz Carlos Batista de Almeida e Lucinéia de Scena de Almeida a quem devo todas as minhas conquistas na vida, meus irmãos e minha querida esposa Etiane Cristina Saretto de Almeida que apoiou e me incentivou em todos os momentos.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me proporcionado a oportunidade de desenvolver este trabalho com pessoas tão competentes.

Ao professor Antônio Carlos Zambroni de Souza, idealizador deste trabalho, a quem agradeço por toda a confiança a mim atribuída, mas principalmente por contribuir com minha formação acadêmica e até mesmo pessoal.

Ao professor Rafael Coradi Leme pela grande contribuição para com este trabalho.

Aos meus amigos que tanto me estimularam.

"Se, a princípio, a idéia não é absurda, então não há esperança para ela."

Albert Einstein

Resumo

Esta dissertação discute o problema de redução de perda de potência ativa em sistemas de potência através do redespacho de potência reativa em geradores. A circulação de potência reativa na rede causa perda ativa no sistema. Então uma redução na perda ativa pode ser alcançada com um adequado ajuste das fontes de potência reativa do sistema.

O problema de redespacho de potência reativa em geradores deve levar em consideração a posição física destes geradores no sistema, já que a potência reativa tem característica local. Então dependendo da configuração do sistema, a minimização da perda ativa pode não ser alcançada através do redespacho de geradores. Isto também pode ocorrer pela escolha incorreta dos geradores para participarem do redespacho.

Diante disso, é proposto um método simples baseado em análise de sensibilidade para a determinação dos geradores mais indicados a participar do redespacho de potência reativa, visando à redução de perda ativa no sistema ou em uma área de interesse. O emprego do vetor tangente também é apresentado para este propósito.

O problema do redespacho de potência reativa nos geradores é resolvido através da incorporação de uma restrição em uma matriz *Jacobiana* modificada do Fluxo de Potência, cuja solução é obtida pelo método de Newton-Raphson. A restrição considerada é a perda ativa em uma área de interesse. Neste trabalho, a área de interesse é a área crítica, pois a segurança do sistema está fortemente ligada à perda de potência ativa nesta área.

Uma vez que o problema de redução de perdas em sistemas de potência é, geralmente, abordado através de técnicas de otimização, uma comparação da solução do método de redespacho apresentado e a solução de um programa de Fluxo de Potência Ótimo também é realizada. Uma vantagem da metodologia apresentada, com relação ao Fluxo de Potência Ótimo é a facilidade de implementação em qualquer programa de fluxo de potência.

Um programa computacional de Fluxo de Potência que considera a metodologia de identificação e redespacho de geradores foi desenvolvido em Matlab®. Os resultados são apresentados através de dois sistemas: um sistema teste e um sistema real brasileiro.

Abstract

This work discusses the problem of active power loss reduction in power systems by means of reactive power redispatch. The circulation of reactive power in the network causes active power loss in the system. Then, a reduction in active power loss can be achieved with a proper adjustment of reactive sources in the system.

When it comes to generators reactive power redispatch, the physical location of these generators in the system must be taken into account, because of the local nature of the reactive power. So, depending on system configuration, the minimization of the active power loss cannot be achieved by means of the generators redispatch. This can also occur through incorrect choice of generators to participate in the redispatching.

Therefore, this work proposes a simple method based on sensitivity analysis to determine the generator most likely to participate in the reactive power redispatch, aiming at reducing active power loss in the system or in an area of interest. The use of the tangent vector is also presented for this purpose.

The problem of generators reactive power redispatch is solved by incorporating a constraint in a modified Jacobian power flow, whose solution is obtained by using the Newton-Raphson method. The considered constraint is the active power loss in the area of interest. . In this work, the area of interest is the critical area, since the system security is closely related to active power loss at system's critical area.

Since the loss reduction problem in power systems is usually approached through optimization techniques, a comparison between the solution of redispatching method and the solution obtained by means an Optimal Power Flow program is also performed. One advantage of the methodology presented in relation to the Optimal Power Flow is the ease of implementation in any program of power flow.

A computer program for power flow that implements the methodology for identifying and redispatching generators was developed in Matlab®. The results are presented through two systems: an academic system and a real Brazilian system.

Conteúdo

Agradecimentos.....	iv
Resumo.....	vi
Abstract	viii
Lista de Figuras.....	xi
Lista de Tabelas	xii
1. Introdução.....	13
1.1. Mercado de Energia elétrica.....	14
1.2. O Problema de Redução de Perdas em Sistemas de Potência.....	16
1.3. Revisão da Literatura.....	18
1.4. Motivação e Objetivo	22
1.5. Organização da Dissertação	23
2. Fundamentos Teóricos	24
2.1. Fluxo de Potência	24
2.1.1. Limitações do Fluxo de Potência	27
2.1.2. Perdas Elétricas	27
2.1.3. Vetor Tangente.....	28
2.2. Redespacho de Potência Reativa para Redução de Perdas de Potência Ativa	31
2.2.1. Exemplo	33
2.3. Fluxo de Potência Ótimo (FPO).....	36
3. Índices de Sensibilidade	39
3.1. Vetor Tangente	39
3.2. Sensibilidade da Variação de Perda pela Variação de Potência Reativa	41
3.2.1. Área de Influência.....	42
3.2.2. Mercado de Potência Reativa.....	44
4. Resultados	46

4.1.	Sistema IEEE-14 barras.....	48
4.1.1.	Caso Base	48
4.1.2.	Caso Considerando uma Transação	54
4.2.	Equivalente de 65 barras do sistema SUL-SUDESTE brasileiro.....	55
5.	Considerações Finais.....	61
5.1.	Conclusões.....	61
5.2.	Trabalhos Futuros.....	62
	Referências Bibliográficas.....	63
A.	Método de Newton.....	69
B.	Fluxo de Potência Ótimo (FPO).....	72
B.1.	Condições de Karush-Kuhn-Tacker	73
C.	Dados dos Sistemas Utilizados na Dissertação.....	74
C.1.	Sistema IEEE-14 Barras	74
C.2.	Equivalente de 65 barras do sistema SUL-SUDESTE brasileiro.....	75

Lista de Figuras

Figura 2.1: Sistema teste 4 Barras.	34
Figura 3.1: Sistema IEEE-14 Barras.....	43
Figura 4.1: Fluxograma da Metodologia.	47
Figura 4.2: Sistema 65 barras Sul/Sudeste.	57
Figura A. 1: Interpretação gráfica do método de Newton.	69

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Tipos de barras no fluxo de potência convencional.....	25
Tabela 2.2: Dados de linhas do sistema de 4 barras.	34
Tabela 2.3: Dados de barra do sistema de 4 barras.....	34
Tabela 2.4: Dados convergidos (depois do redespacho).	36
Tabela 3.1: Índices de sensibilidade.	42
Tabela 3.2: Índices de sensibilidade da área crítica.....	44
Tabela 4.1: Dados de barra do sistema IEEE-14 barras.	48
Tabela 4.2: Índices de sensibilidade para o caso base.	49
Tabela 4.3: Soma dos índices de sensibilidade da área crítica.	50
Tabela 4.4: Índices obtidos com o VT para área crítica.	50
Tabela 4.5: Novos valores de potências reativas geradas considerando G8.....	51
Tabela 4.6: Índices de sensibilidade considerando todo o sistema.....	53
Tabela 4.7: Valores de potências reativas considerando G2 e G3.....	53
Tabela 4.8: Valores de potências reativas considerando G2, G3, G6 e G8.....	53
Tabela 4.9: Tensões do sistema após o redespacho dos três geradores.	54
Tabela 4.10: Índices de sensibilidade considerando todo o sistema de 14 barras.	55
Tabela 4.11: Índices de sensibilidade da área crítica (sistema 65 barras).	56
Tabela 4.12: Índices de sensibilidade da área Sul (sistema 65 barras).	58
Tabela 4.13: Índices de sensibilidade da área Sudeste (sistema 65 barras).	59
Tabela C.1: Dados de linhas do sistema IEEE-14 barras.	74
Tabela C.2: Dados de transformadores do sistema IEEE-14 barras.	74
Tabela C.3: Dados de barras do equivalente 65 barras.....	75
Tabela C.4: Dados de linhas do sistema equivalente 65 barras.....	76
Tabela C.5: Dados de transformadores do sistema equivalente 65 barras.	77

CAPÍTULO 1

1. Introdução

O problema da operação dos sistemas de energia elétrica em um modo seguro sempre foi preocupação para os engenheiros em todo o mundo, assim como estudos de planejamento e expansão, para que o crescimento contínuo de carga não comprometa o seu funcionamento. Para este propósito, estudos de estabilidade, confiabilidade, proteção, avaliação de colapso de tensão e fluxo de potência, além da supervisão em tempo real do mesmo, são amplamente empregados.

Recentemente, devido à transformação desafiadora do mercado de energia elétrica, outros estudos relacionados ao mercado de energia tornaram-se também uma fonte de preocupação. Grande parte dos estudos do mercado de energia concentra-se na potência ativa, devido à sua importância prática e financeira.

Por outro lado, a potência reativa tem recebido pouca atenção em comparação com a potência ativa, especialmente porque ela representa apenas 1% do valor total do mercado de energia [1]. Nesse sentido, a potência reativa é ainda negligenciada na maioria dos estudos sobre mercado de potência ativa.

Essa situação, no entanto, muda drasticamente se a energia reativa é tratada como uma questão de segurança do sistema, e não apenas como um serviço auxiliar. Tal abordagem pode ser considerada, uma vez que a potência reativa é essencial para o bom funcionamento do sistema e está intimamente ligada aos problemas de instabilidade de tensão, o que pode levar o sistema elétrico ao colapso. Assim, como será discutido ao longo deste trabalho, um bom controle das condições operativas do sistema, do ponto de vista da estabilidade, procura maximizar as reservas de potência reativa nos geradores e compensadores síncronos.

1.1. Mercado de Energia elétrica

O mercado de energia elétrica tem experimentado mudanças importantes em sua estrutura. Durante a década de noventa, tendo em vista o aumento da eficiência econômica dos sistemas de potência, houve o processo de descentralização econômica do mercado. Neste processo houve a desverticalização das empresas de energia elétrica em companhias de transmissão, geração e distribuição. O mercado passou de um ambiente baseado em uma estrutura verticalizada com empresas atuando nas três principais atividades relacionadas à energia elétrica para um ambiente descentralizado, baseado nos princípios econômicos de mercados e de livre acesso [2]. Essa descentralização torna a comercialização de energia elétrica mais competitiva.

Para que possam acontecer atividades de compra e venda de energia elétrica, são necessários agentes que regulamentem e que permitam o adequado funcionamento do sistema elétrico. A entidade responsável pela operação e manutenção da confiabilidade em todo o sistema é o operador do sistema elétrico. No Brasil o agente responsável por esta operação é o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), uma autoridade privada independente sem fins lucrativos e que não participa das negociações no mercado de eletricidade. A energia pode ser comprada diretamente do produtor de energia elétrica, caracterizando os contratos bilaterais, ou adquirida na forma de leilões pelas distribuidoras de energia elétrica. Para celebrar contratos bilaterais, o consumidor de energia elétrica deve atender aos requisitos de consumidor livre, definidos pelo agente regulador, que no Brasil é a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Os consumidores que não atendem ao requisito de consumidor livre ou não queiram participar da comercialização de energia são definidos como consumidores cativos. Para estes, as concessionárias de distribuição são obrigadas a fornecer energia elétrica a um preço regulado, a qual é comprada através de leilões organizados pelo Ministério de Minas e Energia.

O agente responsável pelas operações financeiras no mercado de energia elétrica no Brasil é a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Já a ANEEL é responsável por regulamentar as atividades do setor elétrico do ponto de vista jurídico e administrativo, bem como sua fiscalização.

No novo modelo competitivo brasileiro, existem basicamente três tipos de mercados de energia:

- Modelo de mercado *Pool* (leilão), criado a partir de um acordo multilateral por meio do qual todas as transações são submetidas para análise e aprovação. Desta forma, um intermediador, ou administrador do mercado, compra a energia de companhias de geração independentes e vende para as companhias de distribuição. O objetivo é obter o mínimo custo de operação, sendo que os geradores são despachados de acordo com os preços ofertados por estes até atender a carga total do sistema [3].
- O Modelo de Contratos Bilaterais é baseado em contratos financeiros. Este modelo permite que os participantes negociem os melhores contratos para cada um deles. O Operador do Sistema tem a função de manter a confiabilidade, coordenar despacho de modo que o mesmo tenha um desvio mínimo entre as transações (operações de compra e venda entre os agentes) contratadas e as realmente realizadas e prover serviços ancilares. Serviços ancilares são aqueles serviços auxiliares à operação, com grande importância na operação do sistema.
- O Modelo *Pool*-Bilateral é uma composição dos dois modelos anteriores. É um modelo intermediário que busca a segurança fornecida por um despacho centralizado, favorecendo, ao mesmo tempo a competição e evitando que ocorram grandes variações no preço da energia.

Os modelos acima desempenham um papel bastante importante na forma de atuação dos agentes na compra e venda de potência ativa. Todavia, a análise proposta neste trabalho visa ao estudo de potência reativa, de forma que a metodologia aqui proposta não é dependente da escolha de nenhum dos modelos citados. Mesmo com o processo de desverticalização do mercado de energia elétrica, a função dos sistemas de potência não se restringe apenas a geração, transmissão e distribuição de energia. É preciso garantir a integridade, confiabilidade, qualidade e segurança no fornecimento de energia, o que requer uso de serviços ancilares. É dentre estes serviços ancilares que está o suporte de potência reativa ao sistema.

O mercado de potência reativa difere do mercado de potência ativa em certas características derivadas de diferentes propriedades físicas e econômicas dos fluxos de potência ativa e reativa:

- O caráter geográfico local do mercado de potência reativa em relação ao caráter amplo do mercado de energia ativa.
- Os investimentos relativamente menores em novos equipamentos necessários para o fornecimento de potência reativa em comparação com aqueles associados com a geração de potência ativa.

1.2. O Problema de Redução de Perdas em Sistemas de Potência

Os sistemas elétricos de potência, assim como qualquer sistema físico, possuem perdas ao longo do processo geração-transmissão-distribuição. As perdas no transporte de energia geralmente são classificadas de acordo com a origem. As perdas técnicas são referentes ao processo físico de condução e transformação que ocorre no transporte. As demais perdas, referentes a problemas de medição, fraudes, furtos de energia elétrica e problemas comerciais, são classificadas como perdas não técnicas. Neste trabalho, apenas as perdas técnicas são consideradas.

A perda de energia durante o processo de transmissão é inevitável e depende, além da carga, do comprimento e das características das linhas de transmissão (material condutor e geometria). No que diz respeito à potência reativa, embora não produza trabalho útil, a sua transmissão resulta em um aumento da perda de potência ativa na rede elétrica, uma vez que esta ocupa “espaço” nesta rede. Portanto, um bom uso das fontes de potência reativa pode proporcionar uma redução nas perdas de potência ativa do sistema.

As perdas elétricas também podem ser definidas como o excedente de potência gerada no sistema elétrico de potência que não é consumida pelas cargas. Segundo [4], elas representam cerca de 5-10% da potência total gerada no sistema elétrico.

Na ocorrência de uma transação bilateral, por exemplo, esta transação pode implicar no aumento das perdas devido ao seu próprio efeito sobre o sistema, mais os efeitos interativos com as outras transações. Então, os agentes envolvidos podem ser responsabilizados pelas perdas observadas após esta transação. Desta forma, é de grande importância que ações de controle ocorram para que estas perdas sejam minimizadas. O problema de redução de perdas é, em geral, abordado através de técnicas de otimização. Uma solução geométrica para o fluxo de potência ótimo (FPO) é apresentada em [5].

Em [6], 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. Segundo [7], a redução de perdas em um grande sistema elétrico de potência não afeta significativamente sua margem de carga, no entanto, quando a redução de perdas é efetuada em uma área crítica do sistema o resultado apresentado é mais satisfatório.

