Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

Cálculo da margem de segurança de estabilidade de tensão de sistemas de distribuição de energia elétrica

Autor: Cássio Hideki Fujisawa

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: **Energia Elétrica**.

Banca Examinadora

Prof. Dr. Alysson Machado Costa ..... ICMC/USP
Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Jr. ..... DSEE/FEEC/UNICAMP
Dr. Igor Kopcak ..... DSEE/FEEC/UNICAMP

Campinas, SP

Setembro /2008

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

F955c

Fujisawa, Cássio Hideki
Cálculo da margem de segurança de estabilidade de tensão de sistemas de distribuição de energia elétrica / Cássio Hideki Fujisawa. --Campinas, SP: [s.n.], 2008.

Orientador: Carlos Alberto de Castro Júnior.
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. I. Castro Júnior, Carlos Alberto de. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Titulo em Inglês: Computation of voltage stability margins of distribution systems
Palavras-chave em Inglês: Electric power distribution, Electric power system stability
Área de concentração: Energia Elétrica
Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica
Banca examinadora: Alysson Machado Costa, Igor Kopcak
Data da defesa: 26/09/2008
Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE MESTRADO

Candidato: Cássio Hideki Fujisawa

Data da Defesa: 26 de setembro de 2008

Título da Tese: "Cálculo da Margem de Segurança de Estabilidade de Tensão de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica"

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Júnior (Presidente): _____

Prof. Dr. Alysson Machado Costa: _____

Dr. Igor Kopcak: _____

Resumo

Neste trabalho de pesquisa propõe-se uma ferramenta flexível para o cálculo da margem de segurança de redes de distribuição de energia elétrica com relação à estabilidade de tensão. Esta margem de segurança está relacionada à distância (em termos da carga) entre o ponto de operação atual e o ponto de operação correspondente à máxima carga admissível. Esta ferramenta utiliza um fluxo de carga pelo método de Newton modificado e se presta também a avaliar certos impactos da inserção da geração distribuída sobre a operação da rede. A metodologia proposta mostra-se adequada inclusive em ambientes sujeitos a severas restrições de tempo computacional, como a operação em tempo real de sistemas elétricos de potência.

Palavras-chave: Sistemas de distribuição; estabilidade de tensão; máximo carregamento; operação de redes elétricas de potência; geração distribuída.

Abstract

A flexible tool for computing the voltage stability security margin of distribution systems is proposed in this research work. This security margin corresponds to the distance (in load parameter space) from the current operating point to the maximum loading point. This tool uses a modified Newton's load flow method and it is also useful for evaluating certain impacts of the insertion of distributed generation on the system operation. The proposed methodology has shown to be suited for environments subjected to severe computation time constraints, such as power systems real time operation.

Keywords: Distribution systems, voltage stability, maximum loading, electric power system operation, distributed generation.

À Ligia, Márcia, Katia e em memória ao meu pai Etsuo

Agradecimentos

A Deus em primeiro lugar e acima de tudo.

A minha família.

Ao professor doutor Carlos Alberto de Castro Junior e demais professores que sempre me auxiliaram na realização do meu mestrado.

Aos meus amigos da Unicamp, do Grupo de Oração Universitário e do ensino médio.

Esse trabalho foi desenvolvido com o apoio financeiro da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

Sumário

Lista de Figuras **ix**

Lista de Tabelas **xi**

1 Introdução **1**

2 Estabilidade de Tensão - Aspectos Básicos **5**

3 Cálculo do Máximo Carregamento de Redes de Distribuição **12**

3.1 Aspectos teóricos 12

3.2 Simulações e Resultados 17

4 Geração Distribuída **25**

4.1 Introdução 25

4.2 Geradores sem controle de tensão 26

4.3 Geradores com controle de tensão 29

5 Método Proposto **33**

5.1 Fluxo de Carga pelo Método de Newton utilizando Multiplicador Ótimo 33

5.2 Descrição do Método Proposto 37

5.3 Simulações 44

6 Perdas de Potência e Perfil de Tensão **50**

6.1 Descrição e testes 50

6.2 Alocação de Capacitores 59

7 Conclusões **70**

Referências bibliográficas **72**

A Rede de 6 barras **76**

Lista de Figuras

1.1 Rede elétrica de potência genérica. 1

1.2 Sistema de distribuição. 3

2.1 Ilustração do conceito de estabilidade. 6

2.2 Classes de estabilidade. 7

2.3 Interesse do projeto de pesquisa. 8

2.4 Queda monotônica de tensão. 8

2.5 Comportamento de diversos índices de estabilidade de tensão. 9

3.1 Rede radial de distribuição simples. 12

3.2 Rede de distribuição de quatro barras. 14

3.3 Rede equivalente de duas barras. 15

3.4 Evolução do cálculo de máximo carregamento. 17

3.5 Método da continuação para rede de 33 barras. 18

3.6 Método da continuação para rede de 70 barras. 19

3.7 Método da continuação para rede de 135 barras. 19

3.8 Método da continuação para rede de 202 barras. 20

3.9 Evolução do cálculo do máximo carregamento para rede de 33 barras. 21

3.10 Evolução do cálculo do máximo carregamento para rede de 70 barras. 21

3.11 Evolução do cálculo do máximo carregamento para rede de 135 barras. 22

3.12 Evolução do cálculo do máximo carregamento para rede de 202 barras. 22

5.1 Rede exemplo de duas barras e espaço de parâmetros. 37

5.2 Evolução dos carregamentos para a rede de 6 barras. 42

6.1 Perdas totais da potência ativa da rede de 33 barras. 52
6.2 Perfis de tensão da rede de 33 barras. 53
6.3 Perdas totais da potência ativa da rede de 70 barras. 54
6.4 Perfis de tensão da rede de 70 barras. 55
6.5 Perdas totais da potência ativa da rede de 135 barras. 56
6.6 Perfis de tensão da rede de 135 barras. 57
6.7 Perdas totais da potência ativa da rede de 202 barras. 58
6.8 Perfis de tensão da rede de 202 barras. 59
6.9 Perdas totais da potência ativa da rede de 33 barras com alocação de capacitores. 61
6.10 Perfis de tensão da rede de 33 barras com alocação de capacitores. 62
6.11 Perdas totais da potência ativa da rede de 70 barras com alocação de capacitores. 63
6.12 Perfis de tensão da rede de 70 barras com alocação de capacitores. 64
6.13 Perdas totais da potência ativa da rede de 135 barras com alocação de capacitores. 65
6.14 Perfis de tensão da rede de 135 barras com alocação de capacitores. 66
6.15 Perdas totais da potência ativa da rede de 202 barras com alocação de capacitores. 68
6.16 Perfis de tensão da rede de 202 barras com alocação de capacitores. 69

A.1 Diagrama Unifilar da Rede de 6 barras. 76

Lista de Tabelas

3.1 Fatores de máximo carregamento λ^* das quatro redes estudadas. 18
3.2 Fatores de carregamento e erros das redes de 33 e 70 barras. 23
3.3 Fatores de carregamento e erros das redes de 135 e 202 barras. 23

4.1 Evolução dos carregamentos para a rede de 33 barras com a inserção do gerador de 2MW. 27
4.2 Evolução dos carregamentos para a rede de 70 barras com a inserção do gerador de 1MW. 27
4.3 Evolução dos carregamentos para a rede de 135 barras com a inserção do gerador de 10MW. 28
4.4 Evolução dos carregamentos para a rede de 202 barras com a inserção do gerador de 14MW. 28
4.5 Evolução dos carregamentos para a rede de 33 barras com a inserção do gerador de 2MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -0,8MVAr à 1MVAr. 30
4.6 Evolução dos carregamentos para a rede de 70 barras com a inserção do gerador de 1MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -0,4MVAr e 0,5MVAr. 31
4.7 Evolução dos carregamentos para a rede de 135 barras com a inserção do gerador de 10MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -4MVAr e 5MVAr. 31

4.8 Evolução dos carregamentos para a rede de 202 barras com a inserção do gerador de 14MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -5,5MVAr e 6,8MVAr. 32

5.1 Dados da rede de 6 barras 39
5.2 Evolução da busca binária para rede de 6 barras 42
5.3 Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 33 barras com a inserção do gerador de 2MW e sem a inserção do mesmo. 45
5.4 Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 33 barras com a inserção do gerador de 2MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -0,8MVAr e 1MVAr. 45
5.5 Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 70 barras com a inserção do gerador de 1MW e sem a inserção do mesmo. 46
5.6 Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 70 barras com a inserção do gerador de 1MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -0,4MVAr e 0,5MVAr. 46
5.7 Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 135 barras com a inserção do gerador de 10MW e sem a inserção do mesmo. 47
5.8 Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 135 barras com a inserção do gerador de 10MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -4MVAr e 5MVAr. 48
5.9 Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 202 barras com a inserção do gerador de 14MW e sem a inserção do mesmo. 48
5.10 Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 202 barras com a inserção do gerador de 14MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -5,5MVAr e 6,8MVAr. 49

6.1 Valores dos Capacitores Shunt colocados nas barras da rede de 33 barras. 60
6.2 Valores dos Capacitores Shunt colocados nas barras da rede de 70 barras. 60
6.3 Valores dos Capacitores Shunt colocados nas barras da rede de 135 barras. . . . 65

6.4 Valores dos Capacitores Shunt colocados nas barras da rede de 202 barras. . . . 67

A.1 Dados da rede de 6 barras. 77

Capítulo 1

Introdução

A Figura 1.1 mostra a estrutura geral de uma rede elétrica de potência [1].

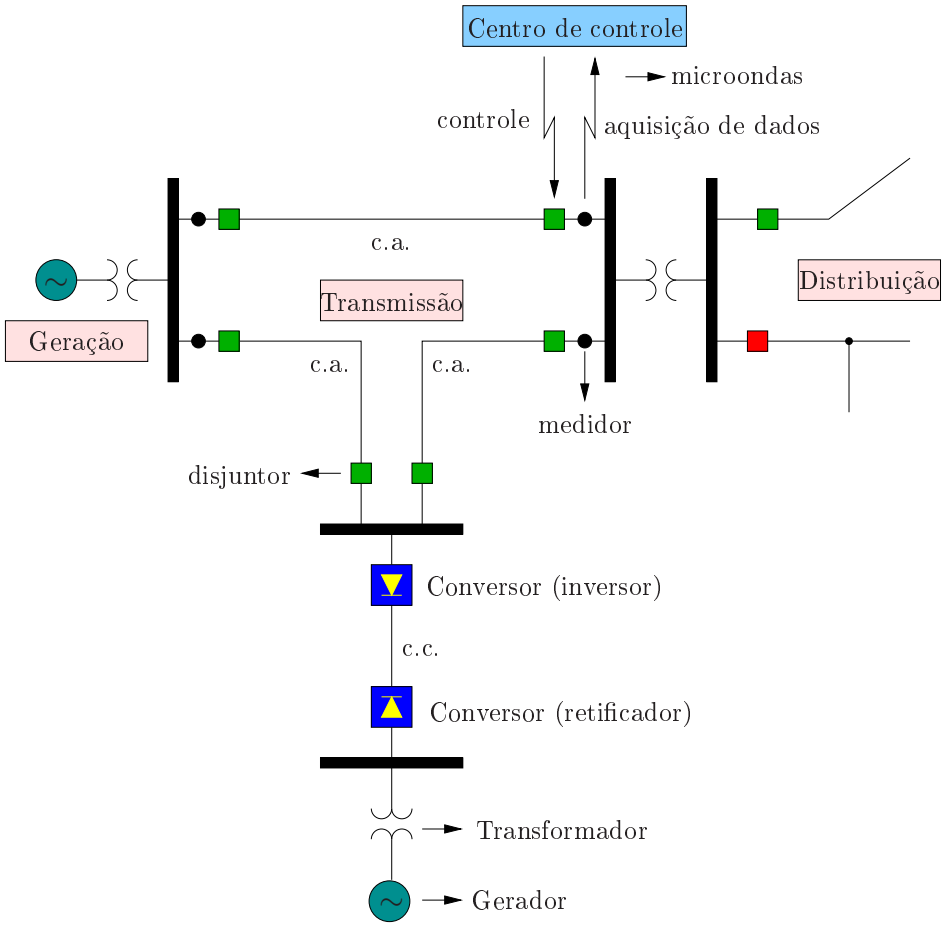


Figura 1.1: Rede elétrica de potência genérica.

Pode-se identificar os seguintes sistemas principais:

- **Sistema de geração**, composto pelas usinas. A energia elétrica é gerada a partir da conversão eletromecânica de energia. A fonte primária de energia pode ser a água, o carvão, o óleo, a fissão nuclear, o vento, etc. Em geral, a magnitude da tensão nos terminais dos geradores é em torno de 15kV. Com a finalidade de aumentar a eficiência da transmissão de energia até os pontos de consumo, as usinas dispõem também de uma subestação elevadora, em que a tensão de saída é maior que a tensão gerada, por exemplo igual a 500kV.

- **Sistema de transmissão**, composto basicamente por linhas de transmissão e transformadores reguladores, que conectam os pontos de geração aos pontos de consumo (cargas). Os sistemas de transmissão podem operar tanto em corrente alternada como em corrente contínua.

- **Sistema de distribuição**, composto por subestações abaixadoras e linhas de distribuição. A energia é entregue à subestação abaixadora em um nível de tensão alto (do sistema de transmissão). A tensão é abaixada para níveis na faixa de 11,9kV a 69kV (tensão primária) e a energia é levada aos pontos de consumo através dos alimentadores primários. Algumas cargas são alimentadas nesta faixa de tensão. Outras são alimentadas com tensões mais baixas, fornecidas por transformadores que abaixam a tensão primária para a tensão secundária na faixa de 220V a 440V.

- **Sistema de monitoramento e controle**, composto por equipamentos que realizam medições de grandezas apropriadas da rede e que enviam estas medidas a centros de controle via um sistema de comunicações, que operam mediante comandos remotos a partir do centro de controle, etc. O monitoramento e controle pode ocorrer em todos os níveis (geração, transmissão e distribuição).

Este trabalho trata especificamente dos sistemas de distribuição. A Figura 1.2 mostra um sistema de distribuição com mais detalhe. Considera-se o barramento de saída da subestação abaixadora como um nó elétrico de tensão controlada. Em geral, toma-se também este barramento como a referência angular do circuito. É neste barramento que é injetada a potência

necessária para o atendimento às cargas e o suprimento das perdas nos alimentadores. As linhas de distribuição em geral são chamadas de alimentadores, que podem ser do tipo *tronco* ou *ramais*. Na Figura 1.2 enfatizam-se os chamados *alimentadores primários*, que são aqueles que operam com tensões na faixa de 11,9kV a 69kV. A rede secundária, composta por transformadores abaixadores (tensão primária para tensões na faixa de 220V a 440V) e alimentadores secundários são representados por pontos de consumo de potência constante. Neste trabalho foca-se a rede primária, sendo adequada a representação da rede secundária simplesmente como pontos de consumo.

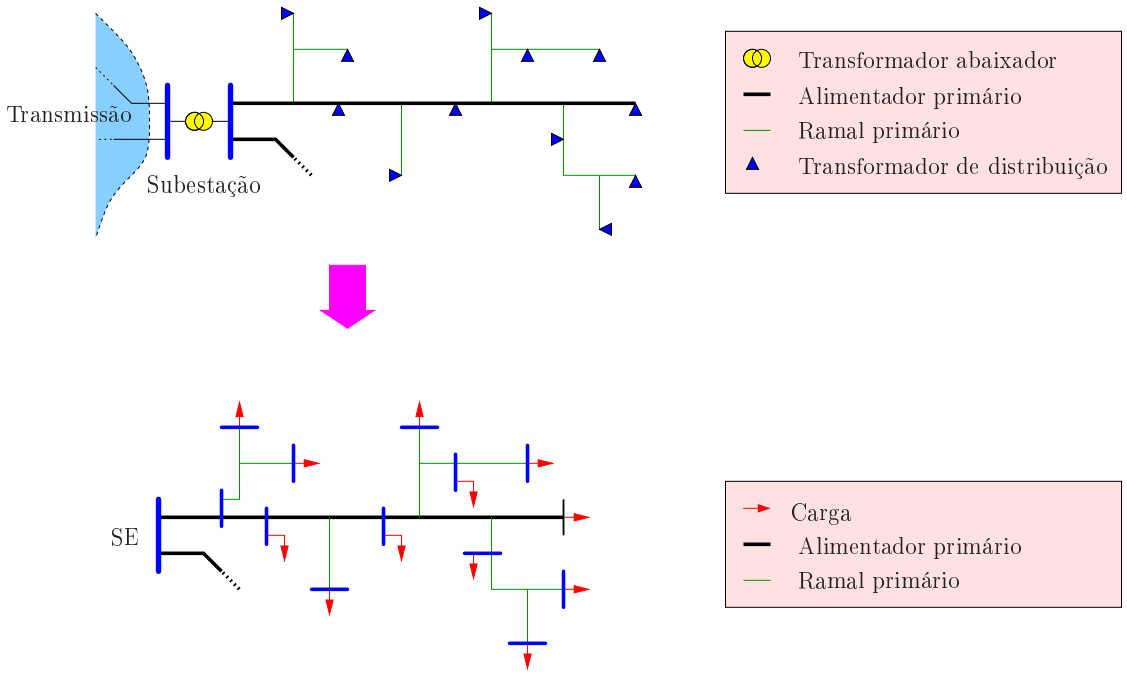


Figura 1.2: Sistema de distribuição.

Dentre todos os componentes de um sistema elétrico de potência, os sistemas de distribuição tradicionalmente têm sido considerados como os componentes menos glamourosos [2]. Na última metade do século XX, o projeto e a operação da geração e da transmissão de energia elétrica apresentaram muitos desafios para engenheiros e pesquisadores da área. As usinas tornaram-se cada vez maiores e as linhas de transmissão atravessam países formando enormes redes interligadas. A operação dessas grandes redes exigiu o desenvolvimento de novas técnicas de análise e de operação. Enquanto isso, os sistemas de distribuição continuaram a entregar

potência com pouco ou nenhum trabalho de análise. Sendo assim, os sistemas de distribuição eram normalmente superdimensionados.

Os tempos mudaram. Por um lado, o grande desenvolvimento da eletrônica e das tecnologias de telecomunicações trouxeram um grande avanço na área de automação dos sistemas de potência, e em particular dos sistemas de distribuição. Por outro lado, as redes de distribuição atuais são constantemente submetidas a aumentos contínuos da demanda de carga, fazendo com que o sistema de distribuição possa vir a operar em sua máxima capacidade [2–4]. Outro aspecto que contribui para essa mudança de paradigma na operação de redes de distribuição é a desregulamentação e consequente privatização das empresas de energia elétrica, e em particular das empresas de distribuição de energia elétrica. Tem havido uma mudança significativa dos objetivos no negócio da distribuição de energia elétrica, incluindo a manutenção dos padrões de qualidade com a maximização do uso e tempo de vida útil dos equipamentos através da melhora do monitoramento e técnicas de análise [5]. Com respeito a qualidade e a confiabilidade do sistema, 80% das interrupções do serviço de energia elétrica ao consumidor são provocadas por falhas na rede de distribuição [6].

Operar sistemas de potência mais próximos de suas máximas capacidades implica em aumento no risco de instabilidades, incluindo-se a instabilidade de tensão [7]. Atualmente, a maioria dos sistemas de distribuição opera com margens de segurança de estabilidade de tensão bastante confortáveis. No entanto, esta situação irá mudar com o aumento da demanda e do estresse dos equipamentos. Em certas áreas industriais constata-se a ocorrência de condições críticas de carregamento, em que o sistema de distribuição atinge situações de instabilidade de tensão. Casos têm sido relatados em que o colapso de tensão ocorre com freqüência e são necessárias compensações de potência reativa no sistema para evitá-lo [3]. A estabilidade de tensão de sistemas de distribuição é o tema central deste trabalho.

Capítulo 2

Estabilidade de Tensão - Aspectos Básicos

A estabilidade de sistemas de potência tem sido amplamente reconhecida como um dos problemas mais importantes relacionados com a operação segura de redes. Muitos blecautes ocorridos nos últimos 25 anos foram causados por instabilidades e são exemplos da importância deste assunto. O blecaute ocorrido no Brasil em 1999 [8], na costa nordeste dos EUA e Canadá em 14 de agosto de 2003 [9, 10], e os outros blecautes ocorridos na Europa logo em seguida são os mais recentes exemplos da dimensão e da gravidade das consequências de instabilidades em um sistema de potência. A *estabilidade* de um sistema de potência pode ser definida como sendo a habilidade do sistema de, a partir de uma determinada condição de operação inicial, atingir um outro ponto de equilíbrio após a ocorrência de um distúrbio, com a maioria de suas variáveis dentro de limites estabelecidos, de forma que o sistema permaneça intacto. A Figura 2.1 ilustra essa definição. Considere que um sistema esteja operando em um ponto de equilíbrio A. O distúrbio 1 leva o sistema a operar no ponto B, que corresponde a um ponto de operação estável, e o distúrbio 2 é suficientemente severo para levar o sistema à instabilidade.

Historicamente a instabilidade transitória (angular) foi o problema de instabilidade dominante para a maioria dos sistemas, e constituiu-se no principal tema de estudo das empresas de energia elétrica. Ao longo do tempo, observou-se o aumento da demanda dos sistemas de energia elétrica, o aumento das interconexões, a utilização de novas tecnologias e controles, a falta de investimentos na expansão e manutenção do setor, restrições ambientais e/ou econômicas para a expansão de redes, e a desregulamentação do setor elétrico. Devido a este último

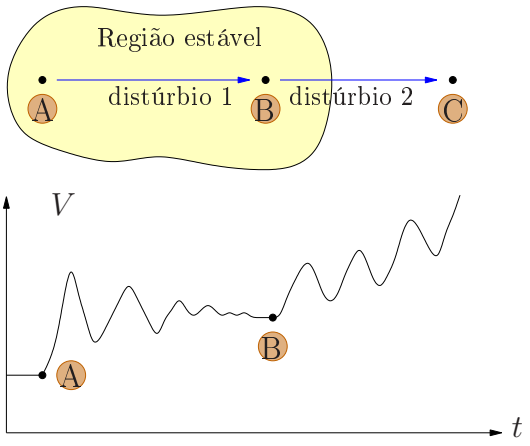


Figura 2.1: Ilustração do conceito de estabilidade.

fator, a malha de transmissão, interconectada e extremamente complexa, passou a ser utilizada de forma mais *estressada* criando dificuldades no monitoramento e controle devido à existência de contratos bilaterais entre geração e distribuição.

Os resultados foram: maiores dificuldades em atender as cargas, operação dos equipamentos próxima de seus limites de carregamento, sistemas mais estressados, e suscetibilidade a problemas de instabilidade: de tensão, de freqüência, e de ângulo. Por exemplo, o blecaute já citado de 14 de agosto de 2003 na costa nordeste dos EUA e Canadá foi tipicamente causado por instabilidade de tensão. A Figura 2.2 mostra uma classificação geral dos diversos tipos de problemas de estabilidade [11, 12].

Neste projeto de pesquisa, o interesse principal está na inclusão da análise de estabilidade de tensão como um item fundamental na análise de segurança, em especial na operação em tempo real e no planejamento da operação de sistemas de distribuição, como mostra a Figura 2.3.

Considere que um sistema elétrico de potência esteja operando em condições normais (equilíbrio estável). Considere também que em um determinado instante de tempo ocorra um aumento da demanda (pequena perturbação). O aumento da carga resulta no aumento das perdas de potência na transmissão, que por sua vez afetam as magnitudes das tensões e as aberturas angulares. Se houver reserva de reativos e capacidade de transmissão suficientes, o processo pode encontrar um novo ponto de equilíbrio estável, ou seja, um novo ponto de operação estável.

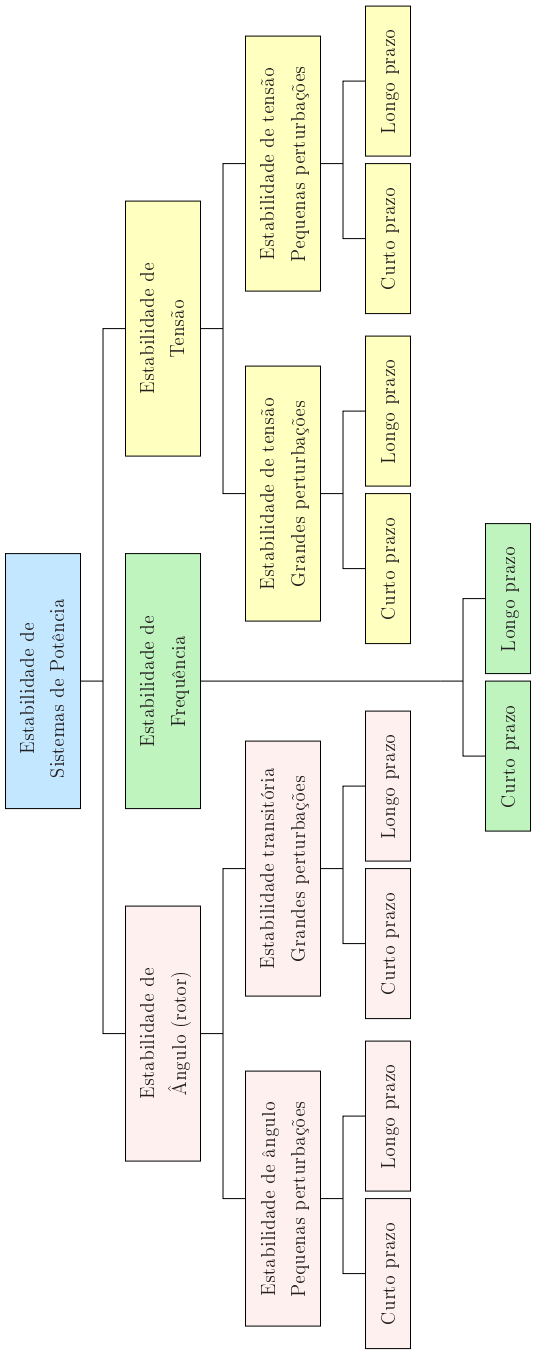


Figura 2.2: Classes de estabilidade.

Se não houver reserva de reativos ou capacidade de transmissão suficientes, o processo tende à instabilidade. Em geral, neste caso a tensão tenderá a cair de forma monotônica, como ilustra a Figura 2.4.

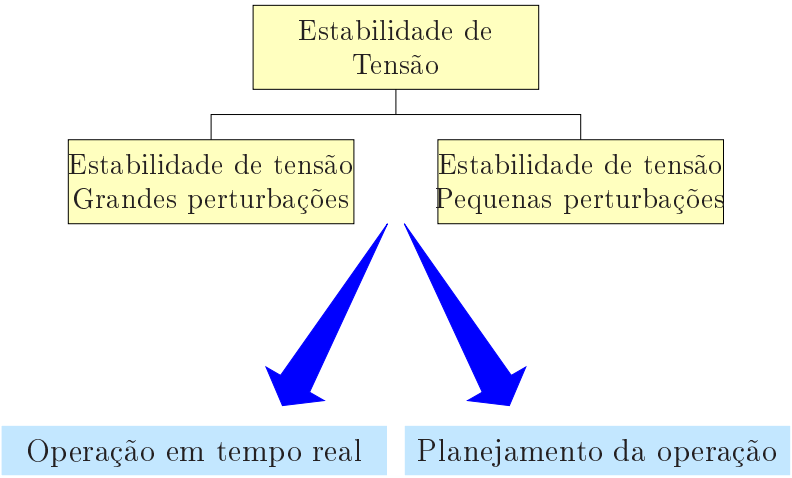


Figura 2.3: Interesse do projeto de pesquisa.

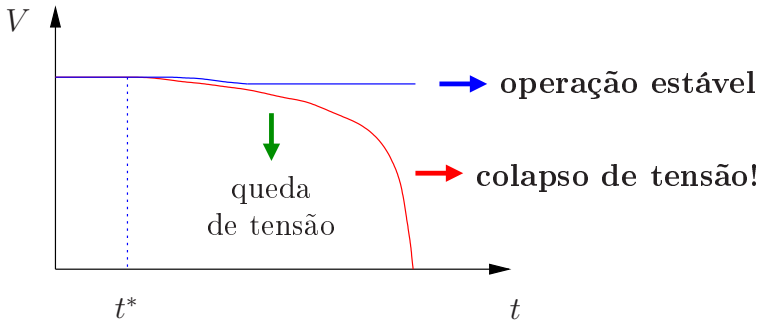


Figura 2.4: Queda monotônica de tensão.

A Figura 2.4 mostra claramente que os sistemas elétricos de potência são essencialmente *sistemas dinâmicos*, ou seja, os problemas de instabilidade de tensão tem características dinâmicas e métodos apropriados devem ser usados. No entanto, devido às características próprias do problema (variações lentas das tensões), *métodos estáticos* também são usados e na verdade oferecem uma série de vantagens relacionadas com a eficiência de cálculos e o fornecimento de importantes informações sobre o fenômeno em si [13]. A utilização de métodos estáticos é fundamental para a análise de estabilidade de tensão em ambientes em que há restrições rigorosas com relação a tempos computacionais, como por exemplo na *operação de redes em tempo real*.