O conceito de área crítica, segundo [1] e adotada nesta Dissertação, está baseada no fato de que esta área deve conter a barra crítica do sistema, determinada pelo vetor tangente. A barra crítica é o núcleo da área crítica. Barras diretamente ligadas a esta formam o nível-1 de vizinhança. Barras ligadas às barras pertencentes ao nível-1 formam o nível-2, e assim por diante. Do ponto de vista de colapso de tensão, a barra crítica [8] é aquela que apresenta a maior variação de tensão quando o parâmetro do sistema é variado.

O problema de alocação de perdas também é bastante discutido na literatura. Como as perdas podem significar num custo de milhões de dólares anuais, é importante definir metodologias adequadas para a alocação destas perdas entre os agentes do mercado. O problema de alocação de perdas tem como objetivo determinar a responsabilidade de cada participante de uma determinada transação nas perdas [4, 9, 10].

Este problema ocorre na nova estrutura de mercado, porque, os geradores existentes no sistema pertencem a diferentes proprietários e estes devem ser remunerados pelo excesso de energia que produzem e não é consumida (perdas elétricas). O principal problema da alocação de perdas está associado à natureza não-

linear das perdas elétricas. Ou seja, trata-se de uma grandeza que não está relacionada diretamente a nenhuma outra grandeza física do sistema elétrico. No entanto, sabe-se que a localização de geradores e cargas na rede pode contribuir, de forma significativa, para o aumento ou diminuição das perdas elétricas do sistema. A influência desses geradores e cargas pode variar de acordo com a potência gerada e a consumida [1].

Nesta dissertação, devido às implicações técnicas e econômicas, o intuito é minimizar as perdas ativa em uma área de interesse através do redespacho de potência reativa de geradores previamente identificados como os mais influentes nas perdas desta área. O redespacho é realizado como em [11].

1.3. Revisão da Literatura

Vários trabalhos abordam o problema de redução de perda ativa no sistema de potência, a qual geralmente está relacionada ao fluxo de potência reativa pela rede. Na maioria das vezes, técnicas de otimização são empregadas para resolver este problema. Outros trabalhos são destinados a compreender e precificar a potência reativa. Também, devido à desregulamentação do sistema elétrico, trabalhos destinados à alocação de perdas tem sido foco de pesquisas nos últimos anos. Esta seção apresenta os trabalhos que serviram de base para o desenvolvimento desta dissertação.

Em [12] é proposta uma função de custo para cada fornecedor de potência reativa. A noção de custo e as características do mercado de potência reativa são destacadas. A referência [13] apresenta alguns conceitos básicos sobre a potência reativa, incluindo analogias para realçar as diferenças entre a potência ativa e reativa, enfatizando a importância de um bom controle de tensão.

Um método baseado na teoria do custo marginal é apresentado em [14] para o cálculo dos preços de potência ativa e reativa em cada barramento. Neste método, o custo de produção de potência reativa e o custo de investimento de bancos de capacitores são considerados na função objetivo do problema no FPO.

Em [15] é feita uma análise das políticas de preços de potência reativa em tempo real, usando uma modificação do modelo em FPO. Conclui-se que os preços de potência reativa em tempo real devem desenvolver-se simultaneamente com o de potência ativa para a máxima eficácia econômica e o bom funcionamento do mercado de energia elétrica.

A referência [16] trata da organização de um mercado de potência reativa com base em propostas de longo prazo, associadas com as perdas internas de equipamentos de controle de potência reativa, em produzir ou absorver energia reativa. Também aborda a remuneração dos serviços de regulação de tensão sobre a segurança do sistema.

Em [17] são discutidas as características da potência reativa que devem ser consideradas a fim de desenvolver um quadro de preços de energia reativa e de gestão. Também são apresentados vários métodos de alocação de custos para avaliar a potência reativa. A referência [18], por sua vez, procura desenvolver um mercado competitivo dos serviços de potência reativa com base em áreas. O conceito de distância elétrica é usado para identificar as diferentes áreas de controle de tensão dentro de um sistema de energia. Preços uniformes para vários componentes do serviço de potência reativa são obtidos para cada área de controle de tensão.

Em [19] também é empregado o método da distância elétrica para selecionar zonas no sistema. Este modelo zonal de potência reativa é caracterizado pela divisão do sistema de potência ou a área de controle do sistema interligado em zonas autônomas de tensão com reservas suficientes de potência reativa. Um modelo de mercado de energia reativa com base em zonas de controle de tensão e um algoritmo de dois passos em FPO também é proposto em [20].

O problema de tratar o mercado de potência reativa levando em consideração a segurança do sistema é proposto em [21], que funciona segundo o modelo de mercado de contratos que considera um horizonte de tempo sazonal. Este modelo é baseado em um processo de otimização em duas etapas: a primeira etapa consiste na determinação dos benefícios marginais de potência reativa com relação à segurança do sistema, que são então utilizados no segundo passo para maximizar uma função de vantagem social de potência reativa, considerando as ofertas de prestadores de

serviços. O preço de potência reativa é discutido em detalhes, incluindo um modelo de otimização para lidar com a formulação geral. Devido à natureza da potência reativa, o preço zonal é usado. Também é proposto o FPO para determinar a capacidade de transferência disponível, considerando a margem de carga como a função objetivo. Em [22, 23], a idéia da capacidade de transferência disponível é discutida com a ajuda do método da continuação [11].

Um estudo sobre o mercado de potência reativa em diferentes países é realizado, bem como uma lista de problemas de colapso de tensão em todo o mundo, tomando o controle de potência reativa como uma questão importante.

A referência [24], por exemplo, discute a natureza dos problemas de potência reativa em Alberta, Canadá, e alega que o sul de Alberta foi ameaçado por colapso de tensão nos últimos anos. Como consequência, um esquema de corte de carga por subtensão foi comissionado na área de Calgary. Isto pode fornecer uma abordagem diferente para o mercado de potência reativa, uma vez que o suporte de potência reativa agora pode ser encarado como um problema de segurança do sistema.

Com isso, a pequena participação do mercado de potência reativa (ênfatisado em [12, 24]) agora pode ser considerada como um custo de segurança, que pode mudar a forma como ela é analisada.

Nesse sentido, o foco também é alterado, uma vez que as ações de controle podem ser propostas para melhorar a segurança do sistema, ampliar a margem de carga do sistema e evitar colapso de tensão. Tal abordagem é encontrada em [25], na qual o redespacho de potência reativa é proposto para reduzir as perdas ao longo da trajetória da carga. Os resultados obtidos são comparados com os fornecidos por um FPO. Aplicações para pequenos sistemas teste proporcionaram resultados próximos da solução ótima.

O redespacho para redução de perdas focando a segurança do sistema também é proposto em [26], onde um FPO é utilizado para minimizar o custo de perda ativa na transmissão, além de fatores de penalidade relacionados com o custo dos desvios das gerações despachadas. A referência [27] mostra que a compensação de potência reativa nas redes de baixa tensão pode reduzir as perdas de potência

ativa nessas linhas em até 15% e reduzir as quedas de tensão em até 8%.

O acoplamento do mercado de potência reativa e as perdas do sistema são estudados em [4, 9], que tratam do problema das perdas do sistema após uma transação comercial. Nesse sentido, um fator de ajuste de corrente é proposto para determinar a contribuição de cada transação para todos os ramos do sistema. Esses trabalhos também abordam o problema do índice de participação de tensão com o objetivo de medir a participação do suporte de potência reativa. Tal índice tende a fornecer resultados similares a outras técnicas de sensibilidade já disponíveis na literatura, mas sua formulação é inovadora. Em particular, o índice de participação de tensão tende a apresentar resultados semelhantes aos obtidos com o índice *HHI* [28], usado para medir o monopólio de potência reativa.

O problema de alocação do custo das perdas no sistema é estudado em [29], onde é empregada a teoria de circuitos combinada com a teoria dos jogos. Em [30] é apresentado o problema de alocação de perdas na transmissão em um sistema desregulado de energia. A alocação das perdas é atribuída a compradores e vendedores de potência ativa, bem como geradores e cargas de potência reativa. O trabalho [31] apresenta um método para a alocação das perdas de transmissão, baseada na teoria de circuitos e da matriz admitância equivalente do sistema. Para uma dada solução de fluxo de potência, a relação entre as correntes de ramo e da tensão carga/gerador é determinada utilizando uma matriz de admitância modificada, que permite que a perda em cada linha de transmissão seja expressada em termos da tensão carga/gerador.

Em [32], utilizando os cálculos de fluxo de carga, a parte de cada barra nas perdas elétricas é determinada pelo método Z-bus. Estes resultados são comparados com os obtidos a partir de cálculos de fluxo de carga utilizando uma rede neural artificial. É mostrado que a rede neural artificial pode ser uma ferramenta eficiente para a alocação das perdas em sistemas de grande porte.

A alocação das perdas de potência reativa entre as cargas do sistema pelo método de rastreamento ótimo é investigada em [33]. A referência [10] trata da alocação de potência reativa em contratos bilaterais. A idéia básica do método pressupõe que cada transação tem o seu próprio efeito sobre o sistema, além de seu

efeito interativo com outras transações. Assim como em [4, 9], o método proposto em [10] se baseia em vetores de corrente que fluem nos ramos, em vez de injeções de potência. Para lidar com a não-linearidade do sistema, fatores de ajuste de corrente (FAC) são propostos. Este método proporciona uma economia de tempo, pois determinam as responsabilidades sobre as perdas de potência ativa e reativa simultaneamente.

O intercâmbio de energia entre mercados em redes multiáreas causam perdas nas linhas de interligação e os custos destas perdas devem ser atribuídos a áreas distintas. O trabalho [34] aborda um método para a alocação de perdas em linha de interligação em uma rede multiárea. Rede multiárea é uma rede formada por sistemas interligados.

1.4. Motivação e Objetivo

Como mencionado anteriormente, as perdas elétricas representam cerca de 5-10% de toda a potência gerada no sistema, o que representa uma parcela considerável na matriz de custos dos sistemas elétricos. Com a reestruturação do setor elétrico e o surgimento de um mercado competitivo os custos operacionais devem ser contabilizados separadamente. Um desses custos é o valor das perdas ativas no sistema.

O custo extra dos geradores pela potência que é gerada e não é aproveitada após uma determinada transação comercial deve ser repassado aos geradores e cargas nela envolvidos. Então, a redução destas perdas é de grande interesse para as partes envolvidas.

Vários trabalhos são encontrados na literatura abordando o problema de minimização de perdas no sistema elétrico de potência. No entanto, a maior parte destes trabalhos trata o problema através de técnicas de otimização, que tem um alto custo computacional.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma técnica simples e eficaz para identificação de geradores mais propícios para participar do redespacho de potência

reativa para a redução de perdas ativas no sistema elétrico. A identificação é baseada em uma análise de sensibilidade.

Para tanto, realiza-se o redespacho destes geradores indicados através de uma técnica que utiliza uma matriz *Jacobiana* aumentada do Fluxo de Potência. Os resultados da minimização das perdas, obtidos com a técnica apresentada, são comparados com os resultados obtidos por um FPO.

1.5. Organização da Dissertação

Além deste capítulo introdutório, esta dissertação contém mais quatro capítulos. No Capítulo 2 são apresentados os fundamentos teóricos empregados durante o desenvolvimento do trabalho, onde é introduzido o problema do Fluxo de Potência, apresentado o método de redespacho e aplicado em um sistema teste. Finalmente é introduzido o problema do FPO.

No Capítulo 3 é apresentada a proposta de identificação dos geradores indicados para participar do redespacho de potência reativa. Também é mostrado o método do vetor tangente na identificação.

No Capítulo 4 são apresentados alguns resultados para validar a técnica proposta. Dois sistemas são usados nos testes: um sistema acadêmico (IEEE-14 barras) e outro sistema real brasileiro (Sul/Sudeste 65 barras).

Por fim, no Capítulo 5 são feitas as considerações finais do trabalho, bem como sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

2. Fundamentos Teóricos

Neste capítulo são discutidos os fundamentos teóricos empregados durante o desenvolvimento deste trabalho. Inicialmente é introduzido o problema do fluxo de potência e realizada uma abordagem sobre as perdas elétricas em sistemas de potência. Também é apresentado o método do vetor tangente aplicado na formulação do fluxo de potência. Depois é apresentado o redespacho de potência reativa para redução de perdas utilizando uma matriz *Jacobiana* aumentada. Finalmente, é introduzida a metodologia do FPO.

2.1. Fluxo de Potência

O cálculo do fluxo de potência (ou fluxo de carga) tem por finalidade determinar o estado em regime permanente de um sistema de energia elétrica com topologia, níveis de geração e consumos conhecidos. Portanto, deseja-se obter todas as variáveis de estado para aquela condição de operação, a distribuição dos fluxos e, conseqüentemente, quaisquer outras grandezas de interesse.

A análise estática é de fundamental importância para avaliar o desempenho dinâmico dos sistemas, uma vez calcula o ponto de equilíbrio do sistema a ser perturbado. Já em análises de colapso de tensão, esta ferramenta é muito utilizada, através do Método da Continuação [35], o controle dos limites térmicos de linhas de transmissão [11], o controle automático de tapes de LTCs [36], ou ainda o controle secundário de tensão [37].

O problema do fluxo de potência pode ser formulado por um sistema de equações e inequações algébricas não-lineares que correspondem, respectivamente, às leis de Kirchhoff [38] e a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes. Na formulação clássica, a definição das variáveis que são

especificadas e calculadas encontra-se na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Tipos de barras no fluxo de potência convencional.

Tipo de barra	Notação	Dados	Incógnitas
Barra de Carga	PQ	P_i e Q_i	V_i e θ_i
Barra de Geração ou Tensão Controlada	PV	P_i e V_i	θ_i e Q_i
Barra de Referência ou Barra Swing	V θ	V_i e θ_i	P_i e Q_i

De acordo com a Tabela 2.1, em uma barra de carga (PQ), as injeções de potência ativa e reativa são especificadas e as variáveis a serem determinadas, através da solução das equações da rede, são a magnitude e o ângulo de fase da tensão. Nas barras de geração (PV), a injeção de potência ativa e a magnitude da tensão são especificadas, enquanto o ângulo de fase da tensão e a injeção de potência reativa são calculados. A magnitude e o ângulo de fase são especificados na barra de referência, já as injeções de potência ativa e reativa são calculadas ao final do processo quando se conhece as magnitudes e os ângulos das tensões.

O conjunto de equações do problema do fluxo de carga é formado por duas equações para cada barra, cada uma delas representando o fato de que as potências ativa e reativa injetadas em uma barra devem ser iguais à soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra através das linhas de transmissão, transformadores, etc. As potências ativa e reativa em cada barra para um sistema de nb barras são dadas, respectivamente, por:

$$P_i = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (2.1a)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j=1}^{nb} V_j [B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) - G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (2.1b)$$

onde V e θ são os módulos e ângulos da tensão de cada barra, respectivamente. Enquanto que G_{ij} e B_{ij} são as condutâncias e susceptâncias entre as barras i e j .

O problema de fluxo de carga pode ser generalizado, permitindo inclusive a

análise de diferentes patamares de carga e geração a partir de um caso base. Para isso, um parâmetro de aumento de carga/geração deve ser considerado. Assim, quando são consideradas as potências ativa e reativa geradas e consumidas ($P_{gi}^{esp} + jQ_{gi}^{esp}$ e $P_{li}^{esp} + jQ_{li}^{esp}$, respectivamente) e o parâmetro λ como fator de aumento de carga/geração, o problema é definido como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (P_g^{esp} - P_l^{esp})(1 + \Delta\lambda) - P \\ (Q_g^{esp} - Q_l^{esp})(1 + \Delta\lambda) - Q \end{bmatrix} = 0 \quad (2.2)$$

onde P e Q é o vetor que contém as potências ativas e reativas calculadas.

Uma das técnicas numéricas mais utilizadas para se determinar as raízes reais de polinômios e outras equações não lineares, como o problema do fluxo de potência, é a técnica de Newton-Raphson (NR) [38]. Ela é baseada no fato de que se uma raiz aproximada de uma simples equação algébrica não-linear é conhecida, então uma melhor aproximação pode ser obtida. O apêndice A mostra a formulação do método de Newton.

A equação geral do método NR aplicado ao problema de fluxo de potência pode ser expressa na forma compacta mostrada na equação (2.3). A solução do sistema é determinada iterativamente.