A maioria dos métodos estáticos são baseados na análise da matriz Jacobiana do fluxo de carga. A proximidade à instabilidade de tensão e conseqüente colapso de tensão é avaliada

como a distância entre o ponto de operação corrente e aquele para o qual a *matriz Jacobiana torna-se singular* [14]. A *análise de estabilidade de tensão* é de fato um problema bastante complexo e que tem chamado a atenção dos pesquisadores nos últimos anos, principalmente em função de severos incidentes que levaram redes a blecautes [15]. O problema pode ser ilustrado de forma bastante simplificada com o auxílio da Figura 2.5.

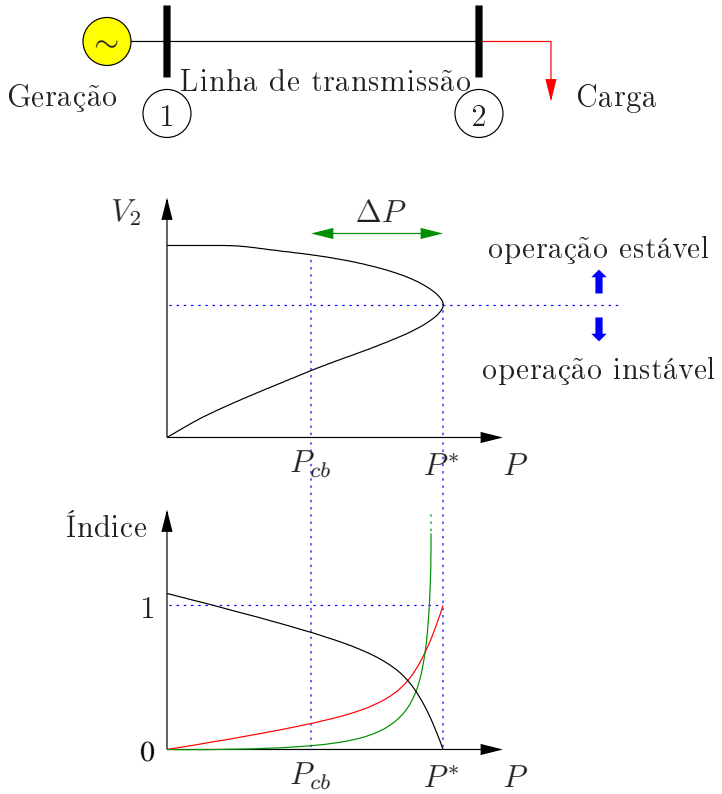


Figura 2.5: Comportamento de diversos índices de estabilidade de tensão.

A demanda no barramento de carga em um certo instante é $P = P_{cb}$ (cb significa *caso base*). A magnitude de tensão V_2 no barramento de carga será igual a um valor que depende da própria demanda e dos parâmetros da linha de transmissão. Conforme a carga varia, a magnitude de tensão também varia. Existe um valor de carga máxima que pode ser atendida, $P = P^*$. Neste ponto, a matriz Jacobiana referente às equações de fluxo de carga torna-se singular, considerando que a carga seja modelada como potência constante [16]. A chamada *margem de estabilidade*, ou *margem de segurança ao colapso de tensão* pode ser dada por:

$$\text{ME} = \Delta P = P^* - P_{cb}$$

ou, em termos percentuais por:

$$\text{ME} = \left(\frac{P^*}{P_{cb}} - 1\right) \cdot 100\%$$

Se uma carga maior que P^* for solicitada, a rede entrará em um modo de operação instável.

Uma estimativa da margem de segurança pode ser obtida de várias formas: fluxo de carga da continuação, métodos diretos, métodos baseados em sensibilidade, cálculo de índices de proximidade ao colapso de tensão, etc. No entanto, para certas aplicações não é necessário conhecer a margem de segurança, mas somente algum indicador da situação de operação da rede, que não precisa necessariamente ter algum significado físico. Há vários índices de estabilidade de tensão propostos na literatura [17, 18], em geral baseados no fato de que a matriz Jacobiana do fluxo de carga torna-se singular no ponto de máximo carregamento. A Figura 2.5 ilustra o comportamento de diversos índices de estabilidade que podem ser encontrados na literatura. Nota-se que alguns índices são limitados, tendendo para 1 ou para 0 quando o sistema aproxima-se do ponto de máximo carregamento. Outros índices podem ser ilimitados, por exemplo, tendendo a infinito no ponto de máximo carregamento.

Devido à natureza de obtenção dos índices de estabilidade, estes fornecem informações aproximadas sobre a situação de operação das redes com relação à estabilidade de tensão. No entanto, uma característica importante da maioria dos índices de estabilidade de tensão é a sua facilidade de cálculo. Assim, a eficiência computacional pode ser um fator importante em ambientes para os quais as restrições de tempo computacionais são severas como, por exemplo, na operação em tempo real.

Hoje, percebe-se claramente a necessidade da inclusão de aspectos da estabilidade de tensão na operação em tempo real e no planejamento da operação [19], em especial:

- No monitoramento da rede, a fim de fornecer, por exemplo, a margem de segurança da rede com relação à estabilidade de tensão;

- Na análise de contingências, a fim de determinar as contingências cujos impactos sobre a

margem de segurança da rede com relação à estabilidade de tensão são mais severos;

- Na análise preventiva/corretiva, a fim de possibilitar ações de controle rápidas e adequadas em situações em que a segurança da rede com relação à estabilidade de tensão se veja comprometida.

Este projeto de pesquisa está relacionado principalmente com o primeiro tópico particularmente no que se refere a redes de distribuição de energia elétrica.

Capítulo 3

Cálculo do Máximo Carregamento de Redes de Distribuição

3.1 Aspectos teóricos

Este projeto de pesquisa baseia-se fundamentalmente no método de cálculo da margem de segurança de sistemas de distribuição de energia elétrica com relação à estabilidade de tensão proposto em [20]. A idéia básica desse método é descrita a seguir.

Considere a rede radial simples mostrada na Figura 3.1, em que s é o barramento da subestação de distribuição, e é o barramento de carga, S_e, P_e e Q_e são respectivamente as potências complexa, ativa e reativa consumidas, $z\angle\phi = r + jx$ é a impedância série do ramo $s-e$ ($y\angle-\phi = g+jb$ é a admitância série do ramo), e $E_s = V_s\angle\theta_s$ e $E_e = V_e\angle\theta_e$ são as tensões nos barramentos.

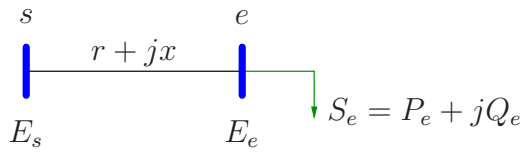


Figura 3.1: Rede radial de distribuição simples.

Desprezando as admitâncias *shunt* da linha, tem-se a corrente que circula pela linha como:

$$J = (y\angle - \phi)(E_s - E_e) \tag{3.1}$$

A partir de 3.1 tem-se a potência no barramento de carga:

$$\begin{aligned} S_e^* &= E_e^* J \\ &= E_e^* \left[y\angle - \phi \left(E_s - E_e \right) \right] \\ &= -yV_e^2\angle - \phi + yV_sV_e\angle(\theta_{se} - \phi) \end{aligned} \tag{3.2}$$

Desenvolvendo as equações de potência a partir de 3.2, tem-se:

$$\begin{aligned} P_e &= -yV_e^2 cos\phi + yV_sV_e cos(\theta_{se} - \phi) \\ Q_e &= -yV_e^2 sen\phi - yV_sV_e sen(\theta_{se} - \phi) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} -yV_sV_e cos(\theta_{se} - \phi) &= -gV_e^2 - P_e \\ -yV_sV_e sen(\theta_{se} - \phi) &= -bV_e^2 + Q_e \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} y^2V_s^2V_e^2 cos^2(\theta_{se} - \phi) &= g^2V_e^4 + P_e^2 + 2gP_eV_e^2 \\ y^2V_s^2V_e^2 sen^2(\theta_{se} - \phi) &= b^2V_e^4 + Q_e^2 - 2bQ_eV_e^2 \end{aligned} \tag{3.3}$$

$$y^2V_s^2V_e^2 = (g^2 + b^2)V_e^4 + 2(gP_e - bQ_e)V_e^2 + (P_e^2 + Q_e^2)$$

$$0 = (g^2 + b^2)V_e^4 + (2gP_e - 2bQ_e - y^2V_s^2)V_e^2 + (P_e^2 + Q_e^2)$$

Considerando as relações de impedância e admitância a seguir:

$$y = g + jb = \frac{r}{r^2 + x^2} + j\left(\frac{-x}{r^2 + x^2}\right) = \frac{r}{z^2} + j\left(\frac{-x}{z^2}\right) \tag{3.4}$$

A partir de 3.3 e 3.4 pode-se obter a magnitude de tensão no barramento de carga e através de:

$$V_e^4 - \left[V_s^2 - 2\left(rP_e + xQ_e\right)\right] V_e^2 + \left(r^2 + x^2\right)\left(P_e^2 + Q_e^2\right) = 0 \tag{3.5}$$

A equação (3.5) apresenta soluções reais se e somente se:

$$V_s^4 - 4V_s^2\left(rP_e + xQ_e\right) - 4\left(xP_e - rQ_e\right)^2 \geq 0 \tag{3.6}$$

Pode-se portanto definir o seguinte índice de estabilidade associado ao nó e:

$$SI_e = V_s^4 - 4V_s^2\left(rP_e + xQ_e\right) - 4\left(xP_e - rQ_e\right)^2 \tag{3.7}$$

O índice SI_e tenderá a zero no ponto de máximo carregamento. Considerando que um fator de carregamento λ seja multiplicado pela carga original S_e, ou seja, $S_e = \lambda\left(P_e + jQ_e\right)$ (a variação de carga ocorre com fator de potência constante), o fator de carregamento máximo λ^* (para $SI_e = 0$) será:

$$\lambda^* = V_s^2 \frac{\left\{-rP_e - xQ_e + \sqrt{\left[\left(r^2 + x^2\right)\left(P_e^2 + Q_e^2\right)\right]}\right\}}{\left[2\left(xP_e - rQ_e\right)^2\right]} \tag{3.8}$$

O ponto de máximo carregamento da rede simples de duas barras é calculado diretamente, isto é, sem a necessidade de um método iterativo, e essa equação só é válida para V_s (tensão do barramento da subestação) constante.

Em [20] este procedimento é generalizado para redes radiais de distribuição com vários barramentos.

Considere a rede de distribuição de quatro barras mostrada na Figura 3.2.

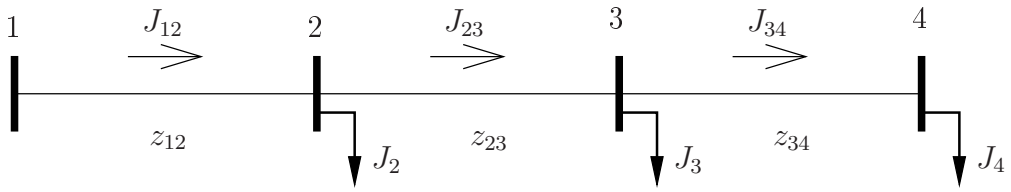


Figura 3.2: Rede de distribuição de quatro barras.

J_i são as correntes nodais, J_{km} são as correntes nos ramos e z_{km} são as impedâncias dos ramos.

Considere também a rede equivalente de duas barras da Figura 3.3, em que as barras 1 e 4 da rede original são mantidas.

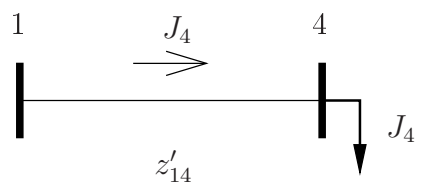


Figura 3.3: Rede equivalente de duas barras.

Os estados de operação das barras 1 e 4 serão idênticos para as duas redes se:

$$\begin{aligned} z'_{14} &= \frac{E_1}{J_4} - \frac{E_4}{J_4} \\ &= \frac{E_1}{J_4} - \left(\frac{E_3}{J_4} - \frac{z_{34}J_{34}}{J_4}\right) \\ &= \frac{E_1}{J_4} + \frac{z_{34}J_{34}}{J_4} - \left(\frac{E_2}{J_4} - \frac{z_{23}J_{23}}{J_4}\right) \\ &= \frac{E_1}{J_4} + \frac{z_{34}J_{34}}{J_4} + \frac{z_{23}J_{23}}{J_4} - \left(\frac{E_1}{J_4} - \frac{z_{12}J_{12}}{J_4}\right) \\ &= \frac{z_{12}J_{12}}{J_4} + \frac{z_{23}J_{23}}{J_4} + \frac{z_{34}J_{34}}{J_4} \end{aligned} \tag{3.9}$$

Para uma rede de distribuição radial genérica, a impedância equivalente Z_{o-k} entre a barra da subestação (o) e a barra (k) para a qual se deseja calcular o índice de estabilidade de tensão pode ser obtida através do mesmo procedimento que resultou em (3.9), valendo:

$$Z_{o-k} = R_{o-k} + jX_{o-k} = \sum_{i=o}^{l} \frac{Z_i J_i}{J_k} \tag{3.10}$$

em que l corresponde ao conjunto de ramos do caminho que liga a barra (o) à barra (k).

A somatória é calculada de todas as impedâncias dos ramos (Z_i) e suas respectivas correntes (J_i) partindo da subestação o até o nó k.

Para o cálculo dos índices de estabilidade utiliza-se a equação (3.7), substituindo r e x por R_{o-k} e X_{o-k}, respectivamente.

O nó com menor índice é utilizado para o cálculo de λ^*, pois esse nó é considerado o mais fraco da rede, e assim, calculando-se o máximo carregamento para ele ter-se-á o máximo carregamento de toda rede.

Como a impedância equivalente depende do ponto de operação da rede, o procedimento de cálculo do ponto de máximo carregamento, e consequentemente da margem de segurança da rede, é iterativo. Além disso, têm-se as aproximações do cálculo da rede equivalente, que torna o cáclulo do ponto de máximo carregamento impreciso e dessa forma justifica-se a utilização desse processo iterativo. O método é descrito a seguir:

(a) Inicializar o contador de iteração $\zeta = 0$;

(b) Calcular o fluxo de carga do caso base e obter os dados do estado de operação da rede;

(c) Calcular o índice SI_e para todas as barras de carga através de (3.7);

(d) Obter a rede equivalente de duas barras contendo a barra da subestação e a barra mais fraca (com menor SI_e);

(e) Calcular λ^* através de (3.8);

(f) Modificar o carregamento da rede utilizando o fator de carregamento λ^*, fazer $\zeta = \zeta + 1$ e calcular o fluxo de carga, obtendo os dados do estado de operação da rede;

(g) Executar os passos de **(c)** a **(f)** até o máximo carregamento ser atingido, de acordo com o critério de parada definido.

Afirma-se em [20] que o ponto de máximo carregamento é atingido com boa precisão após algumas poucas iterações. A Figura 3.4 mostra, de forma geral, a evolução da estimativa do máximo carregamento pelo método proposto em [20].

Em [20] menciona-se que o cálculo do ponto de máximo carregamento é aproximado, devido à não-linearidade do modelo da rede de distribuição. Nota-se que, durante o processo iterativo, os carregamentos obtidos são sempre menores que λ^*, mas não se pode garantir que isso seja sempre assim. Na ocorrência de carregamentos maiores que λ^* durante o processo iterativo poder-se-ia ter a divergência do cálculo de fluxo de carga. Métodos aproximados podem ser excelentes alternativas, especialmente quando se tem a necessidade de realizar análises em intervalos de tempo reduzidos. No entanto, deve-se verificar cuidadosamente quais são as possíveis conseqüências das aproximações realizadas. Caso essas situações de divergência de

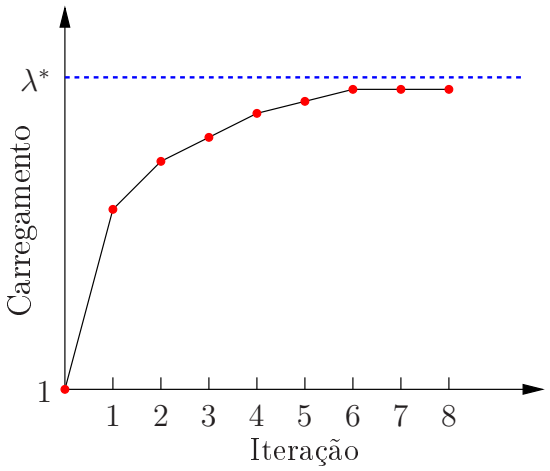


Figura 3.4: Evolução do cálculo de máximo carregamento.

fato ocorram durante o processo iterativo, deve-se procurar resolver o problema utilizando técnicas apropriadas que mantenham a eficiência global do processo de cálculo.

A inserção de geração distribuída tem aumentado significativamente [21]. Para sistemas de distribuição com geradores com tensão controlada, o método proposto em [20] pode resultar em cálculos de carregamento maiores que λ^*, resultando na divergência do cálculo de fluxo de carga. Isto não é levado em conta em [20] e será melhor estudado para se ter uma solução a esse problema.

3.2 Simulações e Resultados

Para a realização das simulações necessárias deste trabalho foi utilizado um programa de fluxo de carga baseado no método de Newton [22, 23] e executado com o software Matlab®.

As redes radiais utilizadas foram de 33, 70, 135 e 202 barras. Os dados das duas primeiras redes podem ser encontrados em [3] e [4]. As duas últimas são redes reais de distribuição brasileiras [1, 24].

A obtenção do valor de referência do máximo carregamento é feita de dois modos. O primeiro, através do método de Newton com aumento gradativo de carregamento com fator de potência constante até se encontrar o último ponto em que há convergência na precisão desejada. O segundo, através do método da continuação do software PSAT [25–27].

Nas Figuras 3.5 a 3.8 são mostrados os gráficos obtidos pelo método da continuação para as quatro redes citadas.

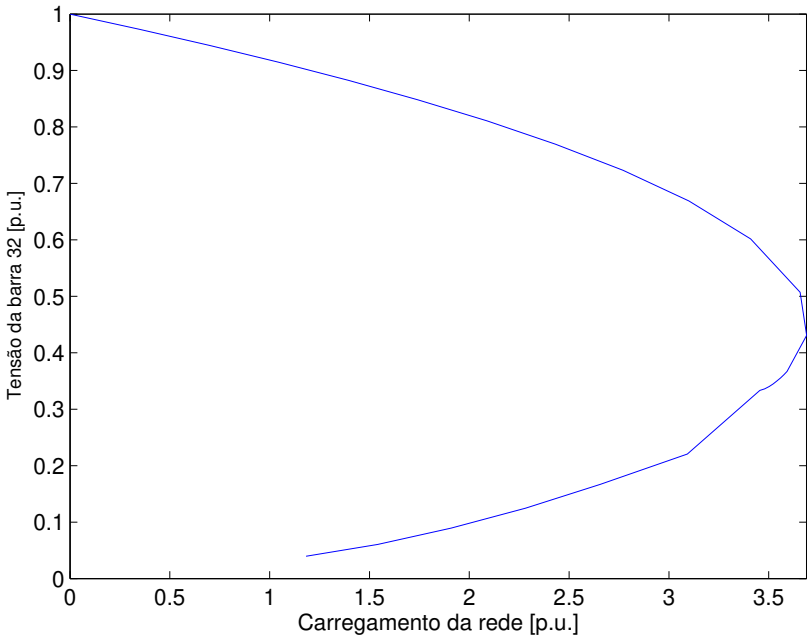


Figura 3.5: Método da continuação para rede de 33 barras.

A partir do método da continuação e do cálculo de fluxo de carga tem-se a Tabela 3.1 com os valores de máximo carregamento para as quatro redes.

Tabela 3.1: Fatores de máximo carregamento λ^* das quatro redes estudadas.

	λ^* das Redes Estudadas			
	33 barras	70 barras	135 barras	202 barras
Método da Continuação	368,97%	615,18%	368,49%	631,67%
Fluxo de Carga convencional	370,77%	620,02%	370,01%	632,72%

Os valores de λ^* são dados em porcentagem, ou seja, $\lambda^* \times 100\%$.

A diferença dos valores de máximo carregamento entre os dois métodos pode ser justificada pela diferença do próprio cálculo de cada um. É escolhido o método convencional de fluxo de carga para ser a referência de valor de máximo carregamento, pois esse método convencional servirá de base para a implementação de outros métodos ou será modificado quando necessário, sendo essa escolha importante para uma melhor comparação dos métodos estudado e proposto com o valor de referência.

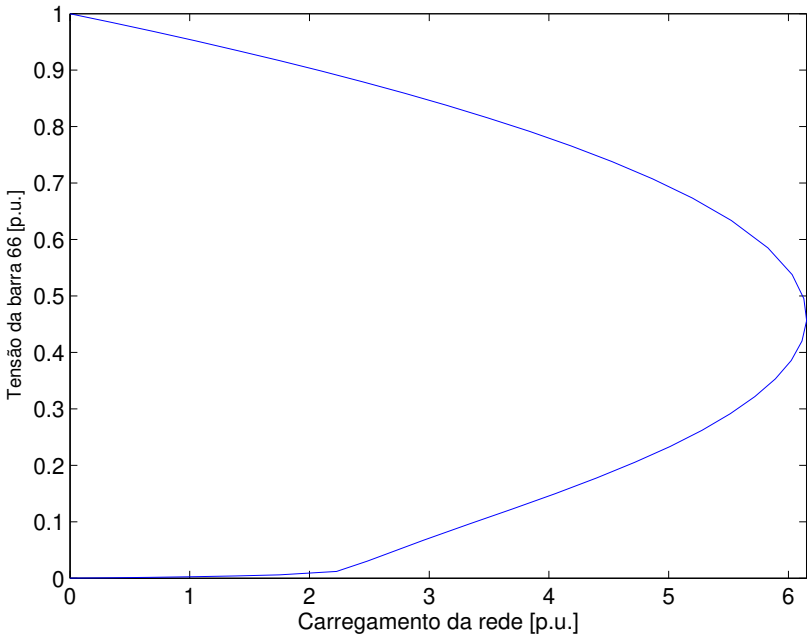


Figura 3.6: Método da continuação para rede de 70 barras.

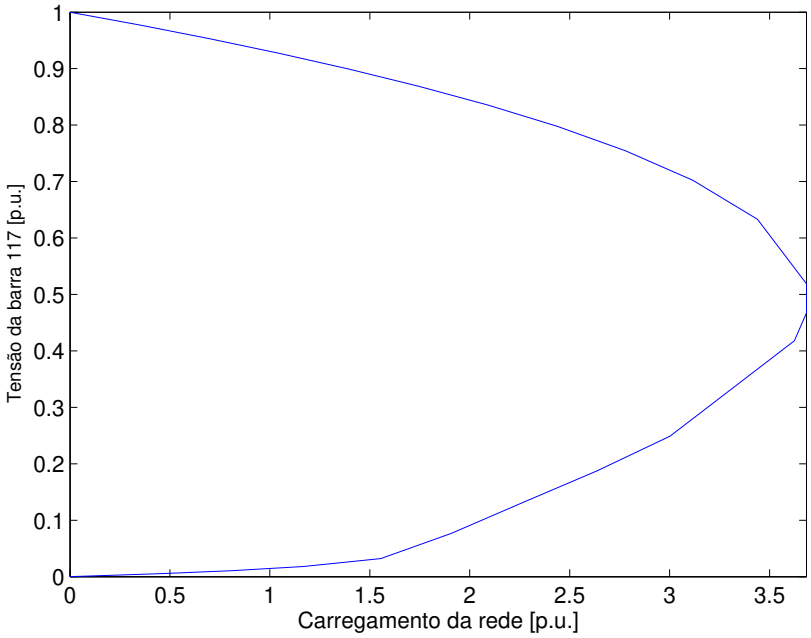


Figura 3.7: Método da continuação para rede de 135 barras.

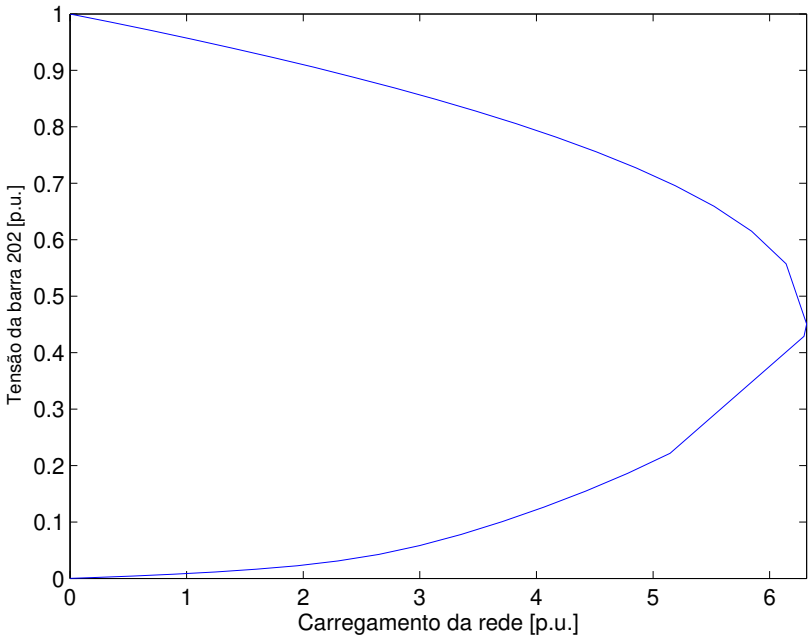


Figura 3.8: Método da continuação para rede de 202 barras.

Nas Figuras 3.9 a 3.12 são mostradas as evoluções do cálculo de máximo carregamento por iteração segundo o método proposto em [20] e também o valor de referência do máximo carregamento obtido pelo último ponto convergido no método de Newton para as redes estudadas.

Nas Tabelas 3.2 e 3.3 são apresentados com mais detalhes os valores calculados para o máximo carregamento em cada iteração e seus respectivos erros conforme a equação a seguir:

$$ERRO = \frac{\lambda - \lambda^*}{\lambda^*} \tag{3.11}$$

sendo λ o fator de carregamento calculado pelo método proposto em [20] e λ^* a referência de carregamento máximo.

A partir das Figuras 3.9 a 3.12 e Tabelas 3.2 e 3.3 pode-se perceber que não são calculados valores de fator de carregamento acima dos respectivos valores de referência de carregamento máximo, pois as curvas da evolução dos valores calculados não ultrapassam as retas do máximo carregamento e os erros são sempre negativos. Além disso, obtém-se resultados com boa precisão em poucas iterações, pois em todos os casos na quarta iteração o erro já é inferior a 4%. Também se nota que a partir de uma determinada iteração não ocorre uma melhora significativa da precisão, ou seja, o valor calculado é praticamente o mesmo a partir dessa iteração. E como

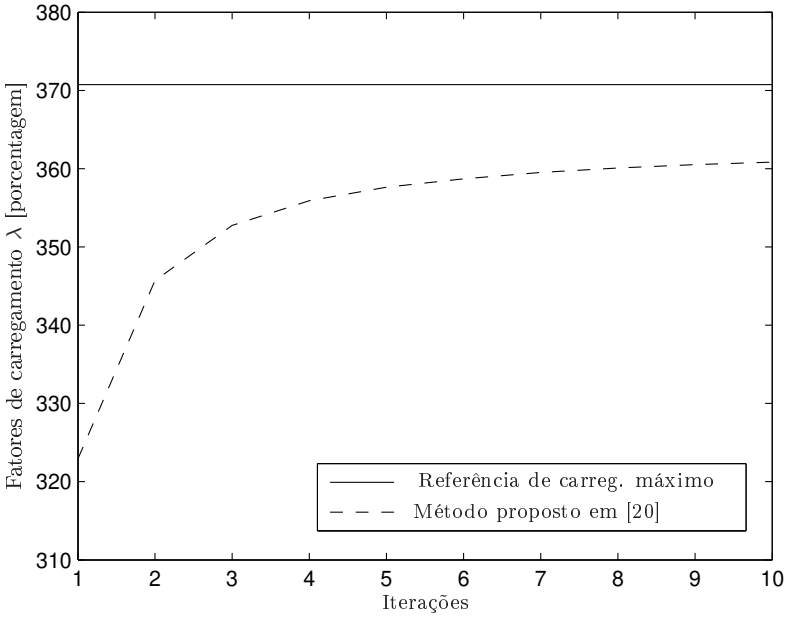


Figura 3.9: Evolução do cálculo do máximo carregamento para rede de 33 barras.

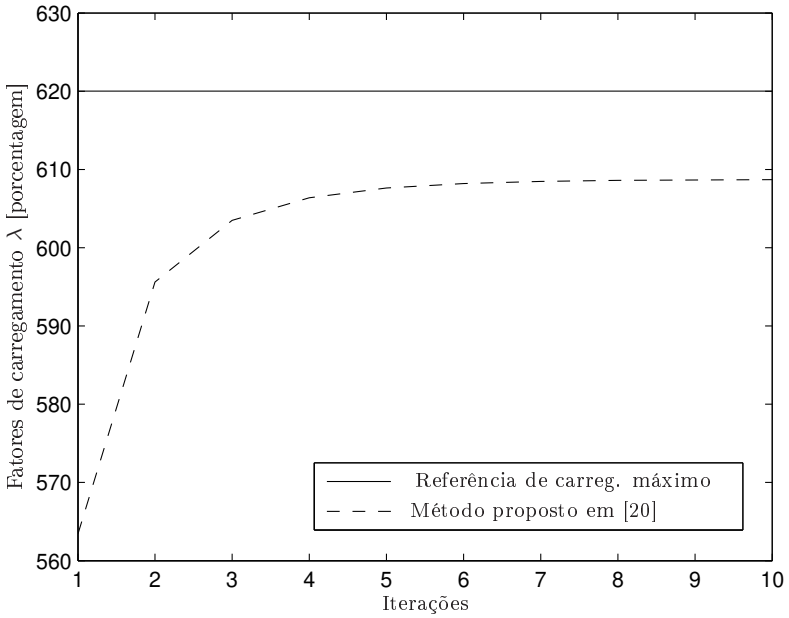


Figura 3.10: Evolução do cálculo do máximo carregamento para rede de 70 barras.