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^k & N^k \\ M^k & L^k \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{aligned} \theta^{k+1} &= \theta^k + \Delta\theta^k \\ V^{k+1} &= V^k + \Delta V^k \end{aligned} \quad (2.4)$$

onde k é o número de iterações e H, N, M e L são as submatrizes que compõe a matriz *Jacobiana* (J).

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Outras equações podem ser incorporadas à matriz *Jacobiana* como apresentado na Seção 2.2 deste capítulo.

2.1.1. Limitações do Fluxo de Potência

É importante ressaltar que na formulação do Fluxo de Potência algumas considerações são assumidas para se obter o ponto de operação do sistema. Quando se classifica uma barra como sendo do tipo PV ou *swing*, a tensão terminal é mantida em um valor constante, considerando-se que os geradores são providos de reguladores de tensão capazes de manter o nível de tensão constante quando ocorre um aumento da carga ou diante de outra perturbação. Também é feita a consideração de que a barra *swing* ajusta as perdas do sistema.

Quando se considera limites de geração, para um determinado caso do Fluxo de Potência, a barra *swing* pode exceder seus limites tanto de potência ativa como reativa. Se isso ocorrer, outra barra deve ser fixada como *Swing* e um novo ponto de operação obtido. As barras PV também podem exceder seus limites de geração de potência reativa. Caso isso ocorra, essas devem ser transformadas em barras PQ, com suas gerações de potência reativa fixadas nos limites superior/inferior violado e, novamente, um novo ponto de operação deve ser obtido. É importante frisar que este é uma adaptação da modelagem para emular a violação física destes componentes, mas os resultados obtidos são bastante satisfatórios.

Para se obter o comportamento transitório do sistema de potência é necessário representar as características dinâmicas das máquinas síncronas e seus controladores, assim como de algumas cargas. Essas representações não são consideradas no Fluxo de Potência, por esta razão sua solução é estática. Consequentemente, estudos relacionados ao comportamento transitório do sistema devem ser realizados com auxílio de um modelo mais completo do sistema, obtido através de um conjunto de equações algébrico-diferenciais. Este tipo de formulação do sistema elétrico de potência, no entanto, não faz parte do escopo deste trabalho.

2.1.2. Perdas Elétricas

As perdas elétricas do sistema não são representadas nas equações do fluxo de potência. Por esta razão, a barra *Swing* não tem sua geração fixada. Ela é responsável por todas as perdas do sistema e sua geração é calculada após a

convergência do método.

O cálculo das perdas ativas em um circuito, por exemplo, que liga as barras i e j é determinado pela soma da potência que deixa a barra i com a potência que deixa a barra j . A equação (2.6) mostra o cálculo dessa perda.

$$P_{Perdas} = P_{ij} + P_{ji} = 2G_{ij}V_iV_j \cos(\theta_i - \theta_j) - G_{ij}(V_i^2 + V_j^2) \quad (2.6)$$

Estendendo este cálculo para uma região ou todo o sistema, tem-se a equação (2.7).

$$P_{Perdas}^{Sistema} = \sum_{k=1}^{nl} [2G_k V_{ik} V_{jk} \cos(\theta_{(ij)k}) - G_k (V_{ik}^2 + V_{jk}^2)] \quad (2.7)$$

onde nl é o número de linhas de transmissão, V_{ik} e V_{jk} são os níveis de tensão nos terminais (i) e (j) da linha de transmissão k , respectivamente. G_k é a condutância da linha de transmissão k . Finalmente, $\theta_{(ij)k}$ representa a diferença entre o ângulo de fase da tensão nas barras terminais (i) e (j).

Quanto à perda reativa, é obtida como mostram as equações (2.8) e (2.9).

$$Q_{Perdas} = Q_{ij} + Q_{ji} = B_k (V_{ik}^2 + V_{jk}^2) - 2B_k V_{ik} V_{jk} \cos(\theta_{(ij)k}) \quad (2.8)$$

$$Q_{Perdas}^{Sistema} = \sum_{k=1}^{nl} [B_k (V_{ik}^2 + V_{jk}^2) - 2B_k V_{ik} V_{jk} \cos(\theta_{(ij)k})] \quad (2.9)$$

onde B_k é a susceptância da linha de transmissão k .

As equações (2.6) a (2.9) são geralmente calculadas após a solução do fluxo de potência, pois elas dependem das variáveis de estado obtidas através das equações (2.3) e (2.4).

2.1.3. Vetor Tangente

A derivada de uma variável de estado em relação a um parâmetro, de um sistema físico qualquer, mostra como esta variável é sensível à variação do parâmetro considerado. No caso de um sistema elétrico de potência, o vetor tangente (VT)

indica o comportamento das suas variáveis de estado (magnitude e ângulo de fase das tensões) em relação a um parâmetro escolhido. No caso de estudo do problema de colapso de tensão, por exemplo, o parâmetro escolhido é o incremento de carga e geração.

Para o modelo de fluxo de potência, o conjunto de equações algébricas pode ser representado como:

$$g(x, \lambda) = 0 \quad (2.10)$$

onde x representa as variáveis de estado do sistema e λ o parâmetro utilizado para levar o sistema de um ponto de equilíbrio a outro.

Assumindo que o primeiro ponto de equilíbrio (x_0, λ_0) é conhecido, tem-se:

$$g(x_0, \lambda_0) = 0 \quad (2.11)$$

A derivada parcial com relação a x e λ é

$$D_x g(x_0, \lambda_0) \frac{dx_0}{d\lambda} + \frac{\partial g(x_0, \lambda_0)}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.12)$$

Desta forma, o vetor tangente pode ser obtido rearranjando a equação (2.12):

$$VT_0 = \frac{dx_0}{d\lambda} = -D_x^{-1} g(x_0, \lambda_0) \frac{\partial g(x_0, \lambda_0)}{\partial \lambda} \quad (2.13)$$

onde $D_x g(x_0, \lambda_0)$ representa a matriz *Jacobiana* do fluxo de potência que são as derivadas de $g(x_0, \lambda_0)$ em relação às variáveis de estado x no ponto (x_0, λ_0) .

Quando o parâmetro considerado é a variação de carga do sistema, o vetor tangente é facilmente obtido com o equacionamento do fluxo de potência. Considerando um incremento de carga $\Delta\lambda$, tem-se:

$$P^{esp} = (1 + \Delta\lambda)P_0 \quad (2.14a)$$

$$Q^{esp} = (1 + \Delta\lambda)Q_0 \quad (2.14b)$$

onde P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa iniciais do sistema.

Reescrevendo a equação anterior como:

$$\Delta P = \Delta \lambda P_0 \quad (2.15a)$$

$$\Delta Q = \Delta \lambda Q_0 \quad (2.15b)$$

Temos também que a variação das variáveis de estado é dada por

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

O vetor tangente, considerando o equacionamento do fluxo de potência, é dado por:

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \frac{1}{\Delta \lambda} \quad (2.17)$$

Substituindo a equação (2.15) em (2.16) e a equação resultante substituindo em (2.17), tem-se:

$$VT = J^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Com esta formulação é possível analisar a sensibilidade das variáveis de estado em relação ao crescimento de carga. Além disso, o VT pode ser utilizado para determinar a barra crítica do sistema [8], que é barra referente ao maior componente do VT da equação (2.18). Além disso, ele é utilizado para calcular o passo previsor no método da continuação [35], que traça a trajetória de um sistema de um ponto de equilíbrio estável até o seu limite de carregamento. A referência [39], por exemplo, aplica o VT na determinação do tempo mínimo de bloqueio de tapes de LTC's para evitar o colapso de tensão. Em [40] o VT é empregado numa análise de contingência. Ele também é empregado em [41] para identificar os geradores indicados a participar do redespacho de potência ativa para redução do ângulo de fase durante a restauração do sistema.

2.2. Redespacho de Potência Reativa para Redução de Perdas de Potência Ativa

Embora a potência reativa não desenvolva trabalho mecânico útil, a transferência de potência reativa na rede elétrica causa perda ativa no sistema. Desta forma, diversos pesquisadores têm procurado soluções para reduzir a circulação de potência reativa na rede. A redução das perdas no sistema de transmissão depende da distribuição física e geográfica das fontes de potência reativa na rede de transmissão. Quando o sistema de potência está no estado de operação normal, as perdas ativas do sistema de transmissão podem ser reduzidas através dos ajustes adequados das fontes de potência reativa.

Como já mencionado na Seção 1.2, o problema de redução de perda ativa usando como controle o redespacho de potência reativa, geralmente é abordado através de técnicas de otimização. Esta seção aborda o redespacho de potência reativa com intuito de minimizar perdas em uma área de interesse [1], no qual é aplicado o método de NR. Desta forma, não é necessário empregar um FPO, obtendo então uma solução sub-ótima. Isso pode ser feito através da inclusão de uma restrição nas equações do fluxo de potência (equação (2.3)). Neste caso, a restrição considerada é a perda de potência ativa na área de interesse.

O conjunto de equações de potência reativa das barras PV, que corresponde à transação de suporte de potência reativa em cada iteração do método de NR para controlar as perdas na área de interesse, é dado por:

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i + \alpha_i \Delta R \quad (2.19)$$

onde Q_i^{esp} e Q_i é a potência reativa especificada e calculada na barra i , respectivamente; α_i é um escalar e está relacionado com os valores normalizados de sensibilidade de cada gerador i , obtidos na identificação dos geradores. Finalmente, ΔR é o redespacho de potência reativa.

Para incluir a restrição no Fluxo de Potência, a matriz *Jacobiana* é alterada em duas etapas:

- 1°. Uma nova linha (PD) e uma nova coluna (*gen*) são adicionadas.
- 2°. O conjunto de geradores selecionados para redespacho tem suas

derivadas das equações de potência reativa incluídas na matriz *Jacobiana*. Uma vez, que estas barras são agora consideradas PQ, seus níveis de tensão são calculados.

A equação (2.20) apresenta a matriz *Jacobiana* modificada.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta_{perdas} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N & | & gen \\ M & L & | & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta R \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

As matrizes H, N, M e L representam a *Jacobiana* modificada, ou seja, elas estão associadas com as derivadas das equações de potência ativa e reativa em relação ao ângulo de fase e o nível de tensão. Esta é chamada de "modificada", pois nela são consideradas as equações de potência reativa das barras PV selecionadas para o redespacho.

O vetor linha PD é formado pelas derivadas parciais das equações de perda de potência ativa na área de interesse em relação às variáveis de estado do sistema. Quanto à coluna *gen*, contém os geradores que participam do redespacho. Os valores dos elementos associados a estes geradores são definidos para seus valores normalizados de sensibilidade, obtidos na identificação dos geradores para redespacho que será abordado no Capítulo 3, enquanto o restante das entradas do vetor *gen* são iguais a zero.

O objetivo da equação (2.20) é obter uma perda na área de interesse para um valor próximo do estipulado. Na ocorrência de uma transação, por exemplo, este pode ser o valor observado antes da transação. Neste sentido, Δ_{perdas} é dado pela diferença entre o valor da perda atual em cada iteração e o valor pré-transação.

As entradas diferentes de zero, definidas na coluna *gen* com os valores normalizados de sensibilidade garantem que os geradores mais próximos da área crítica contribuam com uma parcela maior de potência reativa no redespacho. Como consequência, o valor único de ΔR multiplicado pela sensibilidade de cada gerador da coluna *gen* fornece um valor de redespacho diferente para cada máquina. No entanto, os limites de potência reativa e os limites de tensão dos geradores envolvidos no redespacho são monitorados continuamente, de modo que quando um gerador atinge um destes limites, não é mais considerado para o redespacho. Quando o limite de potência reativa de um gerador é atingido, a potência gerada por esta

máquina é fixada no valor do limite violado e o gerador é retirado da coluna *gen*. Quanto à violação do limite de tensão, o gerador também é retirado da coluna *gen* e sua potência reativa gerada é fixada no valor da iteração anterior a violação.

O novo conjunto aumentado de equações (equação (2.20)) é resolvido pelo método de NR. Seu resultado é composto pelas variáveis de estado regulares (ângulos de fase nas barras PV e PQ, os níveis de tensão das barras PQ e nos geradores selecionados para o redespacho), e a variação de potência reativa (ΔR) nas máquinas escolhidas para participar do redespacho. O processo converge para um valor de redespacho correspondente à perda local especificada ou próximo deste valor, pois em algumas situações não é possível reduzir a perda apenas com o redespacho de potência reativa, sendo necessário considerar outras ações controle, o que não é o foco deste trabalho.

Os critérios de parada considerados são: quando se alcança o valor de perda de potência ativa especificado, ou quando o redespacho de potência reativa nos geradores selecionados deixa de ser efetivo e a perda começa a aumentar ao invés de reduzir.

Alguns aspectos importantes sobre a equação (2.20) devem ser apontados. Esta matriz *Jacobiana* aumentada não é uma técnica nova. Variações desta proposta são apresentadas na literatura, como na redução de perdas de potência ativa na área crítica [42], na remoção de sobrecarga através do redespacho de geradores [11, 43], em análise de corte de carga [44], na determinação do ponto de colapso com auxílio da função energia [45] e no ajuste de controles [46]. Nestes trabalhos, não houve problemas de convergência. A referência [43] emprega uma abordagem semelhante e mostra que a estrutura numérica é preservada. Então, quanto aos aspectos computacionais do processo de solução, a inclusão de novas entradas não deve ser motivo de preocupação.

2.2.1. Exemplo

Para exemplificar a metodologia de redespacho de potência reativa visando à minimização de perda de potência ativa no sistema, é empregado o sistema teste de 4 barras da Figura 2.1. Como o exemplo tem a finalidade apenas de ilustrar a metodologia, não são considerados limites de geração de potência reativa dos

geradores.

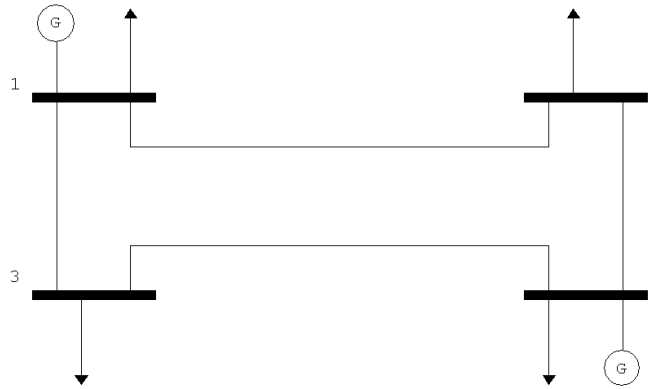


Figura 2.1: Sistema teste 4 Barras.

A Tabela 2.2 mostra os dados de linhas em valores por unidade para o sistema teste de 4 barras.

Tabela 2.2: Dados de linhas do sistema de 4 barras.

LT	R (p.u.)	X (p.u.)
1-2	0,01008	0,05040
1-3	0,00744	0,03720
2-4	0,00744	0,03720
3-4	0,01272	0,06360

A Tabela 2.3 mostra os dados de barras para um caso base já convergido do sistema de 4 barras, cuja solução foi obtida com o método de NR.

Tabela 2.3: Dados de barra do sistema de 4 barras.

Barra	Tipo	Geração				Demanda		Shunt (Mvar)
		V (p.u.)	θ (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	V θ	1,0000	0°	187,39	56,88	50,00	30,99	9,00
2	PQ	1,0003	-1,18°	0	0	170,00	105,35	9,00
3	PQ	0,9806	-1,99°	0	0	200,00	123,94	10,25
4	PV	1,0500	1,05°	318	249,78	80,00	49,58	10,25

Para o ponto de operação mostrado na Tabela 2.3, a perda de potência ativa total do sistema é 5,39 MW. Aplicando a metodologia descrita nesta seção é possível reduzir esta perda. Como o sistema tem dois geradores e um deles é a barra de referência, o gerador selecionado para realizar o redespacho é o gerador da barra 4. Desta forma, o sistema passa a ter três barras PQ's, pois a barra PV referente ao gerador 4 tem agora sua potência reativa especificada (equação (2.19)).

A equação (2.21) mostra a *Jacobiana* aumentada para o sistema de 4 barras considerado.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ \Delta P_4 \\ \Delta Q_2 \\ \Delta Q_3 \\ \Delta Q_4 \\ \Delta perdas \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial P_2}{\partial V_3} & \frac{\partial P_2}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial P_3}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial P_4}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_2}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_3}{\partial V_4} & 0 \\ \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_2} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_3} & \frac{\partial Q_4}{\partial V_4} & 1 \\ \frac{\partial P_e}{\partial \theta_2} & \frac{\partial P_e}{\partial \theta_3} & \frac{\partial P_e}{\partial \theta_4} & \frac{\partial P_e}{\partial V_2} & \frac{\partial P_e}{\partial V_3} & \frac{\partial P_e}{\partial V_4} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta \theta_3 \\ \Delta \theta_4 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ \Delta V_4 \\ \Delta R \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

onde P_e é a equação da perda ativa, considerando todos os circuitos do sistema (equação (2.7)).

Como pode ser observado na equação (2.21), para o vetor coluna *gen* é atribuído o valor 1,0 na equação de potência reativa referente à barra 4. O valor 1,0 se deve ao fato de que existe apenas um gerador envolvido no redespacho. Se mais de um gerador participa do cálculo do redespacho o resultado da soma de todos os fatores de participação resulta em 1,0, pois este valor representa a porcentagem com que cada gerador contribui no redespacho. Note, no entanto, que esta observação se aplica porque a metodologia procura os melhores valores de redespacho de cada gerador na busca da solução. Se todos os elementos não nulos da coluna *gen* fossem ajustados para o valor unitário, a solução ainda seria encontrada, mas diferente da obtida aqui. Já o vetor linha *PD*, última linha da matriz *Jacobiana*, contém as derivadas parciais da equação de perda de potência ativa (P_e) de todos os circuitos do sistema em relação às variáveis de estado.

Como mencionado anteriormente, o valor de $\Delta perdas$ é dado pela diferença da perda local observada e a especificada. No entanto, se este valor de $\Delta perdas$ for grande (maior que 5% da perda da área de interesse) o método pode tender a altos valores de redespacho e, conseqüentemente, o fluxo de potência não encontra um ponto de operação válido.

Através de simulações se verificou que para resolver este problema é necessário atribuir pequenos valores para $\Delta perdas$. Um valor que implica em bons

resultados de convergência é o valor de 1% da perda atual. Este valor é monitorado a cada iteração, caso ele aumente ou até mesmo permaneça constante deve-se parar as iterações, pois esta, seguramente, é a máxima redução possível com os geradores selecionados.

Após definida a nova matriz *Jacobiana* (equação (2.21)), aplica-se o método de NR para resolver o fluxo de potência, agora com a restrição de perda de potência ativa do sistema nas equações de fluxo de potência. O novo ponto de operação do sistema, após o redespacho, é apresentado na Tabela 2.4. Ao final das iterações, as barras selecionadas para o redespacho são transformadas novamente em PV.

Tabela 2.4: Dados convergidos (depois do redespacho).

Barra	Tipo	Geração				Demanda		Shunt (Mvar)
		V (p.u.)	θ (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	V θ	1,0000	0°	186,79	140,1	50,00	30,99	9,00
2	PQ	0,9780	-0,93°	0	0	170,00	105,35	9,00
3	PQ	0,9661	-1,84°	0	0	200,00	123,94	10,25
4	PV	1,0125	1,64°	318,00	165,01	80,00	49,58	10,25

Como pode ser observado na Tabela 2.4, o nível de tensão da barra 4 sofreu uma redução, pois sua tensão não é mais controlada, assim como as tensões das barras 2 e 3. Agora a perda de potência ativa em todo o sistema é de 4,79 MW, o que equivale a uma redução de mais de 11% em relação à perda anterior.

Para este novo ponto de operação o redespacho de potência reativa na barra 4 foi de -84,77 Mvar. Consequentemente, ocorreu um aumento de 83,22 Mvar na barra 1. Isso mostra que além da redução de perda de potência ativa, também houve uma redução na potência reativa gerada pelos geradores do sistema.

2.3. Fluxo de Potência Ótimo (FPO)

Esta seção faz uma breve apresentação do problema de FPO, uma vez que este não é o foco do trabalho. A formulação matemática do FPO é apresentada no Apêndice B. Para esta dissertação foi utilizado um programa comercial de FPO para comparar os resultados com os obtidos através da metodologia apresentada na Seção 2.2. O

programa utilizado é o Flupot, desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica [47].

Problemas de otimização surgem sempre que há a necessidade de minimizar (ou maximizar) uma função objetivo, a qual depende de um conjunto de variáveis de decisão, enquanto satisfaz um conjunto de restrições. Estes problemas ocorrem com frequência em todas as áreas da ciência e da engenharia.

Uma das aplicações da otimização em sistemas de potência é o FPO, que foi proposto por Carpentier [48] no início da década de 60, a partir do problema de despacho econômico e definido logo depois como fluxo de potência ótimo [49]. Seu principal objetivo é ajustar os controles e determinar as condições operativas do sistema de potência que atenda a uma função objetivo.

Ao longo do processo iterativo as variáveis de controle mais sensíveis com relação à função objetivo são calculadas automaticamente para a minimização (ou maximização) da função objetivo. Diferentemente de um problema clássico de Fluxo de Potência, que necessita da especificação de algumas variáveis, como magnitude de tensão e potência ativa gerada nas barras de geração, o FPO trata estas variáveis como passíveis de ajustes.

A função objetivo do FPO pode representar vários critérios de desempenho de um sistema de potência. A escolha de cada um deles depende do objetivo final que se deseja obter com a solução do problema. As restrições podem ser: mínimo custo de geração de potência ativa ou reativa, mínimo desvio de uma distribuição de potência ativa pré-especificada, mínima perda de potência ativa, mínimo desvio de tensão de um valor pré-especificado, mínimo custo de corte de carga, máximo carregamento, máxima transferência de potência ativa entre áreas vizinhas, etc.

Existe uma vasta gama de aplicações do FPO em sistemas de potência. A referência [50], por exemplo, discute a determinação do mínimo corte de carga para restaurar uma condição operativa. A fim de obter bons resultados para sistemas de potência, o método em si, tem merecido uma atenção especial dos pesquisadores.

Nesse sentido, as referências [51, 52] apresentam um método de pontos interiores para o despacho ótimo de potência reativa, enquanto que [53] propôs

múltiplas correções de centralidade para o FPO, visando a um rápido processo de solução. O problema de acelerar o processo iterativo é também abordado em [54], onde é proposto o uso de processamento de vetor. Finalmente, [55], introduz um FPO paramétrico para acompanhar a trajetória da solução pelo método de NR. Isso é feito até que as condições de Karush-Kuhn-Tacker, apresentadas no Apêndice B, sejam satisfeitas.

CAPÍTULO 3

3. Índices de Sensibilidade

Este capítulo apresenta dois índices de sensibilidade empregados na identificação dos geradores que são mais indicados a participarem do redespacho de potência reativa com a finalidade de reduzir perdas ativa em uma área de interesse.

A análise de sensibilidade consiste no estudo do comportamento das variáveis dependentes com relação à variação das variáveis de controle e/ou parâmetros. As variáveis dependentes são compostas pelas incógnitas do problema do fluxo de potência e as dependentes funcionais pelos fluxos de potência nos ramos e injeções de potência reativa nas barras de geração. As variáveis de controle são constituídas, por exemplo, pelos módulos de tensões nodais nas barras de geração (PV). Os parâmetros podem ser as potências ativa e reativa nas barras de carga, por exemplo.

3.1. Vetor Tangente

Como já foi exposto na Seção 2.1.2., o vetor tangente fornece a sensibilidade das variáveis de estado em relação à variação de um parâmetro do sistema. O parâmetro adotado aqui é o redespacho de potência reativa nos geradores de forma a identificar qual deles é o mais indicado para a ação de controle.

Para calcular o vetor tangente considerando o redespacho como parâmetro, a equação (2.16) é reescrita como segue:

$$VT = J^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0.1 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

O vetor coluna do lado direito da equação (3.1) contém todos os elementos iguais a zero, exceto aquele que corresponde à equação de potência reativa do gerador que se deseja identificar sua influência nas variáveis de estado. Desta forma, a barra do gerador em análise deve ser transformada em uma barra PQ para introduzir a equação de potência reativa desta na matriz *Jacobiana*. O valor de 0,1 adotado na equação (3.1) representa o aumento de potência reativa na barra do gerador em análise. Este é um valor arbitrário, pois não importa o valor adotado, o fator de participação calculado para cada gerador não se altera. Isto acontece porque o método lineariza o sistema.

Tomando a derivada da equação de perdas de potência ativa, dada pela equação (2.7), em relação ao parâmetro escolhido λ , obtém-se:

$$\frac{dP_{Perdas}^{Sistema}}{d\lambda} = \sum_{k=1}^{nl} \left[\left(\frac{dV_{ik}}{d\lambda} V_{jk} + \frac{dV_{jk}}{d\lambda} V_{ik} \right) A + V_{ik} V_{jk} \frac{dA}{d\lambda} - 2G_k \left(\frac{dV_{ik}}{d\lambda} V_{ik} + \frac{dV_{jk}}{d\lambda} V_{jk} \right) \right] \quad (3.2)$$

onde $A = 2G_k \cos(\theta_{(ij)k})$ e $dA/d\lambda = -2G_k \sin(\theta_{(ij)k}) (d\theta_{ik}/d\lambda - d\theta_{jk}/d\lambda)$.

A equação (3.2) mostra como a perda de potência ativa varia em função da variação do parâmetro do sistema. Todas as suas derivadas parciais ($d\theta/d\lambda$ e $dV/d\lambda$) consistem de componentes conhecidos do vetor tangente a partir da equação (3.1). As outras variáveis (θ e V) são conhecidas da solução do fluxo de potência. Portanto, esse cálculo não é demorado.

Se a equação (3.2) for calculada, a variação da perda de potência ativa na área de interesse, em função do parâmetro λ (aumento da geração de potência reativa na barra "g"), é conhecida. Tomando todos os geradores do sistema, um por um, o cálculo das equações (3.1) e (3.2) indica os geradores cujo redespacho reduz de forma mais eficaz as perdas de potência ativa na área de interesse. Nota-se que o cálculo da equação (3.2) não é demorado. Isso ocorre porque a matriz *Jacobiana* já é conhecida e não há necessidade de calcular um novo ponto de operação. Assim, a metodologia aproveita a matriz *J* já fatorada.

O VT é um método aproximado (linearizado), pois quando se calcula a equação (3.1) ele só leva em consideração o aumento da potência reativa do gerador

em análise. Porém, quando se eleva a potência reativa de um gerador, existe uma interação com os outros geradores. Se um gerador aumenta, outros reduzirão suas gerações de potência reativa.

3.2. Sensibilidade da Variação de Perda pela Variação de Potência Reativa

A referência [56] emprega uma análise de sensibilidade para determinar a impedância de compensação de queda de tensão em controles conjuntos de tensão de usinas. Um dos índices determinados é quais usinas são mais influenciadas por variações de tensão no sistema de transmissão. Para isso é realizada a compensação de uma barra de carga e verificada a variação de potência reativa nos geradores. Uma análise semelhante a esta é empregada aqui. No entanto, a sensibilidade analisada é a variação da perda de potência ativa em relação à variação de potência reativa dos geradores. Assim, é possível determinar quais geradores têm maior influência nas perdas elétricas em cada circuito e conseqüentemente, no sistema.

A sensibilidade pode ser obtida através da equação (3.3):

$$S_{ki} = \Delta P_k / \Delta Q g_i \quad [\text{kW/Mvar}] \quad (3.3)$$

onde (ΔP_k) e $(\Delta Q g_i)$ está relacionado com a variação das perdas de potência ativa do k -ésimo circuito e com a variação do redespacho de potência reativa do i -ésimo gerador, respectivamente.

Para determinar os índices de sensibilidade da equação (3.3), a barra PV referente ao gerador i em análise é transformada em uma barra PQ, pois sua potência reativa é agora especificada. Posteriormente, considera-se um incremento em sua potência reativa $\Delta Q g_i$. Na sequência, é efetuado o cálculo do fluxo de potência e o valor de ΔP_k , para cada circuito k , é obtido pela diferença das perdas no circuito k do caso, considerando o redespacho $\Delta Q g_i$ e o caso base. Desta forma, é obtida a variação nas perdas elétricas para um pequeno incremento de potência reativa em um determinado gerador i . Finalmente, depois de efetuado o cálculo para um gerador, o caso base é restaurado e passa-se para outro gerador. Isso é feito para

todos os geradores do sistema.

3.2.1. Área de Influência

A potência reativa tem característica local, ou seja, ela não viaja grandes distâncias (distância elétrica). Então, quando um agente envolvido em uma transação precisa comprar suporte de potência reativa, não faz sentido comprar de um gerador eletricamente distante. Por esta razão é importante conhecer a área de influência de cada gerador do sistema nas perdas de potência ativa no sistema.

Com os índices de sensibilidade calculados através da equação (3.3), que representa a variação de perdas em relação ao redespacho de potência reativa, é possível determinar uma área de influência para cada gerador. Esta área de influência se refere aquela na qual o gerador contribui com a redução de perdas de potência ativa.

Para exemplificar esta análise de sensibilidade, é utilizado o sistema teste IEEE-14 barras da Figura 3.1. Neste teste foi considerada uma transação entre o gerador G2 e a barra 14, que consiste em um aumento de 0,5 p.u. da carga da barra 14 suprida pelo gerador G2.

A Tabela 3.1 representa a matriz de sensibilidade obtida com a equação (3.3) para o sistema em questão. Esta tabela mostra como o redespacho de potência reativa de cada gerador do sistema influencia na perda ativa de cada um dos circuitos da rede.

Tabela 3.1: Índices de sensibilidade.

Circuitos	Gerador 1 (kW/Mvar)	Gerador 2 (kW/Mvar)	Gerador 3 (kW/Mvar)	Gerador 6 (kW/Mvar)	Gerador 8 (kW/Mvar)
1 – 2	-0,0488	-2,4289	0,0612	-0,2197	-0,0960
1 – 5	0,0284	-0,5405	-0,4804	2,0093	0,2488
2 – 3	0,0050	-2,0079	2,2285	-1,5479	-0,8403
2 – 4	-0,0032	-3,1757	-0,2059	1,4943	3,4985
2 – 5	-0,0118	-3,2481	-0,1779	4,4943	1,2318
3 – 4	-0,0057	0,9460	-4,7249	1,9677	1,9070
4 – 5	-0,0032	-0,0503	-0,8066	-0,6900	0,5030
6 – 11	0,0014	-0,2280	-0,4171	3,2020	-3,1043
6 – 12	0,0002	-0,0358	-0,0650	-0,0532	-0,5026

nas perdas elétricas na área crítica.

A Tabela 3.2 mostra os índices de sensibilidades dos circuitos da área crítica e na última linha o índice total da área.

Tabela 3.2: Índices de sensibilidade da área crítica.

Circuitos	Gerador 1 (kW/Mvar)	Gerador 2 (kW/Mvar)	Gerador 3 (kW/Mvar)	Gerador 6 (kW/Mvar)	Gerador 8 (kW/Mvar)
6 – 12	0,0002	-0,0358	-0,0650	-0,0532	-0,5026
6 – 13	0,0013	-0,1992	-0,3601	0,2200	-2,7840
9 – 10	-0,0000	-0,0005	-0,0016	0,0585	0,0328
9 – 14	-0,0009	0,1144	0,1826	-8,8923	1,6065
12 – 13	0,0002	-0,0303	-0,0549	0,1707	-0,4226
13 – 14	0,0029	-0,4566	-0,8222	2,4637	-6,3240
$\sum S_{ki}$	0,0037	-0,6081	-1,1213	-6,0327	-8,3938

De acordo com a Tabela 3.2, para reduzir as perdas na área crítica, o gerador mais indicado ao redespacho é o gerador G8, pois apresenta o menor valor de sensibilidade (-8,3938). O gerador 6 apresenta resultado bem próximo ao G8. Isso é facilmente explicado, pois como abordado anteriormente, a potência reativa tem característica local, e estes dois geradores se encontram próximos à área de interesse. Portanto, são os que mais influenciam a área de estudo.