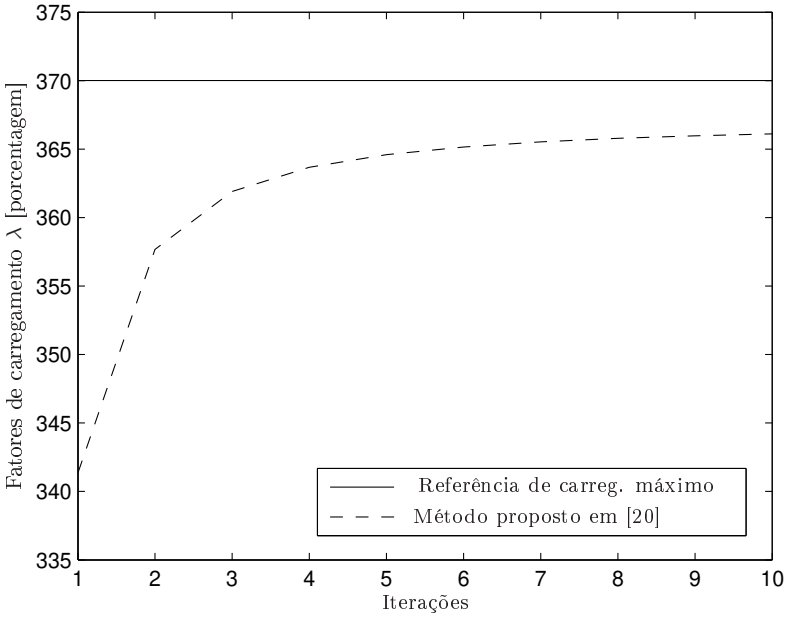


Figura 3.11: Evolução do cálculo do máximo carregamento para rede de 135 barras.

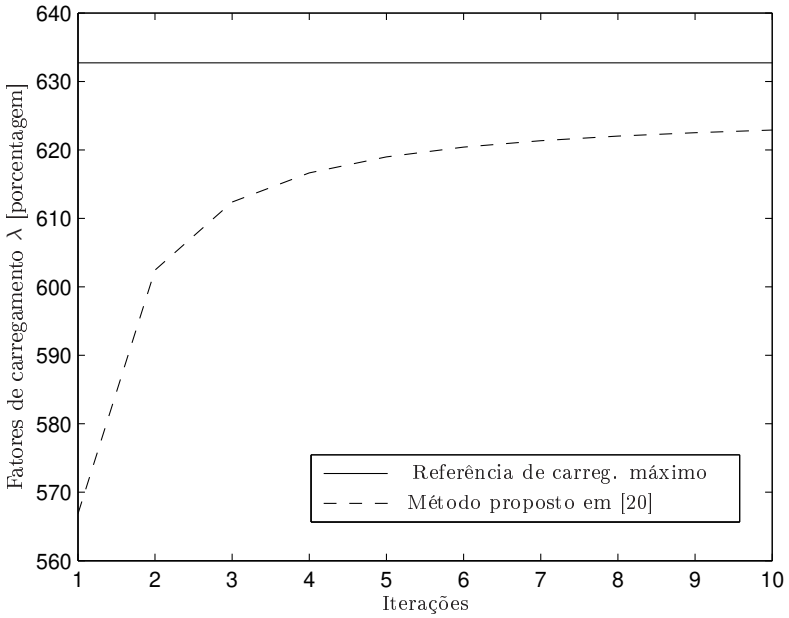


Figura 3.12: Evolução do cálculo do máximo carregamento para rede de 202 barras.

Tabela 3.2: Fatores de carregamento e erros das redes de 33 e 70 barras.

	Rede de 33 barras $\lambda^* = 370,77\%$		Rede de 70 barras $\lambda^* = 620,02\%$	
Iteração	λ	$ERRO$	λ	$ERRO$
1	$322,94\%$	$-12,95\%$	$569,59\%$	$-8,13\%$
2	$345,80\%$	$-6,73\%$	$596,88\%$	$-3,73\%$
3	$352,79\%$	$-4,85\%$	$605,23\%$	$-2,39\%$
4	**356,10%**	$-3,96\%$	**607,85%**	$-1,96\%$
5	$357,82\%$	$-3,49\%$	$609,20\%$	$-1,75\%$
6	$358,90\%$	$-3,20\%$	$610,55\%$	$-1,53\%$
7	$359,99\%$	$-2,91\%$	$610,99\%$	$-1,46\%$
8	$360,45\%$	$-2,78\%$	$611,42\%$	$-1,39\%$
9	$360,91\%$	$-2,66\%$	$611,85\%$	$-1,32\%$
10	$361,36\%$	$-2,54\%$	$612,28\%$	$-1,25\%$
100	$363,43\%$	$-1,98\%$	$613,45\%$	$-1,06\%$

Tabela 3.3: Fatores de carregamento e erros das redes de 135 e 202 barras.

	Rede de 135 barras $\lambda^* = 370,01\%$		Rede de 202 barras $\lambda^* = 632,72\%$	
Iteração	λ	$ERRO$	λ	$ERRO$
1	$341,37\%$	$-7,74\%$	$566,84\%$	$-10,41\%$
2	$357,65\%$	$-3,34\%$	$602,43\%$	$-4,79\%$
3	$361,89\%$	$-2,19\%$	$612,38\%$	$-3,21\%$
4	**363,82%**	$-1,67\%$	**616,64%**	$-2,54\%$
5	$364,71\%$	$-1,43\%$	$619,13\%$	$-2,15\%$
6	$365,24\%$	$-1,29\%$	$620,53\%$	$-1,93\%$
7	$365,77\%$	$-1,15\%$	$621,43\%$	$-1,78\%$
8	$365,97\%$	$-1,09\%$	$622,34\%$	$-1,64\%$
9	$366,18\%$	$-1,04\%$	$622,79\%$	$-1,57\%$
10	$366,39\%$	$-0,98\%$	$623,24\%$	$-1,50\%$
100	$367,35\%$	$-0,72\%$	$626,26\%$	$-1,02\%$

critério de parada da simulação, para uma comparação futura com outro método, utiliza-se a diferença de dois carregamentos consecutivos, que deve ser inferior a 1%. No caso dessas redes analisadas está destacado em negrito nas referidas tabelas o carregamento no qual a simulação pararia segundo tal critério.

Capítulo 4

Geração Distribuída

4.1 Introdução

Nos últimos anos tem-se notado uma tendência de aumento da inserção de geradores no nível de distribuição de energia elétrica. Tais geradores, de acordo com a definição proposta em [21], são "fontes de potência elétrica conectadas diretamente à rede de distribuição ou junto ao medidor do consumidor". Um estudo realizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) indica que até 2010, em torno de 25% da nova geração instalada será do tipo distribuída (geradores independentes distribuídos pela rede de distribuição). Estudo semelhante realizado pelo *Natural Gas Foundation* concluiu que este número poderá chegar a 30%. O *European Renewable Energy Study* (TERES), criado pela União Européia (UE) para avaliar a factibilidade dos objetivos de redução de CO_2 na própria UE concluiu que em torno de 60% do potencial de energia renovável que pode ser utilizada até 2010 será proveniente de geração distribuída [21].

O fato é que a entrada em operação desses geradores pode ocasionar mudanças nas condições de operação da rede em geral e no seu planejamento da operação. Como exemplos tem-se a proteção, o controle de tensão, o carregamento das linhas, a estabilidade de tensão, etc. Em [20] o aspecto da inclusão desses geradores não é abordado. Portanto, neste trabalho deverá ser dada atenção à avaliação da entrada de geradores na rede de distribuição, considerando as situações em que tais geradores possuem ou não equipamentos de controle da tensão no barramento de conexão com o sistema de distribuição [28].

4.2 Geradores sem controle de tensão

Um dos tipos de geradores que pode ser utilizado é o que não possui controle de tensão. Tal gerador apenas fornece uma determinada quantidade de potência ativa (MW), e a tensão comporta-se de acordo com as características do sistema.

Para verificar a eficiência do método proposto em [20] com esse tipo de gerador foram realizadas simulações com a inserção de geração distribuída nas quatro redes analisadas anteriormente.

Para cada rede foram escolhidas algumas barras para inserção dos geradores. Neste trabalho, são selecionadas as barras terminais e as que tinham muitos ramos saindo dela. Os geradores foram colocados um por vez nas barras definidas. As demais barras foram mantidas nas mesmas condições do caso base. Para a definição da potência gerada em cada rede foi usada como referência metade do total da potência de consumo do caso base, mas esse valor é apenas aproximado. No caso da rede de 70 barras em que a potência de consumo total é de 1,11MW, utilizou-se 1MW de geração distribuída pois 0,56MW seria um valor muito pequeno para testar a robustez do método proposto, que será apresentado adiante, visto que com a inserção do gerador de 0,56MW quase não se modifica o comportamento da rede. Os valores de consumo total e de potência gerada nos geradores para as redes de 33, 135 e 202 barras foram respectivamente: 3,72MW e 2MW, 18,31MW e 10MW, 27,57MW e 14MW.

Foi utilizado também como critério de parada da simulação a diferença entre os dois últimos carregamentos calculados. Quando esta era inferior a 1%, a simulação era interrompida.

Nas Tabelas 4.1 a 4.4 são indicadas as potências dos geradores inseridos em cada rede, as barras nas quais foram colocados esses geradores, a referência do carregamento máximo modificada por essa inserção, as iterações pelo método [20] e o erro calculado em relação à última iteração. A última iteração mostrada na tabela pode indicar que ela atingiu o critério de parada ou que esse carregamento foi superior à referência do carregamento máximo o que torna o cálculo de fluxo de carga infactível e o erro positivo.

A partir da Tabela 4.1 pode-se notar que em metade dos casos chega-se a um bom resultado, com erros em torno de 3,50% em três ou quatro iterações. Esses casos são das barras 3, 18 e 25. Nesses casos os valores finais são inferiores ao valor de referência do carregamento máximo. Nos

Tabela 4.1: Evolução dos carregamentos para a rede de 33 barras com a inserção do gerador de 2MW.

	Barra onde foi inserido o gerador					
	3	6	12	18	25	33
carreg.max.	**376,65%**	**398,12%**	**415,59%**	**418,02%**	**377,22%**	**422,74%**
iteração 01	354,66%	483,61%	485,22%	275,41%	354,25%	475,08%
iteração 02	360,66%			390,19%	360,80%	
iteração 03	363,48%			399,46%	363,83%	
iteração 04				403,11%		
ERRO	**-3,50%**	**21,47%**	**16,75%**	**-3,57%**	**-3,55%**	**12,38%**

outros três casos, das barras 6, 12 e 33, tem-se valores finais superiores ao valor de referência de 12% a 21% logo na iteração 1, o que é um resultado ruim pois não se tem nesse método um recurso de retorno à região factível, ou seja, a valores inferiores ao valor de referência do carregamento máximo.

Tabela 4.2: Evolução dos carregamentos para a rede de 70 barras com a inserção do gerador de 1MW.

	Barra onde foi inserido o gerador				
	3	10	22	28	66
carreg.max.	**620,12%**	**632,74%**	**633,85%**	**633,45%**	**741,37%**
iteração 01	565,61%	710,26%	439,04%	346,34%	509,27%
iteração 02	596,09%		603,65%	603,99%	733,94%
iteração 03	605,16%		617,65%	618,41%	764,87%
iteração 04	607,83%		622,03%	622,32%	
ERRO	**-1,98%**	**12,25%**	**-1,86%**	**-1,76%**	**3,17%**

A partir da Tabela 4.2 nota-se que em três casos, das barras 3, 22 e 28, obteve-se bons resultados pois os erros são inferiores a 2% e foram necessárias apenas quatro iterações. Em um outro caso da barra 66 o erro foi pequeno sendo de 3,17% mas o valor final foi superior ao valor de referência do carragamento máximo o que pode ser um sério problema visto que nesse método não se tem um meio de corte de carga como foi comentado anteriormente. E no caso da barra 10 logo na iteração 1 obteve-se um valor 12% acima do valor de referência o que torna esse resultado ruim.

Na Tabela 4.3 encontram-se três casos, das barras 15, 38 e 49, em que foram necessárias quatro iterações para se chegar a um resultado com boa precisão variando de 1,67% a 2,07%.

Tabela 4.3: Evolução dos carregamentos para a rede de 135 barras com a inserção do gerador de 10MW.

	Barra onde foi inserido o gerador					
	15	38	49	75	106	118
carreg.max.	**370,00%**	**370,00%**	**369,99%**	**370,03%**	**582,62%**	**521,56%**
iteração 01	245,52%	232,05%	341,48%	132,76%	163,45%	722,73%
iteração 02	347,69%	346,90%	357,67%	186,68%	295,57%	
iteração 03	359,00%	358,81%	361,90%	271,93%	604,41%	
iteração 04	362,40%	362,33%	363,82%	349,48%		
iteração 05				359,44%		
iteração 06				362,58%		
ERRO	**-2,05%**	**-2,07%**	**-1,67%**	**-2,01%**	**3,74%**	**38,57%**

Já no caso da barra 75 tem-se também uma boa precisão com erro de 2,01% porém sendo necessárias seis iterações. Nos dois últimos casos, das barras 106 e 118, tem-se valores superiores ao valor de referência do carregamento máximo tendo no penúltimo caso um pequeno erro de 3,74% e no último caso, de 38,57%.

Tabela 4.4: Evolução dos carregamentos para a rede de 202 barras com a inserção do gerador de 14MW.

	Barra onde foi inserido o gerador		
	57	132	202
carreg.max.	**632,73%**	**632,72%**	**634,76%**
iteração 01	566,78%	566,85%	568,37%
iteração 02	602,42%	602,43%	604,18%
iteração 03	612,37%	612,38%	614,21%
iteração 04	616,64%	616,66%	618,53%
ERRO	**-2,54%**	**-2,54%**	**-2,56%**

Na Tabela 4.4 pode-se notar que em todos os três casos tem-se ótimos resultados pois os valores de máximo carregamento são obtidos de forma rápida, apenas quatro iterações, e de forma precisa, com erros inferiores a 2,56%. Percebe-se que a inserção dos geradores não altera de maneira significativa o comportamento da rede visto que os valores de referência do carregamento máximo e a evolução das iterações são muito próximos para as três barras distintas.