Por outro lado, os geradores G1, G2 e G3 pouco afetam a área de interesse. No caso de um deles efetuar o redespacho, os outros acabam absorvendo esta potência reativa. Também é importante observar, que o gerador 8 aumenta a perda no circuito 9-10 e 9-14, mas quando considerados todos os circuitos da área de interesse, há uma redução nas perdas de potência ativa.

3.2.2. Mercado de Potência Reativa

Recentemente, tem havido um interesse significativo na potência reativa como um dos vários serviços auxiliares necessários para garantir a confiabilidade e a segurança do sistema. Os operadores do sistema e os pesquisadores foram à procura de mecanismos adequados para a provisão de potência reativa no contexto da desregulamentação. No entanto, há várias questões relativas a políticas de provisão existente e os mecanismos de pagamento para os serviços de potência reativa, que

impedem o pleno desenvolvimento de um mercado competitivo.

A potência reativa não pode ser facilmente transportada por uma longa distância sem que uma grande diferença de tensão seja criada entre a fonte e o ponto de entrega, uma vez que há forte acoplamento entre o nível de tensão e a potência reativa. Então uma abordagem local pode simplificar a administração e a gestão do mercado de energia reativa pelo operador do sistema e definir os diferentes padrões do mercado de potência reativa de região para região.

Um ponto importante sobre a característica local da potência reativa é que pode implicar, em alguns momentos, em que apenas um gerador (ou alguns) forneça a energia reativa necessária, levando a um comportamento monopolista. Uma solução para este problema foi proposta por [16] e consiste em exigir lances de mais longo prazo do que nos mercados de potência ativa.

Tendo em mente o suporte de potência reativa como um serviço ancilar e focando na redução de perdas elétricas no sistema, é possível definir um mercado de potência reativa para cada consumidor. Então, se algum agente envolvido em uma transação prejudicar o sistema (aumentar as perdas) com a entrada de uma carga, por exemplo, e precisar comprar potência reativa, vai comprar daquele gerador que mais influencia positivamente, na solução do problema. Esta escolha é realizada com base nos índices de sensibilidade apresentados pela matriz de sensibilidade (Tabela 3.1). Na área crítica do sistema IEEE-14 barras, por exemplo, os consumidores que influenciarem esta área devem comprar potência reativa do gerador 6 e/ou 8 para reduzir as perdas na área.

CAPÍTULO 4

4. Resultados

O objetivo deste capítulo é validar as técnicas apresentadas nos Capítulos 2 e 3. Para isto, alguns sistemas são empregados com o objetivo de verificar os resultados. Para cada sistema é realizada uma análise de sensibilidade para verificar quais geradores são os mais indicados ao redespacho, como descrito na Seção 3.2. Então é efetuado o redespacho conforme a metodologia apresentada na Seção 2.2 para confirmar se os geradores são realmente os mais indicados ao redespacho. O fluxograma da Figura 4.1 mostra as etapas da metodologia apresentada neste trabalho. Um programa de fluxo de potência incorporando a metodologia foi desenvolvido em MatLab®. O resultado deste programa é comparado com o resultado do FPO. Como mencionando na Seção 2.3, o programa de FPO utilizado é o Flupot [47].

Os sistemas utilizados nas simulações foram:

- IEEE-14 Barras
- Equivalente de 65 barras do sistema SUL-SUDESTE brasileiro

Antes de aplicar a ferramenta proposta na Seção 2.2, é importante esclarecer que a redução das perdas de potência ativa no sistema, geralmente, vem acompanhada de uma redução na circulação de potência reativa na rede. No entanto, às vezes só se consegue esta redução com a violação de algum limite, como tensão ou geração de potência reativa. Neste caso, considera-se que não é possível reduzir as perdas, pois esta condição é inviável do ponto de vista prático.

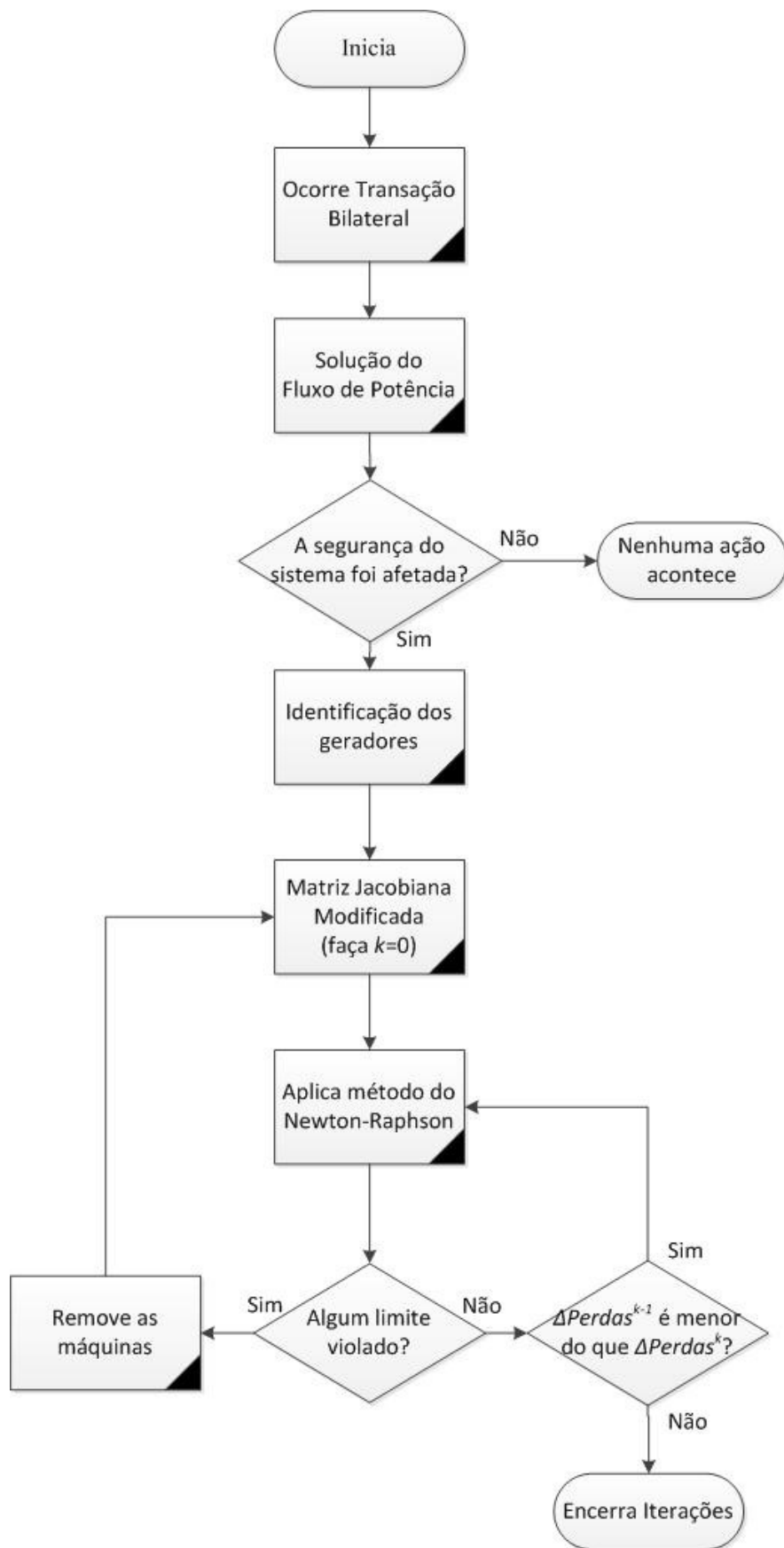


Figura 4.1: Fluxograma da Metodologia.

4.1. Sistema IEEE-14 barras

Com o objetivo de apresentar a proposta, os limites de potência reativa dos geradores e compensadores do sistema IEEE-14 barras foram relaxados. Devido ao fato das máquinas estarem operando, já no caso base, próximas de seus limites de geração de potência reativa, a consideração destes limites implicaria em uma impossibilidade de redução de perdas de potência ativa no sistema. No entanto, devido à facilidade de visualização de sua topologia, este sistema é mantido, permitindo uma melhor exploração das potencialidades da ferramenta proposta. Este é um sistema acadêmico bastante conhecido na literatura. Os dados de barras, com modificações, são mostrados na Tabela 4.1. Os dados de linhas estão no Apêndice C.

Tabela 4.1: Dados de barra do sistema IEEE-14 barras.

Barra	Tipo	Geração				Demanda		Shunt (Mvar)
		V (p.u.)	θ (graus)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	
1	V θ	1,060	0°	105,02	-16,90			
2	PV	1,045	-1,370	166,00	-34,87	21,7	12,7	
3	PV	1,010	-9,383		9,15	94,2	19,0	
4	PQ	1,042	-7,815			50,1	-3,9	
5	PQ	1,051	-6,672			7,6	1,6	
6	PV	1,070	-11,983		71,72	11,2	7,5	
7	PQ	1,050	-10,799					
8	PV	1,090	-10,799		24,82			
9	PQ	1,044	-12,402			29,5	16,6	19,0
10	PQ	1,040	-12,611			9,0	5,8	
11	PQ	1,051	-12,420			3,5	1,8	
12	PQ	1,054	-12,827			6,1	1,6	
13	PQ	1,049	-12,875			13,5	5,8	
14	PQ	1,027	-13,623			14,9	5,0	

4.1.1. Caso Base

Duas situações são apresentadas para o caso base do sistema IEEE-14 barras: primeiro a redução é efetuada na área crítica e depois considerando todo o sistema. Para cada situação é apresentado o resultado obtido com o FPO.

Inicialmente, é aplicada a metodologia apresentada na Seção 3.2 para obter

os índices de sensibilidade, que significam o quanto varia a perda de potência ativa de cada circuito ao efetuar o redespacho de $\Delta Qg_i = 0,05$ p.u. de potência reativa em cada gerador. Estes índices são empregados para identificar quais geradores são mais efetivos na redução das perdas de potência ativa. A Tabela 4.2 mostra os índices de sensibilidade para o caso base.

Tabela 4.2: Índices de sensibilidade para o caso base.

Circuitos	Gerador 1 (kW/Mvar)	Gerador 2 (kW/Mvar)	Gerador 3 (kW/Mvar)	Gerador 6 (kW/Mvar)	Gerador 8 (kW/Mvar)
1 – 2	4,0552	-1,8383	-0,0035	-0,1794	-0,0699
1 – 5	-2,0278	-0,0318	0,0084	2,3962	0,7843
2 – 3	-0,2226	-1,1542	1,6272	-1,0971	-0,6219
2 – 4	0,5017	-2,8374	0,9702	2,3846	3,8261
2 – 5	1,0746	-2,9422	0,6936	4,7625	1,8776
3 – 4	0,5467	1,3474	-6,7488	2,7347	2,7447
4 – 5	0,1785	-0,0382	-0,6716	-0,4552	0,3825
6 – 11	-0,0716	-0,1623	-0,2944	2,6429	-2,0830
6 – 12	-0,0096	-0,0213	-0,0382	0,1150	-0,2987
6 – 13	-0,0442	-0,0964	-0,1719	0,8807	-1,3280
9 – 10	0,0078	0,0160	0,0280	-0,1578	0,3068
9 – 14	0,0330	0,0655	0,1115	-1,1274	1,0506
10 – 11	-0,0406	-0,0938	-0,1712	1,6892	-1,1364
12 – 13	-0,0049	-0,0112	-0,0206	0,1643	-0,1520
13 – 14	-0,0558	-0,1244	-0,2238	1,9754	-1,5914

O valor de $\Delta Qg_i = 0,05$ p.u. adotado na identificação dos geradores quando efetuado o redespacho, se deve ao fato de o sistema elétrico ser não linear. Se um gerador reduz as perdas de potência ativa através de um redespacho de 0,05 p.u. não significa que ele vai obter melhores resultados redespachando 10 p.u. de potência reativa, por exemplo. Este é um detalhe importante, pois quando se usa o vetor tangente para identificação dos geradores, não importa o valor adotado no vetor coluna da equação (3.1). Como o vetor é obtido a partir do sistema linearizado, o indicativo de aumento ou diminuição da geração de potência reativa independe do valor de redespacho considerado na identificação. Isso, todavia, não acontece quando se aplica a metodologia da Seção 3.2, que, dependendo do valor de ΔQg_i considerado na identificação, um mesmo gerador pode ser apontado a diminuir ou aumentar sua potência reativa gerada. Suponha que para um redespacho de 0,05 p.u., a metodologia proposta neste trabalho identifique que um gerador k deve aumentar

sua geração de potência reativa para reduzir as perdas em uma determinada área. Ao se considerar um redespacho de 10 p.u., por exemplo, existe a possibilidade deste mesmo gerador k receber um comando de redução de geração. Pelo vetor tangente, todavia, o comando de aumento ou redução de geração é o mesmo, independente de se considerar 0,05 ou 10 p.u. de redespacho.

Área Crítica

Como mencionado na Seção 3.2.1, sabe-se que a barra crítica deste sistema é a barra 14, ou seja, é aquela que sofre a maior variação de tensão com o aumento da carga. Conhecendo a barra crítica é possível determinar a área ou região crítica como apresentado na Seção 1.2. Para este sistema, a área crítica é dada pelos circuitos 6-12, 6-13, 9-10, 9-14, 12-13 e 13-14. A perda de potência ativa nesta área é 496,78 kW.

Os índices de sensibilidade para a área crítica são dados pela soma de todos os fatores dos circuitos que compõem esta área. A partir dos dados da Tabela 4.2 os índices referentes a cada gerador são obtidos. A Tabela 4.3 mostra este resultado.

Tabela 4.3: Soma dos índices de sensibilidade da área crítica.

	Gerador 1 (kW/Mvar)	Gerador 2 (kW/Mvar)	Gerador 3 (kW/Mvar)	Gerador 6 (kW/Mvar)	Gerador 8 (kW/Mvar)
$\sum S_{ki}$	-0,0737	-0,1719	-0,3150	1,8503	-2,0127

De acordo com a Tabela 4.3, o gerador mais indicado ao redespacho é o gerador G8. Utilizando o VT na identificação dos geradores, ele apresenta a mesma sequência de redespacho, a Tabela 4.4 mostra o resultado do VT.

Tabela 4.4: Índices obtidos com o VT para área crítica.

	Gerador 1 (kW/Mvar)	Gerador 2 (kW/Mvar)	Gerador 3 (kW/Mvar)	Gerador 6 (kW/Mvar)	Gerador 8 (kW/Mvar)
$\sum S_{ki}$	-0,0070	-0,0159	-0,0302	0,3665	-0,2376

Aplicando a metodologia e considerando o redespacho do gerador G8, a nova perda de potência ativa é de 466,45 kW, o que equivale a uma redução de mais de 6,1% nas perdas de potência ativa nesta área. Para isso, o redespacho efetuado pelo

gerador G8 foi de 27,7 Mvar. Consequentemente, a geração de potência reativa dos outros geradores do sistema também se alterou.

A Tabela 4.5 mostra a nova configuração das potências reativas dos geradores.

Tabela 4.5: Novos valores de potências reativas geradas considerando G8

	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 6	Gerador 8
	(Mvar)	(Mvar)	(Mvar)	(Mvar)	(Mvar)
Q_g	-2,72	-42,18	4,60	61,34	52,67

Através desta tabela é possível verificar que houve um aumento de geração de potência reativa no sistema, o que causa um aumento da perda ativa se considerar todo o sistema elétrico. A redução na área crítica foi de 30,28 kW (6,1%), no entanto no sistema inteiro houve um aumento de 175,83 kW. Desta forma, se o objetivo fosse reduzir as perdas elétricas em todo o sistema, este gerador não seria indicado para o redespacho. Este aumento observado no sistema acontece devido à restrição na matriz *Jacobiana* de a perda de potência ativa ser apenas na área crítica, consequentemente, as perdas no restante do sistema não são consideradas. Então, este aumento observado no sistema não invalida a metodologia proposta, pois o redespacho efetuado com o gerador G8 tem o objetivo de reduzir as perdas apenas na área crítica, o que é realizado com sucesso.