Segundo as Tabelas 4.1 a 4.4 pode-se perceber que o valor de carregamento máximo é obtido

em poucas iterações, no máximo seis. Com relação à precisão, na maioria dos casos o resultado é satisfatório.

Também pode-se notar que, dependendo da rede, por exemplo a de 70 barras (Tabela 4.2), a escolha da barra em que for inserido o gerador altera significamente o valor de referência do carregamento máximo.

Além disso, algumas situações merecem destaque pois o cálculo do carregamento máximo atinge valores superiores ao máximo valor real, e com isso perde-se a confiabilidade do método proposto em [20] visto que não se tem um método de corte de carga para que se possa retornar. Esses casos estão nas tabelas 4.1, 4.2 e 4.3.

4.3 Geradores com controle de tensão

Gerador com controle de tensão é um outro tipo de gerador que pode ser utilizado na geração distribuída. Nesse caso, além do gerador fornecer potência ativa (MW) ao sistema, ele gera ou consome potência reativa (MVAr) para manter a tensão em um determinado valor. Em todo gerador real desse tipo existe limite de potência reativa a ser gerada ou consumida, e por isso quando se alcança um dos limites (superior ou inferior) a barra deixará de ter a tensão no valor estabelecido inicialmente e ela terá um valor acima ou abaixo conforme o seu comportamento em relação ao sistema.

De maneira semelhante às simulações realizadas na Seção 4.2, e com o intuito de testar a eficiência do método proposto em [20], nesta seção também são realizadas as simulações com a inserção da geração distribuída nas quatro redes já conhecidas.

Para cada rede são escolhidas as mesmas barras analisadas da Seção 4.2, uma de cada vez, nas quais são colocadas os geradores. As demais barras são deixadas como no caso base. O critério de parada utilizado nessa seção é o mesmo da seção anterior, ou seja, o processo é interrompido quando se encontra a diferença de dois valores de carregamentos consecutivos menor do que 1%.

Para a escolha dos limites de potência reativa, foi utilizado o critério de se ter fator de potência entre 0,93 indutivo e 0,90 capacitivo aproximadamente, sendo a potência ativa cons-

tante. No fluxo de carga o tratamento dado a esses limites é feito de forma convencional, ou seja, quando a barra de geração do tipo PV atinge o limite, ela passa a ser tratada como do tipo PQ com a potência reativa especificada no valor do limite atingido.

Nas Tabelas 4.5 a 4.8 são indicadas as potências dos geradores inseridos em cada rede com o seu valor de tensão definido, os limites de potência reativa, as barras nas quais são colocados esses geradores, a referência do carregamento máximo modificado por essa inserção, as iterações pelo método [20] e o "*erro*" calculado em relação à última iteração. A última iteração de cada caso pode ter atingido o critério de parada ou obtido valor superior à referência de máximo carregamento, e a forma de diferenciar isso é pelo erro, sendo negativo na primeira situação e, positivo na segunda.

Tabela 4.5: Evolução dos carregamentos para a rede de 33 barras com a inserção do gerador de 2MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -0,8MVAr à 1MVAr.

	Barra onde é inserido o gerador					
	3	6	12	18	25	33
carreg.max.	**378,29%**	**407,15%**	**427,49%**	**430,43%**	**378,88%**	**441,94%**
iteração 01	362,69%	376,51%	473,80%	171,18%	350,84%	468,13%
iteração 02	365,27%	390,90%		416,04%	360,95%	
iteração 03		394,94%		417,82%	364,72%	
iteração 04		396,79%			366,68%	
ERRO	**-3,44%**	**-2,54%**	**10,83%**	**-2,93%**	**-3,22%**	**5,93%**

A partir da Tabela 4.5 podem-se notar quatro casos, das barras 3, 6, 18 e 25, que possuem uma boa precisão com erros inferiores a 3,50% e sendo necessárias de duas a quatro iterações. Nos casos das barras 12 e 33, são obtidos logo na primeira iteração valores superiores à referência do máximo carregamento com erros de 10,83% e 5,93% respectivamente.

Segundo a Tabela 4.6 notam-se quatro casos com resultados satisfatórios pois apresentam erros de no máximo 3,53% em quatro ou cinco iterações. No caso isolado da barra 10 o resultado foi ruim, pois logo na primeira iteração o valor obtido foi de 18,73% acima da referência do máximo carregamento.

Pela Tabela 4.7 pode-se perceber que nos três primeiros casos são alcançados bons valores com erros inferiores a 1,67% em quatro ou cinco iterações. No caso da barra 118 o resultado apresenta um erro de 6,15% em nove iterações. No caso da barra 106 são necessárias três itera-

Tabela 4.6: Evolução dos carregamentos para a rede de 70 barras com a inserção do gerador de 1MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -0,4MVAr e 0,5MVAr.

	Barra onde foi inserido o gerador				
	3	10	22	28	66
carreg.max.	**620,25%**	**636,04%**	**637,64%**	**637,33%**	**781,72%**
iteração 01	565,79%	755,16%	343,55%	275,00%	313,24%
iteração 02	596,10%		609,59%	596,61%	662,01%
iteração 03	603,92%		622,43%	619,25%	740,27%
iteração 04	607,12%		627,37%	625,06%	751,71%
iteração 05					754,14%
ERRO	**-2,12%**	**18,73%**	**-1,61%**	**-1,93%**	**-3,53%**

Tabela 4.7: Evolução dos carregamentos para a rede de 135 barras com a inserção do gerador de 10MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -4MVAr e 5MVAr.

	Barra onde foi inserido o gerador					
	15	38	49	75	106	118
carreg.max.	**370,00%**	**370,00%**	**370,01%**	**370,01%**	**713,75%**	**677,48%**
iteração 01	188,14%	174,15%	341,45%	102,42%	148,78%	171,31%
iteração 02	344,67%	344,05%	357,67%	105,21%	257,71%	174,83%
iteração 03	358,31%	358,17%	361,89%	108,35%	770,98%	180,80%
iteração 04	362,13%	362.08%	363,82%	111,89%		193,17%
iteração 05	363,91%	363,89%		115,92%		219,74%
iteração 06				120,53%		289,64%
iteração 07				125,85%		619,16%
iteração 08				132,02%		633,02%
iteração 09				139,26%		635,79%
iteração 10				148,00%*		
ERRO	**-1,65%**	**-1,65%**	**-1,67%**	**-60,00%**	**8,02%**	**-6,15%**

* Esse caso vai até a iteração 19 e apresenta um erro final de -1,72%.

ções para se chegar a um valor 8,02% superior ao valor de referência de máximo carregamento. E por último no caso da barra 75 são necessárias dezoito iterações para o cálculo se encerrar, sendo que na iteração 10 o erro é de 60%.

Tabela 4.8: Evolução dos carregamentos para a rede de 202 barras com a inserção do gerador de 14MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -5,5MVAr e 6,8MVAr.

	Barra onde foi inserido o gerador independente		
	57	132	202
carreg.max.	**632,73%**	**632,73%**	**634,73%**
iteração 01	566,84%	566,83%	568,40%
iteração 02	602,43%	602,42%	604,18%
iteração 03	612,38%	612,37%	614,21%
iteração 04	616,68%	616,67%	618,54%
ERRO	**-2,54%**	**-2,54%**	**-2,55%**

A partir da Tabela 4.8 pode-se notar que nos três casos tem-se bons resultados, com erros inferiores a 2,55% e em todos eles sendo necessárias quatro iterações.

Segundo as Tabelas 4.5 a 4.8 pode-se perceber que obtém-se bons resultados em geral, que apresentam pequenos erros em quatro ou cinco iterações.

De forma semelhante à seção anterior existem alguns casos em que logo na primeira iteração já se calcula valores superiores à referência de máximo carregamento, voltando ao problema do método não possuir um recurso de corte de carga. Em outros casos esses valores superiores são calculados em mais de uma iteração.

Merecem destaque dois casos da Tabela 4.7 pois apresentam processos bem lentos se comparados com os outros métodos citados nessa dissertação, sendo necessárias, respectivamente, nove e dezenove iterações para se alcançar o valor final. Vale ressaltar que a "iteração" aqui citada apresenta um custo computacional similar a todas as outras citações de "iteração", pois ela consiste, em todos os casos, na execução do fluxo de carga pelo método de Newton convencional.

Capítulo 5

Método Proposto

Neste capítulo é descrito inicialmente o fluxo de carga pelo método de Newton utilizando multiplicador ótimo, que é de extrema importância para o método proposto, o qual é descrito em seguida. Por fim, são apresentadas as simulações realizadas.

5.1 Fluxo de Carga pelo Método de Newton utilizando Multiplicador Ótimo

Este método de fluxo de carga utilizando o multiplicador ótimo é descrito a seguir de maneira simplificada. A explicação mais detalhada pode ser encontrada em [29–31]. Em um primeiro momento é mostrado o fluxo de carga convencional pelo método de Newton. Logo depois é indicada a modificação para se utilizar o multiplicador ótimo e as suas principais características.

As equações básicas do fluxo de carga convencional pelo método de Newton para uma rede de n barras na forma matricial podem ser escritas da seguinte maneira:

$$\Delta s(x) = s^{sp} - s(x) = \begin{bmatrix} \Delta P(x) \\ \Delta Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^{sp} - P(x) \\ Q^{sp} - Q(x) \end{bmatrix} = 0 \tag{5.1}$$

onde Δs é um vetor ($2n$ x 1) dos *mismatches* de potência nodal, sendo formado pelos componentes ativo ΔP (n x 1) e reativo ΔQ (n x 1). Os *mismatches* de potência são obtidos pela diferença entre as potências especificadas (P^{sp} e Q^{sp}) e calculadas (P e Q) as quais dependem

do vetor das variáveis de estado x (magnitudes e ângulos de fase das tensões nodais). Expandindo (5.1) em série de Taylor com relação ao ponto de operação atual até o termo de primeira ordem tem-se:

$$\Delta s(x + \Delta x) = s^{sp} - s(x) - J\Delta x = 0 \tag{5.2}$$

sendo J é a matriz Jacobiana ($2n$ x $2n$), que é formada pelas derivadas parciais de primeira ordem. Nota-se que para o fluxo de carga convencional os termos de segunda ordem ou superiores são desprezados. O algoritmo básico para o fluxo de carga convencional é:

(a) Inicializar o contador $\zeta = 0$;

(b) Escolher x^{ζ};

(c) Calcular $\Delta s(x^{\zeta})$;

(d) Calcular $\Delta x^{\zeta} = (J^{\zeta})^{-1}\Delta s(x^{\zeta})$;

(e) Calcular $x^{\zeta+1} = x^{\zeta} + \Delta x^{\zeta}$;

(f) Fazer $\zeta = \zeta + 1$ e ir para o passo **(c)**.

Para a utilização do multiplicador ótimo deve-se expandir a equação (5.1) em série de Taylor até o termo de segunda ordem, ao invés de apenas até a primeira ordem como foi feito anteriormente. Assim obtém-se a seguinte equação:

$$\Delta s(x + \Delta x) = s^{sp} - s(x) - J\Delta x + T(x) = 0 \tag{5.3}$$

sendo o vetor $T(x)$ ($2n$ x 1) corresponde ao termo de segunda ordem. Existem duas entradas de $T(x)$ para cada barra da rede, uma relacionada ao *mismatch* de potência ativa e a outra ao *mismatch* de potência reativa. Então, $T(x) = \left[T^P(x)\ T^Q(x)\right]^T$. As entradas são:

$$\begin{aligned} T_i^P &= \tfrac{1}{2} \cdot \left[\sum_{j\in\kappa_i}\left(\Delta\theta_j \cdot \tfrac{\partial}{\partial\theta_j}\right) + \sum_{j\in\kappa_i}\left(\Delta V_j \cdot \tfrac{\partial}{\partial V_j}\right)\right]^2 \cdot \Delta P_i \\ T_i^Q &= \tfrac{1}{2} \cdot \left[\sum_{j\in\kappa_i}\left(\Delta\theta_j \cdot \tfrac{\partial}{\partial\theta_j}\right) + \sum_{j\in\kappa_i}\left(\Delta V_j \cdot \tfrac{\partial}{\partial V_j}\right)\right]^2 \cdot \Delta Qi \end{aligned}$$

sendo κ_i é o conjunto formado pela barra i e pelas barras que estão diretamente ligadas a ela. No caso do tipo da barra i ser de geração, $T_i^Q = 0$. E no caso da barra i ser do tipo *slack*, $T_i^P = T_i^Q = 0$.

Em cada iteração ζ, o vetor de correção da variável de estado é multiplicado pelo multiplicador ótimo μ, o qual é calculado no sentido de minimizar a seguinte função quadrática de *mismatch*:

$$F(x^{\zeta+1}) = \frac{1}{2}[\Delta s(x^\zeta + \mu\Delta x^\zeta)]^T[\Delta s(x^\zeta + \mu\Delta x^\zeta)] \tag{5.4}$$

sendo $x^{\zeta+1} = x^\zeta + \mu\Delta x^\zeta$. De (5.3) e (5.1):

$$\Delta s(x + \mu\Delta x) = s^{sp} - s(x) - \mu J\Delta x + \mu^2 T(x) = a + \mu b + \mu^2 c = 0 \tag{5.5}$$

Nota-se que $a = -b$ é o vetor de *mismatch* de potência do método convencional mostrado anteriormente, e $c = T(x)$.

Substituindo (5.5) em (5.4) e aplicando a condição do mínimo local $\frac{\partial F}{\partial \mu} = 0$, obtém-se a equação cúbica para o cálculo de μ:

$$g_0 + g_1\mu + g_2\mu^2 + g_3\mu^3 = 0 \tag{5.6}$$

sendo os coeficientes g_i são:

$$\begin{aligned}
g_0 &= \textstyle\sum_{i=1}^{2n}(a_i b_i) \\
g_1 &= \textstyle\sum_{i=1}^{2n}(b_i^2 + 2a_i c_i) \\
g_2 &= 3\textstyle\sum_{i=1}^{2n}(b_i c_i) \\
g_3 &= 2\textstyle\sum_{i=1}^{2n}(c_i^2)
\end{aligned}$$

No caso da rede ser bem-condicionada, μ assume valores próximos de um (e o método se assemelha ao método convencional). Para redes sem ponto de operação factível o valor de μ tende a ser muito pequeno (teoricamente μ tende a zero), indicando que o atual vetor de variáveis de estado não pode ser mais alterado no sentido de minimizar a função F, de (5.4).

O processo iterativo básico é:

(a) inicializar o contador de iteração $\zeta = 0$;

(b) escolher x^{ζ};

(c) calcular $\Delta s(x^{\zeta})$, a e b;

(d) calcular $\Delta x^{\zeta} = (J^{\zeta})^{-1}\Delta s(x^{\zeta})$;

(e) calcular c;

(f) calcular g_0, g_1, g_2 e g_3;

(g) encontrar μ;

(h) calcular $x^{\zeta+1} = x^{\zeta} + \mu\Delta x^{\zeta}$;

(i) $\zeta = \zeta + 1$ e voltar ao passo **(c)**;

Vale lembrar que nesse método são utilizadas as variáveis de estado em coordenadas polares (V e θ).

Como já citado anteriormente, para a situação em que não existe um estado de operação factível, o multiplicador ótimo tende a zero e o estado de operação apresentado pelo fluxo de carga é a melhor solução possível considerando as condições dadas. Esse estado de operação obtido contém informações úteis para indicar a distância do último ponto de operação factível para o ponto atual que é infactível. Essas informações podem ser aproveitadas para um possível método de corte de carga que leve o sistema de volta factibilidade.

A Figura 5.1 mostra uma rede exemplo de duas barras e o respectivo espaço de parâmetros.

O espaço de parâmetros é dividido em duas regiões, separadas pela fronteira Σ. Pontos internos a Σ estão na região factível, ou seja, em que é possível operar a rede de forma estável do ponto de vista de estabilidade de tensão. Pontos externos a Σ formam a região infactível. Nesta região o fluxo de carga não converge e não é possível operar a rede. O ponto A está na região factível e corresponde ao caso base. A linha tracejada indica a direção de aumento de carga para o fator de potência constante. Resolvendo o fluxo de carga pelo método de Newton com multiplicador ótimo para as condições do ponto A, duas situações podem ocorrer. Se a

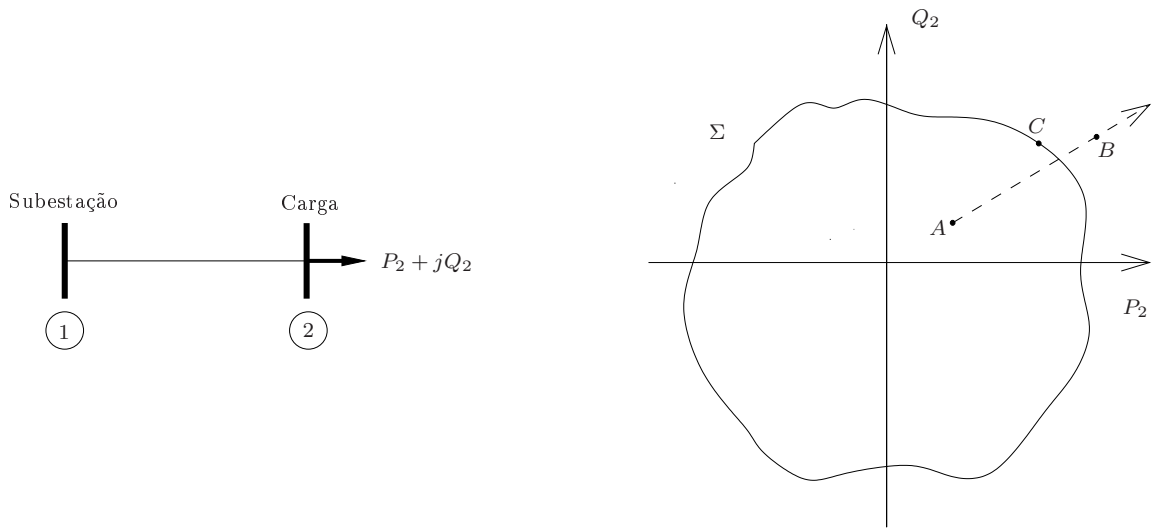


Figura 5.1: Rede exemplo de duas barras e espaço de parâmetros.

rede for bem condicionada, o processo iterativo convergirá com valores de μ próximos de um e será muito parecido com o processo iterativo do método de Newton convencional. Caso a rede seja mal condicionada, μ assumirá valores tais que permitam que o processo convirja para o ponto de operação correto. O ponto de operação B está na região infactível. Ao resolver o fluxo de carga com multiplicador ótimo para B, μ tende a zero e obtém-se uma melhor solução possível que, como mostrado em [30], está sobre a fronteira de factibilidade Σ. O ponto C ilustra esta situação. Note que o ponto C não se situa necessariamente sobre a linha tracejada, mas a experiência mostra que ele se localiza próximo a ela [30].

5.2 Descrição do Método Proposto

A idéia geral do método proposto é, em um primeiro momento, realizar um aumento de carga com o intuito de rapidamente ultrapassar o máximo carregamento real, porém, num valor não muito superior. Depois de obter esse valor acima do máximo, aproveitam-se as informações obtidas do melhor estado de operação dessa situação de infactibilidade fornecido pelo cálculo de fluxo de carga com o multiplicador ótimo, para a partir de então elaborar um método de corte de carga que provoque o retorno do sistema para um ponto de factibilidade. A partir do momento em que se tem um valor superior e um inferior do máximo carregamento utiliza-se a

técnica da busca binária para se obter a precisão desejada.

Considerando o caso base do sistema como sendo o carregamento de 100%, tem-se o máximo carregamento em função dessa referência. Na situação de infactibilidade do sistema, além do estado de operação (tensão em magnitude e fase), tem-se também as potências calculadas de cada barra para a melhor solução encontrada.

Na primeira etapa desse método é aplicado o método proposto em [20] com uma pequena modificação que é um aumento de 10% (valor obtido depois de testes realizados) sobre o valor calculado com o objetivo de garantir que o fator de carregamento seja um pouco acima do valor de referência do máximo carregamento. Dessa forma obtém-se o método de aumento de carga de uma maneira simplificada. Ressalta-se que com um carregamento da rede acima do máximo, o cálculo de fluxo de carga não converge e com a utilização do multiplicador ótimo tem-se a melhor solução possível.

Exemplo 5.1: Etapa 1 - Aumento de carga para a rede de 6 barras, cujos dados encontram-se no Apêndice A.

Carregamento calculado pelo método de [20] $= 301,66\%$

Carregamento com o acréscimo de 10% $= 331,83\%$

Esse acréscimo de 10% garante que o aumento de carregamento ultrapasse o máximo carregamento real que é de $326,56\%$. Caso fosse utilizado apenas o método de [20] sem modificação não se obteria um valor acima do máximo em pelo menos 50 iterações, indicando que provavelmente nunca se chegaria tal valor.

■

Na segunda etapa desse método deve-se utilizar as potências calculadas ativa e reativa das barras do tipo PQ da melhor solução encontrada. Deve-se lembrar, conforme já mencionado, que este ponto situa-se sobre a fronteira de factibilidade. Divide-se então cada potência calculada de determinada barra pela sua respectiva potência do caso base. Já nessa fase tem-se valores muito próximos do máximo carregamento, mas para a obtenção de um valor mais representativo para todo o sistema e não somente para uma ou algumas barras é feita uma média

aritmética de todos esses valores, tomando o cuidado de eliminar as barras que possuírem valores calculados maiores do que os especificados (em módulo) pois indica que a potência calculada está mais distante da fronteira de factibilidade do que a potência especificada. Também eliminam-se valores com sinais positivos pois indicam geração ao invés de consumo de potência e valores que possuírem respectivas potências especificadas iguais a zero pois isso geraria divisão por zero no momento em que se calcula o corte. Após analisar a média pode-se notar que em geral se obtém valores próximos porém superiores ao máximo carregamento, e por isso considera-se adequado utilizar 90% (valor obtido depois de testes realizados) desse valor calculado.

Exemplo 5.2: Etapa 2 - Corte de carga para a rede de 6 barras.

A Tabela 5.1 mostra os dados da potência do caso base, das potências calculadas e especificadas para o carregamento de $331,83\%$ e dos carregamentos parcial (por barra) e final para o corte de carga.

Tabela 5.1: Dados da rede de 6 barras

Barra	Tipo da Barra	Potências ativa e reativa [MW;MVAr]			Cálculo de Corte [%]		
		Caso Base	Calculada	Especificada	Parcial	Média	90% do corte
2	PQ	50 ; 10	$165,9$; $33,4$	$165,9$; $33,2$	$331,7$;	330,0	297,0
3	PQ	150 ; 20	$497,7$; $66,4$	$497,7$; $66,4$	$331,8$;		
4	PQ	500 ; 200	$1659,2$; $663,6$	$1659,1$; $663,7$	; $331,8$		
5	PQ	50 ; 30	$162,8$; $97,7$	$165,9$; $99,6$	$325,5$; $325,5$		
6	PQ	100 ; 50	$331,8$; $165,9$	$331,8$; $165,9$	$331,8$; $331,8$		

Na Tabela 5.1 a barra 1 é omitida por ser do tipo *slack* e portanto não será usada no cálculo do corte de carga. Na coluna do cálculo de corte parcial não existem 3 valores (potência reativa da barra 2, potência reativa da barra 3 e potência ativa da barra 4) pois as potências calculadas são superiores às especificadas nessas barras. Na coluna do cálculo de corte final aparecem o valor da média em relação aos valores parciais da coluna anterior, e o valor de 90% dessa média recém calculada.

O valor utilizado nesse caso para o corte de carga será de 297,00%, lembrando que o valor de referência do máximo carregamento dessa rede é de 326,56%.

■

Numa terceira etapa é utilizada a busca binária, que é uma técnica em que se escolhe, a partir de dois pontos, um terceiro ponto eqüidistante destes. O processo é repetido até que se obtenha a precisão desejada. No caso desse trabalho que trata do cálculo de fluxo de carga, a aplicação da busca binária é feita com a seleção de dois valores de carregamento, sendo um deles o maior valor em que se tem a convergência, e o outro o menor valor em que não se tem a convergência. Em seguida escolhe-se um ponto exatamente ao meio desses dois e verifica-se a convergência. Caso o cálculo de fluxo de carga convirja, os dois próximos valores selecionados para a busca binária seriam esse novo valor e o último valor de não-convergência. Assim é feito em cada iteração, respeitando o critério de sempre utilizar um valor convergido e outro não-convergido e buscando uma maior precisão quanto à referência do máximo carregamento. Ressalta-se a importância dos dois primeiros valores selecionados serem os mais próximos possíveis do valor de referência de máximo carregamento, pois isso reduzirá o número de iterações para se obter um valor com a precisão desejada.

Pode ocorrer uma situação em que o valor do corte de carga, na segunda etapa, seja menor do que um valor convergido já existente. Nesse caso a busca binária já é utilizada desprezando o valor calculado na segunda etapa.

Exemplo 5.3: Etapa 3 - Busca binária para a rede de 6 barras.

Último valor não-convergido $= 331,83\%$

Último valor convergido $= 297,00\%$

Busca Binária 01 $= \frac{331,83\%+297,00\%}{2} = 314,42\%$ (converge)

Busca Binária 02 $= \frac{331,83\%+314,42\%}{2} = 323,12\%$ (converge)

Busca Binária 03 $= \frac{331,83\%+323,12\%}{2} = 327,47\%$ (não converge)

Busca Binária 04 $= \frac{327,47\%+323,12\%}{2} = 325,30\%$ (converge)

Pode-se notar que com poucas iterações da busca binária se chega em um valor com boa precisão quanto ao valor de referência do máximo carregamento.

■

Na Figura 5.2 e Tabela 5.2 pode-se verificar todas as etapas e as respectivas iterações a elas correspondentes para a rede de 6 barras.

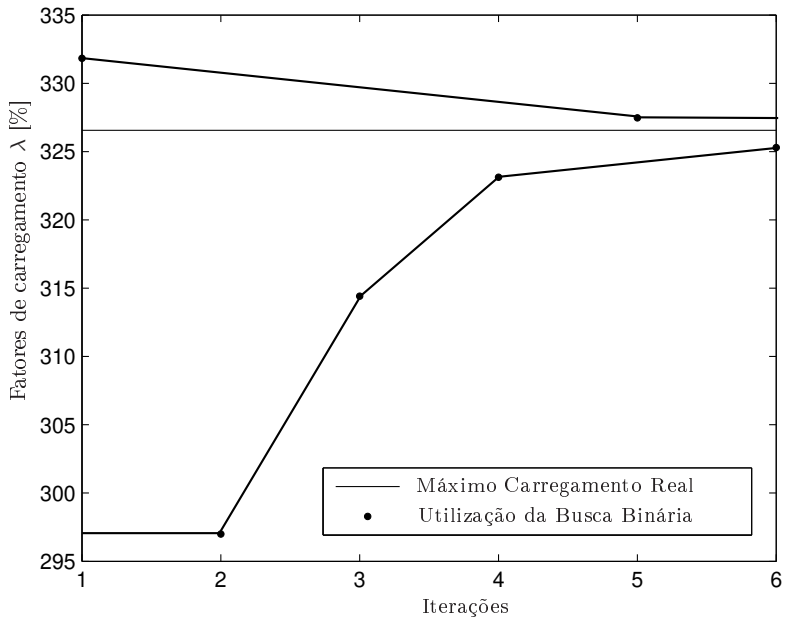


Figura 5.2: Evolução dos carregamentos para a rede de 6 barras.

Tabela 5.2: Evolução da busca binária para rede de 6 barras

Iteração	01	02	03	04	05	06
não-convergido	331,83%				327,47%	
convergido		297,00%	314,42%	323,12%		325,30%

O método proposto é então descrito a seguir:

(a) Inicializar o contador de iteração $\zeta = 0$;

(b) Calcular o fluxo de carga do caso base e obter os dados do estado de operação da rede;

(c) Calcular o índice SI_e para todas as barras de carga através de (3.7).

(d) Obter a rede equivalente de duas barras contendo a barra da subestação e a barra mais fraca (com menor SI_e).

(e) Calcular λ^* através de (3.8) e multiplicá-lo por um escalar para forçar um maior carregamento. Neste trabalho, definiu-se este escalar como 1,1, ou seja, o máximo carregamento calculado deve ser aumentado em 10%. A idéia é obter um ponto na região infactível o mais rápido possível, mas não muito distante da fronteira de factibilidade.

(f) Modificar o carregamento da rede utilizando o fator de carregamento λ^*, fazer $\zeta = \zeta + 1$ e calcular o fluxo de carga, obtendo os dados do estado de operação da rede;

(g) Executar os passos **(c)** a **(f)** até que o novo ponto de operação seja infactível (o fluxo de carga com multiplicador ótimo fornece $\mu = 0$). Seguir com passo **(h)**.

(h) A partir dos *mismatches* de potência fornecidos pelo fluxo de carga com multiplicador ótimo, calcular um fator de carregamento com o objetivo de diminuir o carregamento atual. Aplicar novamente um escalar, de forma a forçar a obtenção de um ponto de operação factível. Neste trabalho, definiu-se que o fator de carregamento obtido deve ser diminuído em 10%.