Agora o redespacho é realizado considerando os geradores G3 e G8 com seus respectivos valores de sensibilidade. Quando se redespacha mais que um gerador, os valores da coluna *gen* são definidos de acordo com a seguinte equação:

$$\alpha_i = \frac{sg_i}{\sum_{k=1}^{ng} (sg_k)} \quad (4.1)$$

onde sg_i é o índice do gerador i obtido na Tabela 4.3 e ng é o número de geradores envolvidos no redespacho.

Considerando a equação (4.1), os valores da coluna *gen* dos geradores G3 e G8 são:

$$\alpha_3 = \frac{-0,3150}{-0,3150 - 2,0127} = 0,135$$

$$\alpha_8 = \frac{-2,0127}{-0,3150 - 2,0127} = 0,865$$

Depois de efetuado o redespacho com estes fatores, a redução da área crítica foi de 30,28 kW. No entanto, como no caso anterior, houve um aumento de 115,05 kW das perdas de potência ativa em todo o sistema. Este valor é menor do que o observado quando somente o gerador G8 é considerado no redespachado.

Para se obter um melhor resultado na área crítica e também no sistema inteiro é efetuado novamente o redespacho, agora considerando os geradores G2, G3 e G8. A redução na área crítica passa a ser de 30,32 kW (6,1%) e no sistema houve uma redução de 116,07 kW. O redespacho de cada gerador é proporcional ao seu fator de participação.

De acordo com os resultados apresentados anteriormente, a melhor configuração para o redespacho são os geradores G2, G3 e G8.

Para comparar os resultados anteriores com o FPO, os seguintes parâmetros foram considerados no Flupot [47]:

- Função objetivo: LOSS;
- Controles ativos: QGEN e VGEN;
- Área de monitoração: Área crítica;
- Área de controle: Todo o sistema.

A redução na área crítica efetuada com o FPO foi de 30 kW (6%), que é aproximadamente o mesmo valor encontrado com a metodologia apresentada, o valor menor encontrado pelo Flupot é justificado pela precisão que o programa representa as perdas. Analisando o sistema inteiro, mesmo sendo a área de monitoração a crítica, a redução obtida pelo FPO foi de 300 kW, maior que a obtida para o melhor caso anterior.

Sistema Completo

A perda ativa total no sistema é de 9,72 MW. O método é então empregado visando à redução de perda de potência ativa no sistema completo. Para isso são

somados todos os índices da Tabela 4.2 referentes a todos os circuitos do sistema. A Tabela 4.6 apresenta este resultado.

Tabela 4.6: Índices de sensibilidade considerando todo o sistema.

	Gerador 1 (kW/Mvar)	Gerador 2 (kW/Mvar)	Gerador 3 (kW/Mvar)	Gerador 6 (kW/Mvar)	Gerador 8 (kW/Mvar)
$\sum S_{ki}$	3,9205	-7,9227	-4,9049	16,7287	3,6912

De acordo com a Tabela 4.6, os melhores geradores para participarem do redespacho são G2 e G3. Já o VT mostra o G3 e o G8 como os mais indicados. Quando efetuado o redespacho como sugere o VT, não se consegue redução significativa nas perdas de potência ativa.

Efetuando o redespacho com o gerador G2, a redução obtida é de aproximadamente 2%. Porém, considerando os geradores G2 e G3, essa redução chega a 4,13%. A Tabela 4.7 mostra as potências reativas geradas no sistema quando o redespacho é efetuado com os geradores G2 e G3.

Tabela 4.7: Valores de potências reativas considerando G2 e G3.

	Gerador 1 (Mvar)	Gerador 2 (Mvar)	Gerador 3 (Mvar)	Gerador 6 (Mvar)	Gerador 8 (Mvar)
Q_g	-38,49	-6,13	27,00	63,60	20,55

Observando novamente a Tabela 4.6, verifica-se que os geradores G6 e G8 prejudicam o sistema com o aumento de sua potência reativa gerada. Então o redespacho pode ser efetuado com os geradores G2 e G3, mas desta vez considerando também os geradores G6 e G8. No entanto, os geradores G6 e G8 são forçados a diminuir suas potências reativas, para isso seus fatores de participação entram com valores trocados na coluna *gen* e na equação (2.20).

O resultado deste redespacho é uma redução de 5,23%, maior do que considerando apenas os geradores G2 e G3. Quando observada a potência reativa gerada no sistema (Tabela 4.8), verifica-se que houve uma redução de 28,09 Mvar em relação ao caso base da Tabela 4.1.

Tabela 4.8: Valores de potências reativas considerando G2, G3, G6 e G8.

	Gerador 1 (Mvar)	Gerador 2 (Mvar)	Gerador 3 (Mvar)	Gerador 6 (Mvar)	Gerador 8 (Mvar)
Q_g	-4,45	-6,25	26,88	34,20	16,52

A Tabela 4.9 mostra as tensões das barras do sistema após o redespacho. Mesmo com a redução de potência reativa no sistema, as tensões estão dentro de limites aceitáveis, ou seja, a potência reativa está sendo bem aproveitada pelo sistema.

Tabela 4.9: Tensões do sistema após o redespacho dos três geradores.

Barra	Tipo	V_(p.u.)
1	Vθ	1,060
2	PV	1,051
3	PV	1,023
4	PQ	1,031
5	PQ	1,038
6	PV	1,001
7	PQ	1,014
8	PV	1,042
9	PQ	1,001
10	PQ	0,994
11	PQ	0,994
12	PQ	0,990
13	PQ	0,983
14	PQ	0,974

Considerando todo o sistema como área de interesse, a minimização da perda de potência ativa obtida com o FPO é de 5,32%, valor este pouco maior do que o alcançado com o método apresentado (5,23%). Quanto à potência reativa, houve uma redução de 19,87 Mvar, menor que a obtida com o método proposto.

4.1.2. Caso Considerando uma Transação

A transação considerada é o aumento da carga da barra 14 em 0,5 p.u., o qual é suprido pelo gerador G2. Para esta transação os índices de sensibilidade são os mesmos apresentados na Tabela 3.1 da Seção 3.2.

Área Crítica

Para a área crítica, de acordo com a Tabela 3.2, os geradores mais indicados para o redespacho são G6 e G8. No entanto, o VT dá estes geradores como aqueles que mais prejudicam a área crítica, o que não é verdade, como mostra o redespacho.

Prosseguindo o redespacho com os geradores G6 e G8, a redução da perda

obtida é de 3,19%. O FPO consegue uma redução de 3,42%.

Para que possa haver uma redução maior das perdas na área crítica, os limites das tensões das barras dos geradores que participam do redespacho (G6 e G8) devem ser maiores. Isso também é observado com o FPO. Quando elevados os limites das tensões a redução obtida foi maior, mas a perda ativa total do sistema também aumentou.

Sistema Completo

Os índices de sensibilidade para o sistema completo obtidos da Tabela 3.1 são apresentados na Tabela 4.10 a seguir:

Tabela 4.10: Índices de sensibilidade considerando todo o sistema de 14 barras.

	Gerador 1 (kW/Mvar)	Gerador 2 (kW/Mvar)	Gerador 3 (kW/Mvar)	Gerador 6 (kW/Mvar)	Gerador 8 (kW/Mvar)
$\sum S_{ki}$	-0,0331	-11,4887	-5,9146	6,8809	-7,0261

Os geradores G1, G2, G3 foram selecionados para redespachar com suas respectivas contribuições, forçando apenas o gerador G6 a reduzir sua geração de potência reativa, uma vez que ele é o único que prejudica o sistema. O gerador G8 não é considerado no redespacho, pois quando considerado, o limite superior de sua tensão é violado na primeira iteração. A redução alcançada com esta configuração foi de 8,61% sem que os limites das tensões fossem violados. Com o FPO a minimização foi de 9,19%.

Quando utilizado o VT na identificação dos geradores, ele apontou o gerador G2 prejudicando o sistema, o que não é verdade, uma vez que este é o que mais ajuda na redução das perdas de potência ativa.

4.2. Equivalente de 65 barras do sistema SUL-SUDESTE brasileiro

O sistema 65 barras Sul/Sudeste é apresentado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, os dados de barras e de linhas são apresentados no Apêndice C. Para este

sistema é empregada a metodologia para redução de perdas de potência ativa na área crítica, na área sul e depois na área sudeste. Nas três situações é realizada uma comparação com o FPO.

O gerador da barra 301 está violando o limite inferior de geração de potência reativa no caso base. Então, nas simulações, esta barra foi transformada em PQ com a geração de potência reativa fixada no limite inferior. Também é importante ressaltar que quase todos os geradores do sistema estão absorvendo potência reativa. Isso acontece porque o sistema é composto basicamente por linhas de 500kV e há muita injeção de potência reativa no sistema por parte destas linhas.

Área Crítica

A barra crítica para este sistema é a barra 1504, definida como descrito na Seção 2.1.3. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** destaca a região crítica do sistema que foi considerada até o nível 3. Percebe-se que esta área é a mais distante das fontes de geração. A perda de potência ativa nesta área crítica para o caso base é 29,43 MW.

Os índices de sensibilidades para a área crítica deste sistema são apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11: Índices de sensibilidade da área crítica (sistema 65 barras).

Circuitos Geradores	101-102	101-103	102-1503	103-104	104-1503	$\sum S_{ki}$
	[kW/Mvar]					
800	-0,5059	-0,8434	-0,3938	-0,2607	-0,1383	-2,1421
18	-0,4691	-0,7593	-0,2551	-0,2138	-0,0689	-1,7662
20	-2,4096	-2,8738	-1,2584	-1,9535	-0,3037	-8,7989
48	-18,8264	-19,9094	-16,0007	-19,9428	-5,6215	-80,3008
300	-0,2576	-0,5246	-0,1456	-0,0287	-0,0431	-0,9996
302	-0,2197	-0,5131	-0,1275	0,0295	-0,0400	-0,8708
303	-0,3367	-0,6621	-0,1891	-0,0569	-0,0552	-1,2999
500	-0,5701	-0,8793	-0,3078	-0,2955	-0,0816	-2,1343
808	-0,2467	-0,5750	-0,1714	0,0200	-0,0599	-1,0331
810	-0,3416	-0,6732	-0,2528	-0,0828	-0,0886	-1,4390
904	-0,5018	-0,8391	-0,3903	-0,2562	-0,1370	-2,1245
915	-0,3970	-0,7306	-0,3003	-0,1428	-0,1054	-1,6761
919	-0,2840	-0,6136	-0,2033	-0,0204	-0,0712	-1,1924
925	-0,2587	-0,5874	-0,1816	0,0070	-0,0635	-1,0841

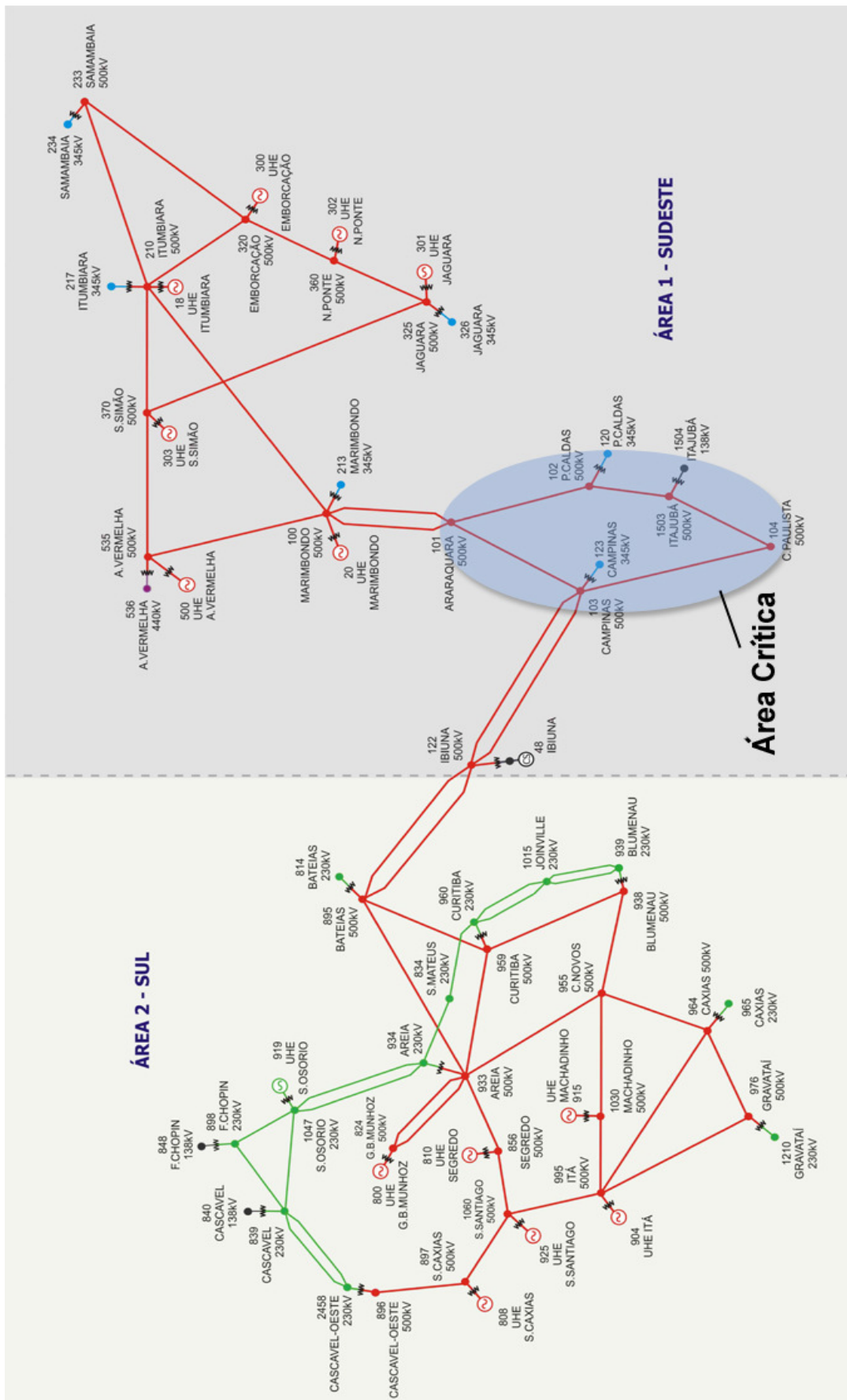


Figura 4.2: Sistema 65 barras Sul/Sudeste.

Analisando a Tabela 4.11, verifica-se que o gerador mais indicado para participar do redespacho é o gerador 48, seguido pelo gerador 20. Estes dois geradores são os mais próximos da área crítica, como pode ser observado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Isso reforça o que foi mencionado na Seção 3.2.2, sobre a característica local da potência reativa e do mercado de potência reativa.

Quando considerados os dois geradores no redespacho, não se consegue redução de perdas sem que a tensão da barra crítica exceda o limite de 1,1 p.u. O mesmo ocorre com a solução do FPO. Então, para que se torne possível uma comparação, o limite de tensão é considerado em 1,12 p.u. Desta forma, a redução alcançada pelo redespacho foi de 2%, enquanto o FPO obteve uma redução de 2,22%.

Área Sul

A perda de potência ativa nesta área é 199,27 MW. A Tabela 4.12 mostra os índices de sensibilidade para a área Sul do sistema 65 barras.

Tabela 4.12: Índices de sensibilidade da área Sul (sistema 65 barras).

Geradores	$\sum S_{ki}$ [kW/Mvar]
800	-24,8909
18	1,0642
20	-2,1030
48	-127,2855
300	1,3727
302	1,6509
303	1,6212
500	0,9759
808	-12,6004
810	-17,3836
904	-34,9357
915	-17,2068
919	-25,1329
925	-10,7903

No redespacho foram considerados os geradores 48, 800, 808, 810, 904, 915, 919 e 925 com seus respectivos índices de sensibilidade. Novamente, os geradores

mais indicados estão mais próximos da área de interesse, neste caso estão dentro da área de interesse. A minimização efetuada foi de 3,94% na área Sul, enquanto que o FPO conseguiu 4,48% de redução.

Área Sudeste

A perda de potência ativa na área Sudeste é 73,82MW. Para esta área os índices de sensibilidade são apresentados na Tabela 4.13. Como a área crítica está dentro da área sudeste, o gerador mais indicado ao redespacho é o mesmo observado para a área crítica.

Tabela 4.13: Índices de sensibilidade da área Sudeste (sistema 65 barras).

Geradores	$\sum S_{ki}$ [kW/Mvar]
800	-3,2524
18	-8,3589
20	-14,5356
48	-84,1218
300	-8,1484
302	-5,3066
303	-3,6519
500	-7,7194
808	-2,1243
810	-2,5372
904	-3,2345
915	-2,7783
919	-2,2863
925	-2,1762

Redespachando os geradores 48, 20, 18, 300, 500 e 302, a minimização efetuada na área Sudeste foi de 3,94%. Já com o FPO, houve uma redução de 4,43% nesta mesma área Sudeste.

Em todos os testes realizados, o redespacho dos geradores identificados pela análise de sensibilidade com o uso da matriz *Jacobiana* modificada do Fluxo de Potência, apresentou bons resultados comparado com os obtidos pelo FPO.

Verificou-se também que em algumas situações o redespacho, visando à redução em uma área de interesse, pode causar um aumento das perdas de potência ativa no restante do sistema. Isso acontece, assim como no FPO, porque a restrição

considerada não contempla a perda de potência ativa em todo o sistema, mas apenas na área de interesse.

Quanto ao método do VT, ele se mostra eficiente quando se deseja analisar qual gerador tem mais influência sobre a perda em um único circuito apenas. No entanto, quando se deseja analisar uma área com vários circuitos, o método não apresenta bons resultados. Um mesmo gerador pode reduzir a perda em um circuito, mas ao mesmo tempo aumentá-la em outro. O método aponta a direção correta (aumento ou redução de perda em um circuito), mas quantitativamente o valor nem sempre está correto. Então, às vezes, a soma de vários índices de uma área pode mostrar que aquele gerador aumenta as perdas na área, o que pode não acontecer realmente.

CAPÍTULO 5

5. Considerações Finais

5.1. Conclusões

Geralmente o problema de redução de perdas de potência ativa em sistemas de potência é abordado na literatura como um problema de otimização. No entanto, para grandes sistemas de potência, devido ao alto número de variáveis envolvidas, a solução do problema de otimização se torna bastante onerosa do ponto de vista computacional.

Sendo assim, esta dissertação apresenta um método bastante simples para identificação dos geradores mais propícios ao redespacho de potência reativa visando à redução de perda ativa no sistema. Mostra também a metodologia de redespacho de potência reativa através da incorporação de uma restrição na matriz *Jacobiana*. A restrição considerada é um montante de perda de potência ativa em uma área de interesse. O resultado desta metodologia é comparado com o resultado de um programa de Fluxo de Potência Ótimo (FPO).

Os resultados obtidos mostram que o redespacho de potência reativa em geradores pode proporcionar bons resultados na redução de perdas de potência ativa em uma área de interesse. Em comparação com um FPO, a abordagem proposta apresenta algumas vantagens, além de ser facilmente incorporada em qualquer programa de fluxo de potência, ela considera uma solução local, que não causa muitas mudanças no sistema inteiro, o que é preferível do ponto de vista operacional. Por outro lado, como pode ser observado nos resultados, o FPO consegue maior redução das perdas de potência ativa, uma vez que ele tem maior grau de liberdade e, conseqüentemente, pode alterar todo o sistema.

O que pode ser observado também nos resultados, e que reforça os vários trabalhos encontrados na literatura, é a característica local da potência reativa. Para

todas as situações apresentadas, os geradores mais próximos da área de interesse eram os que mais afetavam as perdas elétricas. No entanto, quando a área de interesse encontra-se longe dos geradores, a redução das perdas de potência ativa nesta área, geralmente, implica em um aumento nas perdas considerando o sistema inteiro. Este resultado leva à discussão sobre a definição de mercado local de potência reativa.

Para que possa haver uma redução nas perdas de potência ativa, considerando o redespacho de potência reativa, é fato a ocorrência da redução de potência reativa circulando na rede; o que nem sempre é possível devido à violação de alguns limites de tensão. Uma solução para este problema é a compensação local de potência reativa que também tem complicações técnicas e econômicas.

5.2. Trabalhos Futuros

Segundo a linha de pesquisa desenvolvida nesta dissertação e tendo em vista os resultados obtidos, ficam algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Verificar qual é o resultado e o impacto computacional de considerar a perda de potência ativa em cada circuito da área de interesse, como uma nova restrição no Fluxo de Potência. Neste caso, a dimensão da matriz *Jacobiana* dependerá do número de circuitos analisados.
- Como o sistema é não linear, é interessante depois de obtido uma solução com o redespacho, aplicar novamente a metodologia de identificação dos geradores, caso a partir do novo ponto de operação, algum gerador for indicado para reduzir as perdas de potência ativa, o redespacho é executado novamente considerando os novos geradores apontados na identificação.

Referências Bibliográficas

- 1 R. C. Leme, A. C. Zambroni de Souza, J. C. S. de Souza, and K. L. Lo, “*Charging Reactive Power Considering System Security Aspects*”, International Journal Of Electrical Power And Energy Systems, p. 203-4604, 2010.
- 2 M. J. Rider Flores, “*Metodologia de Análise para um Mercado Competitivo da Potência Reativa*”, Tese de D.Sc., UFMA, São Luís, 2002.
- 3 T. S. P. Fernandes, “*Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multi-Usuários*”, Tese de D.Sc., UFSC, Florianópolis, 2004.
- 4 K. L. Lo, Y. A. Alturki, “*Towards Reactive Power Markets. Part1: Reactive Power Allocation*”, IET Pro.-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 153, No. 1, January 2006.
- 5 D. A. Alves, and G. R. M. Costa, “*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 A. C. Zambroni de Souza, L. H. de Mello, Geraldo L. Torres, Germano L. Torres, “*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.
- 7 A. C. Zambroni de Souza, “*Tangent Vector Applied to Voltage Collapse and Loss Sensitivity Studies, Electrical Power Research*”, Electric Power Systems Research, Vol. 47, N. 1, pp.65-70, 1998.
- 8 A. C. Zambroni de Souza, C. A. Cañizares, and V. H. Quintana, “*New Techniques to Speed up Voltage Collapse Computations using Tangente Vectors*”, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 12, August 1997, pp. 1380-1387.
- 9 K. L. Lo, Y. A. Alturki, “*Towards Reactive Power Markets. Part2:*

- Differentiated Market Reactive Power Requirements*", IET Pro.-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 2, No. 4, July 2008, pp. 516-521.
- 10 K. L. Lo, Y. A. Al-Turki, "A new method for Real and Reactive power Loss Allocation in Bilateral Markets", IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 5-8 April 2004.
 - 11 A. C. Zambroni de Souza, M. Glavic, and F. Alvarado, "Continuation Power Flow With Overload and Redispatch", 32nd NAPS, Oct. 2000, Waterloo, Canada, pp. 1-26, vol. I.
 - 12 R. Deksnys, and R. Staniulis, "Pricing Of Reactive Power Service", 2007 Estonian Academy Publishers, Oil Shale, 2007, Vol. 24, No. 2 Special, pp. 363-376.
 - 13 Federal Energy Regulatory Commission, "Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption", Staff Report, Docket No. AD05-1-000, February 4, 2005.
 - 14 S. G. Seifossadat, M. Saniei, A. Raeszadeh, "Reactive Power Pricing in Competitive Electric Markets Using a Sequential Linear Programming with Considered Investment Cost of Capacitor Banks", International Journal of Innovations in Energy Systems and Power, Vol. 4, No. 1, April 2009, pp. 29-35.
 - 15 M. L. Baughman; S. N. Siddiqi, "Real-Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, February 1991, pp. 23-29.
 - 16 J. Barquin Gil, T. G. San Roman, J. J. Alba Rios, P. S. Martin, "Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 483-489.
 - 17 S. Hao; A. Papalexopoulos, "Reactive Power Pricing and Management", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 95-104.
 - 18 J. Zhong, E. Nobile, A. Bose, K. Bhattacharya, "Localized Reactive Power Markets Using the Concept of Voltage Control Areas", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 3, August 2004, pp. 1555-1561.

- 19 T. Plavsic, I. Kuzle, "Zonal Reactive Power Market Model Based On Optimal Voltage Scheduling", Africon 2007, September 2007.
- 20 T. Plavsic, I. Kuzle, "Two-stage optimization algorithm for short-term reactive power planning based on zonal approach", Electric Power Systems Research, Vol. 81, No. 4, April 2011, pp. 949-957.
- 21 I. El-Samahy, K. Bhattacharya, C. A. Cañizares, M. F. Anjos, and J. Pan, "A Procurement Market Model for Reactive Power Services Considering System Security", IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 23, No. 1, February 2008, pp. 137-149.
- 22 H. D. Chiang, A. Fluak, K. S. Shah, N. Balu, "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.
- 23 R. Seydel, "From Equilibrium to Chaos-Practical Bifurcation and Stability Analysis," Elsevier Science, North-Holland, 1988.
- 24 F. Alvarado, B. Borissov, L. D. Kirsch, "Reactive Power as an Identifiable Ancillary Service", Prepared for Transmission Administrator of Alberta, Ltd., March 18, 2003.
- 25 F. C. V. Malange, D. A. Alves, L. C. P. da Silva, C. A. Castro, and G. R. M. da Costa, "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.
- 26 M. H. Gomes, and J. T. Saraiva, "A Fuzzy Decision Model for the Active and Reactive Dispatch in Market Environment", 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm, Sweden - June 11-15, 2006.
- 27 M. Stojkov, K. Trupinic, D. Poletto, "Reduction of power and voltage losses in low voltage networks by reactive power compensating", 18th International Conference on Electricity Distribution, Turin - June 6-9 2005.
- 28 F. Alvarado, T. Overbye, P. Sauer, "Measuring Reactive Market Power," Proceedings of the IEEE Winter Meeting 1999", January 1999, New York.

- 29 Y. P. Molina, R. B. Prada, O. R. Saavedra, "Allocation of Transmission Loss Cost Using Game Theory", IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, 2007.
- 30 A. Kazemi, H. Andami, "A New Method for Transmission System Loss Allocation in Electric Power Markets", 4th International Conference on Electrical and Computer Engineering, Dhaka, 19-21 December 2006.
- 31 A. Parastar, A. Pirayesh, B. Mozafari, B. Khaki, R. Sirjani, A. Mehrtash, "A New Method for Power Loss Allocation by Modified Y-Bus Matrix", IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies, Singapore, 24-27 Nov. 2008.
- 32 M. H. Salar, M. R. Haghifam, "Transmission Loss Allocation in Power Systems Using Artificial Neural Network", IEEE International Conference on Power and Energy, Kuala Lumpur, Malaysia, 29 December 2010.
- 33 J. B. S. Nazaran and K. Selvi, "Reactive Power Loss Allocation Using Optimal Tracing Method", Second International conference on Computing, Communication and Networking Technologies, Karur, 29-31 July 2010.
- 34 A. Kazemi, H. Andami, "Multi-area Power System Loss Allocation Using Z-bus Method", First International Power and Energy Conference, Putrajaya, Malaysia. 28-29 November 2006.
- 35 C. A. Cañizares, and F. L. Alvarado, "Point of Collapse and continuation methods for large ac/dc systems", IEEE Trans. Power Systems, Vol. 8, No. 1, Feb. 1993, pp. 1-8.
- 36 A. Monticelli, "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", São Paulo, Editora Edgard Blücher, 1983.
- 37 T. T. Lopes, J. L. R. Pereira, V. M. da Costa, N. S. Gomes, "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.
- 38 P. Kundur, "Power System Stability and Control", Palo Alto - Mcgraw Hill, 1994.
- 39 A. C. Zambroni de Souza, B. I. L. Lopes, "On Multiple Tap-Blocking to Avoid

Voltage Collapse". Electric Power Systems Research, Vol. 67, No. 3, December 2003, pp. 225-231.

- 40 A. C. Zambroni de Souza, A. P. A. da Silva, J. L. A. Jardim, C. A. Silva Neto, G. L. Torres, C. Ferreira, and L. C. Araujo Ferreira, "A new contingency analysis approach for voltage collapse assessment". International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 25, No. 10, December 2003, pp. 781-785.
- 41 R. C. Leme, L. C. A. Ferreira, B. I. L. Lopes, A. C. Zambroni de Souza, "Using redispatch generators to reduce the standing phase angle during system restoration", IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 153, No. 5, September 2006.
- 42 R. C. Leme, "Aplicações da Incorporação de Redespacho no Jacobiano do Fluxo de Potência Durante o Método da Continuação", Tese de M.Sc., UNIFEI, Itajubá, 2005.
- 43 M. Glavic, F. L. Alvarado, "An extension of Newton–Raphson power flow problem", Applied Mathematics and Computation 186 (2007), pp. 1192–1204.
- 44 F. W. Mohn, and A. C. Zambroni de Souza, "Tracing PV and QV Curves with the Help of a CRIC Continuation Method", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, 2006, p.1104-1114.
- 45 A. C. Zambroni de Souza, R. C. Leme, L. F. B. Vasconcelos, B. I. L. Lopes, Y. C. da Silva Ribeiro, "Energy Function and Unstable Solutions by the Means of an Augmented Jacobian", Applied Mathematics and Computation, Vol. 206, No. 1, December 2008, pp. 154-163.
- 46 A. M. Variz, V. M. Costa, J. L. R. Pereira, N. Martins, "Improved representation of Control Adjustments into the Newton Raphson Power Flow", International Journal Of Electrical Power And Energy Systems, Vol. 25, No. 7, 2003, p. 501-513.
- 47 CEPEL. *Programa de Fluxo de Potência Ótimo – FLUPOT, V07.02.00 – Manual do Usuário*, Março de 2008.
- 48 J. L. CARPENTIER, "Contribution a l'etude du dispatching economique". Bull-Soc. Fr Elec., Ser. B3, 1962, pp. 431-447.

- 49 H.W. Dommel, and W.F. Tinney, “*Optimal power flow solutions*” IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, No. 87, 1968, pp. 1866-1876.
- 50 S. Granville, F. R. M. Alves, “*Active-Reactive Coupling in Optimal Reactive Dispatch: A Solution via Karush-Kuhn-Tucker Optimality Conditions*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, 1994.
- 51 S. Granville, J. C. Mello, and A. C. G. Melo, “*Application of interior-point methods to power flow unsolvability*”, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 11, No. 2, 1996, pp. 1096-1103.
- 52 J. L. M. Ramos, A. G. Exposito, V. H. Quintana, “*Transmission power loss reduction by interior-point methods: implementation issues and practical experience*”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution. Vol. 152, No. 1, January 2005, pp. 90-98.
- 53 G. L. Torres, and V. H. Quintana, “*An interior-point method for non-linear optimal power flow using voltage rectangular coordinates*”, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 13, No. 4, 1998, pp. 1211-1218.
- 54 E. D. Castronuovo, J. M. Campagnolo, R. Salgado, “*On the application of high performance computation techniques to non-linear interior-point methods*”, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 16, No. 3, 2001, pp. 325-331.
- 55 K. C. Almeida, F. D. Galliana, and S. L. Soares, “*A general parametric optimal power flow*”, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 9, No. 1, 1994, pp. 540-547.
- 56 R. J. G. Corrêa da Silva, “*Impedância de Compensação de Queda de Tensão em Controles Conjuntos de Tensão de Usinas – Uma Forma de Controle Secundário de Tensão Descentralizado*”, Tese de D.Sc., UNIFEI, Itajubá, 2007.

A. Método de Newton

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

Considere uma função unidimensional expressa pela equação (A.1). Deseja-se determinar o(s) valor(es) que anulam a função:

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

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 A.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.

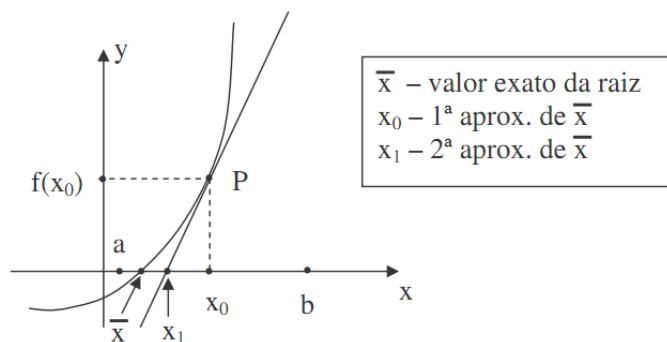


Figura A. 1: Interpretação gráfica do método de Newton.

A Figura A.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:

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

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

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:

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

Na equação (A.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 A.4, todos os termos são conhecidos, com exceção de Δx , determinado como:

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

E x_1 é obtido através de:

$$x_1 = x_0 + \Delta x \quad (A.6)$$

A equação (A.6) representa exatamente a metodologia empregada anteriormente com o auxílio do triângulo retângulo na Figura A.1. Assim, o procedimento do método de Newton 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 não atenda uma tolerância especificada), linearizar $f(x)$ através da Série de Taylor mostrada na equação (A.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.
5. Para sistemas maiores, a equação (A.7) apresenta a linearização das

equações, já desprezando os termos de alta ordem.

$$f_i(x_0 + \Delta x) = f_i(x_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f_i}{\partial x_2} \Delta x_2 + \cdots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n \quad (\text{A.7})$$

B. Fluxo de Potência Ótimo (FPO)

O FPO é formulado como um problema genérico de programação não-linear e é representado matematicamente por:

$$\begin{aligned} &\text{Minimize } f(x) \\ &\text{sujeito a } g_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, m1 \\ &\quad \quad \quad h_j(x) \geq 0, \quad j = 1, \dots, m2 \end{aligned} \quad (\text{B.1})$$

onde $f(x)$ é a função objetivo, $g_i(x) = 0$ e $h_j(x) \geq 0$ estão associados com as restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente.

As restrições de igualdade são representadas pelas equações não lineares do fluxo de potência correspondentes aos balanços de potência ativa e reativa em cada nó da rede, enquanto as restrições de desigualdade são as limitações impostas a uma variável. Estas restrições podem ser:

- Físicas: limites de geração de potência ativa e reativa, limites nos valores dos tapes dos transformadores, limites de transmissão de potência ativa e reativa nas linhas, etc.
- Operacionais: limites das magnitudes das tensões nos barramentos.

Os algoritmos para resolver (B.1) são formulados com o objetivo de encontrar um mínimo local possível de $f(x)$. Se a região viável é convexa e a função objetivo estritamente convexa, haverá apenas um mínimo. Como consequência, este mínimo local é também o global.

A função Lagrangeana associada ao problema é:

$$L(x, \lambda, \mu) = f(x) - \sum_{i=1}^{m1} \lambda_i g_i(x) - \sum_{j=1}^{m2} \mu_j h_j(x) \quad (\text{B.2})$$

onde f , g e h são funções reais com 1ª e 2ª derivadas contínuas; $m1$ e $m2$ são o número de restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente; x é um vetor de números reais, dimensão= N .

Um ponto estacionário do Lagrangeano é obtido pelas seguintes condições:

$$\nabla L(x^*, \lambda^*, \mu^*) = 0 \quad (\text{B.3a})$$

$$Z(x^*)^t H(x^*, \lambda^*, \mu^*) Z(x^*) = 0 \quad (\text{B.3b})$$

onde H é a matriz Hessiana (B.4) com relação a x em (x^*, λ^*, μ^*) , que leva em consideração apenas as restrições ativas em x^* .

$$H(x^*, \lambda^*, \mu^*) = \nabla^2 L(x^*, \lambda^*, \mu^*) \quad (\text{B.4})$$

Em (B.3b), $H(x^*, \lambda^*, \mu^*) = \nabla^2 L(x^*, \lambda^*, \mu^*) Z(x^*)$ é o conjunto de todos os vetores tangente à possível região x^* . Tal conjunto define um subespaço ortogonal ao Gradiente das restrições ativas em x^* (espaço nulo).

B.1. Condições de Karush-Kuhn-Tacker

As condições de otimalidade de *Karush-Kuhn-Tacker*, como elas são chamadas, são apresentadas a seguir.

As condições para uma situação ótima do ponto x^0, λ^0, μ^0 são

1. $\frac{\partial L}{\partial x_i}(x^0, \lambda^0, \mu^0) = 0$ para $i=1\dots N$
2. $g_i(x^0) = 0$ para $i=1\dots m_1$
3. $h_i(x^0) \leq 0$ para $i=1\dots m_2$
4. $\mu_i^0 h_i(x^0) = 0$
 $\mu_i^0 \geq 0$ para $i=1\dots m_2$

A primeira condição é o conjunto de família de derivadas parciais da função de Lagrange, que deve ser igual a zero na condição ótima. A segunda e terceira condições são apenas uma repetição das condições de restrição sobre o problema. A quarta condição fornece uma maneira matemática para lidar com o problema das restrições obrigatórias e não obrigatórias. Desde que o produto $\mu_i^0 h_i(x^0)$ seja igual a zero, ou μ_i^0 seja igual a zero ou $h_i(x^0)$ seja igual a zero, ou ambos sejam iguais a zero. Se μ_i^0 é igual a zero, $h_i(x^0)$ é livre e não obrigatória, se μ_i^0 é positivo, então $h_i(x^0)$ deve ser zero. Assim, tem-se uma indicação clara, se a restrição é obrigatória ou não, olhando para μ_i^0 .

C. Dados dos Sistemas Utilizados na Dissertação.

C.1. Sistema IEEE-14 Barras

As Tabelas C.1 e C.2 apresentam os dados de linhas e os dados de transformadores do sistema IEEE-14 barras, respectivamente.

Tabela C.1: Dados de linhas do sistema IEEE-14 barras.

LT	Área	Resistência (%)	Reatância (%)	Susceptância (Mvar)
1-2	1	1,938	5,917	5,28
1-5	1	5,403	22,304	4,92
2-3	1	4,699	19,797	4,38
2-5	1	5,695	17,388	3,4
2-4	1	5,811	17,632	3,74
3-4	1	6,701	17,103	3,46
4-5	1	1,335	4,211	1,28
6-13	2	6,615	13,027	
6-12	2	12,291	25,581	
6-11	1	9,498	19,89	
7-8	1		17,615	
7-9	1		11,001	
9-10	2	3,181	8,45	
9-14	2	12,711	27,038	
10-11	1	8,205	19,207	
12-13	2	22,092	19,988	
13-14	2	17,093	34,802	

Tabela C.2: Dados de transformadores do sistema IEEE-14 barras.

Transformador	Área	Resistência (%)	Reatância (%)	Tap
6-5	1		25,202	0,932
7-4	1		20,912	0,978
9-4	1		55,618	0,969

C.2. Equivalente de 65 barras do sistema SUL-SUDESTE brasileiro

A Tabela C.3 apresenta os dados de barras do Equivalente de 65 barras do sistema Sul-Sudeste brasileiro.

Tabela C.3: Dados de barras do equivalente 65 barras.

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo (graus)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qg Mim. (Mvar)	Qg Max. (Mvar)	PI (MW)	QI (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
18	PV	1,010	1,24	800	-294	-400	400				1
20	PV	1,020	-3,4	900	-257	-480	480				1
48	PV	1,000	-28	0	-714	-1080	1200				1
100	PQ	1,051	-8,5								1
101	PQ	1,073	-19								1
102	PQ	1,076	-29								1
103	PQ	1,059	-29								1
104	PQ	1,056	-38					1200	150		1
120	PQ	1,074	-30					70	10		1
122	PQ	1,051	-28					200	38		1
123	PQ	1,016	-34					440	160		1
210	PQ	1,035	-2,3								1
213	PQ	1,045	-9,4					75	25		1
217	PQ	1,031	-4,4					454	48		1
233	PQ	0,987	-11								1
234	PQ	0,966	-14					1000	350		1
300	PV	1,020	5,61	700	-121	-880	680				1
301	PQ	1,009	7,86	300	-140	0	0				1
302	PV	1,000	6,91	300	-178	-360	285				1
303	PV	1,020	-0,59	200	-282	-1200	840				1
320	PQ	1,034	1,74								1
325	PQ	1,049	3,58								1
326	PQ	1,046	2,94					114	24		1
360	PQ	1,036	3,7								1
370	PQ	1,040	-1,4								1
500	PV	1,020	-0,07	800	-48,7	-450	450				1
535	PQ	1,026	-3,7								1
536	PQ	0,996	-9,6					750	170		1
800	Swing	1,030	0	1064	-35,7	-800	800				2
808	PV	1,030	13,6	1150	26,08	-600	600				2
810	PV	1,040	6,31	1200	-131	-400	532				2
814	PQ	1,002	-25					735,4	191		2
824	PQ	1,065	-6,4								2
834	PQ	0,996	-17					13,4	4,2		2
839	PQ	1,005	4,06								2
840	PQ	0,954	1,9					159	36		2
848	PQ	0,968	4,69					94	18		2
856	PQ	1,060	-0,25								2

Tabela C.3: Dados de barras do equivalente 65 barras. (cont.)

Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo (graus)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qg Mím. (Mvar)	Qg Max. (Mvar)	PI (MW)	QI (Mvar)	Shunt (Mvar)	Área
895	PQ	1,067	-23								2
896	PQ	1,049	6,04								2
897	PQ	1,059	7,25								2
898	PQ	1,024	8,3								2
904	PV	1,040	-3,3	700	-293	-475	475				2
915	PV	1,040	2,49	600	-62	-516	465				2
919	PV	1,020	15,9	700	120,5	-148	220				2
925	PV	1,040	9,95	950	34,95	-440	420				2
933	PQ	1,066	-6,7								2
934	PQ	1,000	-6,9					237	59		2
938	PQ	1,076	-25								2
939	PQ	1,014	-27					1149	53,06		2
955	PQ	1,097	-13								2
959	PQ	1,061	-23							100	2
960	PQ	1,000	-25					844,7	469,1		2
964	PQ	1,085	-19								2
965	PQ	1,000	-22					755,6	56,24		2
976	PQ	1,063	-22								2
995	PQ	1,087	-8,8								2
1015	PQ	1,010	-27					70	2		2
1030	PQ	1,091	-10								2
1047	PQ	1,030	9,27								2
1060	PQ	1,068	2,33								2
1210	PQ	1,000	-24					1228	425		2
1503	PQ	1,063	-36								1
1504	PQ	1,104	-39					110	43		1
2458	PQ	1,005	3,83					403	126		2

As Tabelas C.4 e C.5 apresentam os dados de linhas e os dados de transformadores do equivalente 65 barras do sistema Sul-Sudeste brasileiro.

Tabela C.4: Dados de linhas do sistema equivalente 65 barras.

LT	Circuito	Resistência (%)	Reatância (%)	Área	Susceptância (Mvar)
100-101	1	0,172	2,72	1	231,4
100-101	2	0,171	2,7	1	230,2
100-210	1	0,209	2,935	1	254,6
100-535	1	0,153	2,4	1	203,8
101-102	1	0,156	2,46	1	208,5
101-103	1	0,152	2,39	1	202,6

Tabela C.4: Dados de linhas do sistema equivalente 65 barras. (cont.)

LT	Circuito	Resistência (%)	Reatância (%)	Área	Susceptância (Mvar)
102-1503	1	0,11	1,91	1	161,85
104-103	1	0,196	3,1	1	264,9
104-1503	1	0,05	0,82	1	69,36
122-103	1	0,105	1,619	1	136,35
122-103	2	0,105	1,619	1	136,35
210-370	1	0,147	2,32	1	196,6
233-210	1	0,28	3,99	1	355,36
233-320	1	0,27	3,87	1	344,03
320-210	1	0,125	1,937	1	149,96
320-360	1	0,082	1,256	1	98,99
325-360	1	0,1	1,519	1	119,67
325-370	1	0,28	4,84	1	419,5
370-535	1	0,0931	13,758	1	112,3
824-933	1	0,01	0,124	2	15,204
824-933	2	0,01	0,126	2	15,428
834-934	1	2,444	12,652	2	21,706
839-898	1	1,13	6,99	2	12,617
839-1047	1	1,22	7,69	2	13,81
839-2458	1	0,22	1,09	2	18,601
839-2458	2	0,17	1,03	2	20,537
856-933	1	0,052	0,654	2	80,493
856-1060	1	0,056	0,697	2	85,746
895-122	1	0,308	3,958	2	444,84
895-122	2	0,308	3,958	2	444,84
896-897	1	0,05	0,73	2	78,06
898-1047	1	0,15	0,89	2	16,317
933-895	1	0,2	2,55	2	312,72
933-955	1	0,162	2,048	2	250,17
933-959	1	0,2	2,69	2	336,4
934-1047	1	3,045	15,738	2	27,123
934-1047	2	3,041	15,718	2	27,089
938-955	1	0,2556	29,224	2	360,4
938-959	1	0,127	1,603	2	195,89
939-1015	1	1,271	6,562	2	11,305
939-1015	2	1,283	6,564	2	11,522
955-964	1	0,1877	23,467	2	287,24
959-895	1	0,05	0,44	2	47,58
960-834	1	2,21	11,475	2	19,687
960-1015	1	1,892	9,776	2	16,845
960-1015	2	1,895	9,704	2	17,029
964-976	1	0,0733	,9164	2	112,17

Tabela C.4: Dados de linhas do sistema equivalente 65 barras. (cont.)

LT	Circuito	Resistência (%)	Reatância (%)	Área	Susceptância (Mvar)
976-995	1	0,282	3,852	2	493,7
995-964	1	0,1643	30,339	2	354,88
995-1030	1	0,073	0,92	2	112,26
995-1060	1	0,172	2,17	2	265,16
1030-955	1	0,047	0,59	2	71,818
1060-897	1	0,076	1,171	2	124,58

Tabela C.5: Dados de transformadores do sistema equivalente 65 barras.

Transformador	Circuito	Área	Resistência (%)	Reatância (%)	Tap
100-20	1	1		10,533	1,0000
100-213	1	1		2,357	1,0000
102-120	1	1		2,403	1,0000
103-123	1	1		2,419	1,0000
122-48	1	1		0,71475	1,0000
210-18	1	1		0,8	1,0000
210-217	1	1		1,72	1,0000
210-217	2	1		1,72	1,0000
234-233	1	1		1,113	1,0000
234-233	2	1		1	1,0000
320-300	1	1		10,175	1,0000
325-301	1	1		26,325	1,0000
325-326	1	1		2,16	1,0000
325-326	2	1		2,16	1,0000
360-302	1	1		19,367	1,0000
370-303	1	1		0,705	1,0000
535-500	1	1		0,82	1,0000
536-535	2	1		1,42	1,0000
814-895	1	2	0,032	1,146	0,9500
814-895	2	2	0,03	11,651	0,9500
824-800	1	2		1,12	1,0240
839-840	1	2		6,64	1,0430
839-840	2	2		6,29	1,0430
839-840	3	2		6,7	1,0430
856-810	1	2		1,05	1,0000
897-808	1	2		1,02	1,0240
898-848	1	2		6,36	1,0430
934-933	1	2	0,031	1,207	0,9477
939-938	1	2	0,031	1,15	0,9450
939-938	2	2	0,032	1,163	0,9450

Tabela C.5: Dados de transformadores do sistema equivalente 65 barras. (cont.)

Transformador	Circuito	Área	Resistência (%)	Reatância (%)	Tap
939-938	3	2		1,277	0,9450
960-959	1	2	0,032	1,163	0,9676
960-959	2	2	0,031	1,166	0,9676
965-964	1	2	0,02	1,211	0,9260
965-964	2	2	0,02	1,233	0,9260
995-904	1	2	0,01233	15,383	1,0000
1030-915	1	2		4,131	1,0000
1047-919	1	2	0,02425	17,022	1,0250
1060-925	1	2	0,01133	1,515	1,0240
1210-976	1	2	0,03	1,219	0,9581
1210-976	2	2	0,039	1,138	0,9581
1210-976	3	2	0,036	1,217	0,9581
1503-1504	1	2		5,2	0,9450
2458-896	1	2		1,27	0,9739