(i) Modificar o carregamento da rede através desse novo fator de carregamento, fazer $\zeta = \zeta+1$ e calcular o fluxo de carga, obtendo os dados do estado de operação da rede;

(j) Executar os passos **(h)** e **(i)** até que o novo ponto de operação seja factível. Seguir para o passo **(k)**;

(k) A partir do ponto factível mais recente e do último ponto infactível, executar uma busca binária para obter um novo fator de carregamento;

(l) Modificar o carregamento da rede através desse novo fator de carregamento, fazer $\zeta = \zeta+1$ e calcular o fluxo de carga, obtendo os dados do estado de operação da rede;

(m) Executar o passo **(k)** e **(l)** até que o ponto sobre a fronteira de factibilidade seja obtido, dentro de uma tolerância pré-especificada.

O item **(h)** inclui a obtenção de um fator de carregamento a partir dos *mismatches* de potência obtidos após o cálculo de fluxo de carga com multiplicador ótimo para uma situação infactível. O procedimento de obtenção deste carregamento é descrito a seguir

(1) Para cada barra de carga da rede:

(1.1) Se a potência ativa (e/ou reativa) obtida pelo fluxo de carga for maior que a respectiva potência especificada, não considerar este valor.

(1.2) Se a potência ativa (e/ou reativa) for nula ou referir-se a geração, não considerar este valor.

(1.3) Dividir a potência pelo respectivo valor do caso base, obtendo uma estimativa de carregamento.

(2) Obter a média aritmética de todos os carregamentos estimados em (1.3).

5.3 Simulações

Para a verificação do método proposto foram realizadas simulações para as quatro redes de distribuição de energia elétrica já utilizadas anteriormente.

Para uma justa comparação com o método proposto em [20] é utilizado o mesmo critério de parada da simulação, que é obter uma diferença entre os dois últimos carregamentos menor do que 1%.

As simulações realizadas serão para as situações sem inserção de geração distribuída e com geração distribuída, neste último caso com e sem controle de tensão.

Nas Tabelas 5.3 a 5.10 são mostrados os resultados das simulações onde estão indicadas as barras nas quais são inseridos os geradores independentes com as suas especificações quanto a potência gerada, tensão especificada e limites de reativos. Além disso são indicados o valor de referência do máximo carregamento de cada caso, a evolução das iterações e o cálculo do erro para o último valor obtido. O índice "b" indica o início da etapa de busca binária.

A partir das Tabelas 5.3 e 5.4 percebe-se que nem sempre se obtém um valor de aumento de carga que já seja superior à referência do máximo carregamento em uma única iteração. Isso ocorre em três casos, da barra 18 e sem a inserção do gerador na Tabela 5.3 e da barra 18 na Tabela 5.4. Nessas situações são necessárias duas iterações para se chegar a um valor acima do máximo carregamento real. Além disso, é possível verificar que quando a busca binária inicia-se com dois valores distantes o número de iterações para se obter o valor calculado é maior. Isso pode ser visto nos casos em que são necessárias oito iterações para se chegar ao valor final, por exemplo o caso da barra 18 da Tabela 5.4 que tem o aumento de carga 30% acima e o corte de carga 100% abaixo do máximo valor real.

Tabela 5.3: Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 33 barras com a inserção do gerador de 2MW e sem a inserção do mesmo.

	Barra onde foi inserido o gerador						
	3	6	12	18	25	33	sem gerador
carreg.max.	**376,65%**	**398,12%**	**415,59%**	**418,02%**	**377,22%**	**422,74%**	**370,77%**
iteração 01	390,13%	531,97%	533,74%	302,95%	389,67%	522,59%	355,23%
iteração 02	324,79%	369,72%	393,18%	427,72%	325,22%	358,20%	393,08%
iteração 03	^{b}357,46%	^{b}450,85%	^{b}463,46%	375,21%	^{b}357,45%	^{b}440,40%	^{b}374,15%
iteração 04	373,79%	410,28%	428,32%	^{b}401,46%	373,56%	399,30%	364,69%
iteração 05	381,96%	390,00%	410,75%	414,59%	381,62%	419,85%	369,42%
iteração 06	377,88%	400,14%	419,53%	421,15%	377,59%	430,12%	371,79%
iteração 07	375,83%	395,07%	415,14%	417,87%	375,57%	424,99%	
iteração 08		397,61%	417,34%			422,42%	
ERRO	**-0,22%**	**-0,13%**	**0,42%**	**-0,04%**	**0,26%**	**0,24%**	**0,28%**

Tabela 5.4: Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 33 barras com a inserção do gerador de 2MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -0,8MVAr e 1MVAr.

	Barra onde foi inserido o gerador					
	3	6	12	18	25	33
carreg.max.	**378,29%**	**407,15%**	**427,49%**	**430,43%**	**378,88%**	**441,94%**
iteração 01	398,96%	414,17%	521,18%	188,23%	385,92%	514,94%
iteração 02	321,43%	355,31%	380,07%	459,20%	330,21%	372,69%
iteração 03	^{b}360,19%	^{b}384,74%	^{b}450,63%	360,56%	^{b}358,06%	^{b}443,81%
iteração 04	379,58%	399,45%	415,35%	^{b}409,88%	371,99%	408.25%
iteração 05	369,88%	406,81%	432,99%	434,54%	378,96%	426,03%
iteração 06	374,73%	410,49%	424,17%	422,21%	375,47%	434,92%
iteração 07	377,15%		428,58%	428,37%		439,37%
iteração 08			426,37%	431,46%		441,59%
ERRO	**-0,30%**	**0,82%**	**-0,26%**	**0,24%**	**-0,90%**	**-0,08%**

De forma geral o método proposto tem um bom desempenho pois a precisão é boa em todos os casos, possuindo erro de 0,04% a 0,90%, e o número de iterações necessárias varia de seis a oito.

Tabela 5.5: Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 70 barras com a inserção do gerador de 1MW e sem a inserção do mesmo.

	Barra onde foi inserido o gerador					
	3	10	22	28	66	sem gerador
carreg.max.	**620,12%**	**632,74%**	**633,85%**	**633,45%**	**741,37%**	**620,02%**
iteração 01	622,18%	781,29%	482,95%	380,98%	560,20%	626,55%
iteração 02	552,39%	634,38%	665,63%	663,39%	813,14%	549,85%
iteração 03	^{b}587,28%	567,29%	542,43%	545,08%	684,08%	^{b}588,20%
iteração 04	604,73%	^{b}600,84%	^{b}604,03%	^{b}604,24%	^{b}748,61%	607,37%
iteração 05	613,45%	617,61%	634,83%	633,81%	716,35%	616,96%
iteração 06	617,81%	625,99%	619,43%	619,02%	732,48%	621,75%
iteração 07		630,19%	627,13%	626,42%	740,55%	
iteração 08			630,98%	630,12%	744,58%	
ERRO	**-0,37%**	**-0,40%**	**-0,45%**	**-0,53%**	**0,43%**	**0,28%**

Tabela 5.6: Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 70 barras com a inserção do gerador de 1MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -0,4MVAr e 0,5MVAr.

	Barra onde foi inserido o gerador				
	3	10	22	28	66
carreg.max.	**620,25%**	**636,04%**	**637,64%**	**637,33%**	**781,72%**
iteração 01	622,50%	830,67%	377,90%	302,50%	344,57%
iteração 02	555,94%	694,58%	674,32%	655,03%	745,91%
iteração 03	^{b}589,15%	601,78%	580,57%	561,26%	828,18%
iteração 04	605,76%	^{b}648,18%	^{b}627,44%	^{b}608,14%	^{b}787,04%
iteração 05	614,07%	624,98%	650,88%	631,59%	766,47%
iteração 06	618,22%	636,58%	639,16%	643,31%	776,76%
iteração 07		630,78%	633,30%	637,45%	781,90%
ERRO	**-0,33%**	**-0,83%**	**-0,68%**	**0,02%**	**0,02%**

A partir das Tabelas 5.5 e 5.6 observa-se que o método proposto tem um bom desempenho pois a precisão é boa em todos os casos, tendo erro máximo de 0,83%, e obtém-se a resposta desejada de seis a oito iterações. Nos casos em que necessita-se de oito iterações (barras 22, 28 e 66 da Tabela 5.5) ocorre a situação descrita na simulação da rede de 33 barras quando

se tem valores muito distantes para o início da busca binária, sendo a soma dos valores acima e abaixo do máximo real de 120% a 145% aproximadamente. Também ocorrem casos em que são necessárias mais de uma iteração para se obter um valor de aumento de carga superior ao máximo real, ou então, um valor de corte de carga inferior ao máximo real. Quando isso ocorre há um aumento do número de iterações para se chegar a resposta final, por exemplo no caso da barra 10 da Tabela 5.6, onde são necessárias duas iterações de corte de carga para se iniciar a busca binária.

Tabela 5.7: Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 135 barras com a inserção do gerador de 10MW e sem a inserção do mesmo.

	Barra onde foi inserido o gerador						
	15	38	49	75	106	118	sem gerador
carreg.max.	**370,00%**	**370,00%**	**369,99%**	**370,03%**	**582,62%**	**521,56%**	**370,01%**
iteração 01	270,07%	255,25%	375,62%	146,04%	179,79%	795,01%	375,51%
iteração 02	384,28%	383,16%	337,25%	226,11%	367,57%	566,86%	337,02%
iteração 03	341,08%	341,12%	^{b}356,44%	381,20%	762,61%	^{b}494,82%	^{b}356,26%
iteração 04	^{b}362,68%	^{b}362,14%	366,03%	340,64%	593,68%	530,84%	365,89%
iteração 05	373,48%	372,65%	370,83%	^{b}360,92%	^{b}525,89%	512,83%	370,70%
iteração 06	368,08%	367,39%	368,43%	371,06%	559,79%	521,83%	368,29%
iteração 07	370,78%	370,02%		365,99%	576,73%	517,33%	
iteração 08				368,53%	585,21%		
iteração 09					580,97%		
ERRO	**0,21%**	**0,01%**	**-0,42%**	**-0,41%**	**-0,28%**	**-0,81%**	**-0,46%**

Após observar as Tabelas 5.7 e 5.8 pode-se notar bons resultados para as barras 15, 38, 49 e 118, além do caso sem inserção do gerador na Tabela 5.7 e para as barras 15, 38 e 49 na Tabela 5.8. Em todos esses casos tem-se uma boa precisão com erro inferior a 0,81% e sendo necessárias de seis a sete iterações. Nos demais casos o resultado tem uma boa precisão, porém é necessário um número maior de iterações que pode ser justificado pela lentidão na etapa de aumento de carga em que não se gasta apenas uma iteração para se obter um valor superior à referência de máximo carregamento. Por exemplo o caso da barra 75 na Tabela 5.8 tem a necessidade de sete iterações para se obter um valor superior à referência de máximo carregamento, e com isso o cálculo do valor final gasta doze iterações.

Analisando-se as Tabelas 5.9 e 5.10 nota-se um ótimo desempenho do método proposto pois tanto a precisão quanto a rapidez são satisfatórias. O erro máximo obtido é de 0,40%

Tabela 5.8: Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 135 barras com a inserção do gerador de 10MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -4MVAr e 5MVAr.

	Barra onde foi inserido o gerador					
	15	38	49	75	106	118
carreg.max.	**370,00%**	**370,00%**	**370,01%**	**370,01%**	**713,75%**	**677,48%**
iteração 01	206,96%	191,57%	375,60%	112,67%	163,66%	188,44%
iteração 02	380,11%	379,30%	337,17%	128,45%	328,72%	230,13%
iteração 03	340,45%	336,28%	^{b}356,38%	148,56%	850,56%	355,75%
iteração 04	360,28%	357,79%	365,99%	176,02%	664,95%	750,53%
iteração 05	370,20%	368,55%	370,79%	217,31%	^{b}757,75%	634,07%
iteração 06	^{b}365,24%	373,93%	368,39%	286,50%	711,35%	^{b}692,30%
iteração 07	367,72%	^{b}371,24%		385,73%	734,55%	663,18%
iteração 08				341,43%	722,95%	677,74%
iteração 09				363,58%	717,15%	670,46%
iteração 10				374,66%*		674,10%
ERRO	**-0,62%**	**0,34%**	**-0,44%**	**1,26%**	**0,48%**	**-0,50%**

* Esse caso vai até a iteração 12 e apresenta um erro de -0,33%.

Tabela 5.9: Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 202 barras com a inserção do gerador de 14MW e sem a inserção do mesmo.

	Barra onde foi inserido o gerador			
	57	132	202	sem gerador
carreg.max.	**632,73%**	**632,72%**	**634,76%**	**632,72%**
iteração 01	623,45%	623,53%	625,21%	623,52%
iteração 02	686,03%	688,11%	688,01%	686,10%
iteração 03	^{b}654,74%	^{b}654,82%	^{b}656,61%	^{b}654,81%
iteração 04	639,10%	639,18%	640,91%	639,17%
iteração 05	631,28%	631,36%	633,06%	631,34%
iteração 06	635,19%	635,27%	636,98%	635,25%
ERRO	**0,39%**	**0,40%**	**0,35%**	**0,40%**

Tabela 5.10: Evolução dos carregamentos pelo método proposto para a rede de 202 barras com a inserção do gerador de 14MW, tensão controlada em 1,0pu e limites de potência reativa de -5,5MVAr e 6,8MVAr.

	Barra onde foi inserido o gerador		
	57	132	202
carreg.max.	**632,73%**	**632,73%**	**634,73%**
iteração 01	623,52%	623,52%	625,24%
iteração 02	686,10%	686,09%	688,03%
iteração 03	^{b}654,81%	^{b}654,80%	^{b}656,63%
iteração 04	639,17%	639,16%	640,94%
iteração 05	631,34%	631,34%	633,09%
iteração 06	635,26%	635,25%	637,01%
ERRO	**0,40%**	**0,40%**	**0,36%**

e o número máximo de iteração é seis. Em todos os casos são necessárias duas iterações de aumento de carga para se obter um valor superior à referência de máximo carregamento, e depois inicia-se diretamente a busca binária.

Após observar todas as situações, constata-se que as simulações, na maioria dos casos, se encerram entre a sexta e a oitava iteração, e em nenhuma delas se deixa de obter uma solução adequada para o valor de máximo carregamento. Em apenas um caso (barra 75 da Tabela 5.8) o erro do valor calculado foi superior a 1% na iteração 10, indicando assim uma ótima precisão para o método. Três fatos contribuem para um aumento do número de iterações que são: aumento de carga insuficiente na primeira iteração para se obter um valor superior ao máximo carregamento real, corte de carga também insuficiente na primeira iteração para se obter um valor inferior ao máximo carregamento real e o início da busca binária com dois valores muito distantes entre si. Exemplos desses casos que necessitam de um maior número de iterações são: barra 106 da Tabela 5.7 e barras 75, 106 e 118 da Tabela 5.8.

Capítulo 6

Perdas de Potência e Perfil de Tensão

Neste capítulo é realizado um estudo simplificado das perdas de potência e dos perfis de tensão com relação ao carregamento da rede. Tem-se como objetivo identificar qual seria o máximo carregamento da rede levando em consideração esses dois aspectos, para posteriormente serem comparados com os valores obtidos nos métodos implementados nos capítulos anteriores.

6.1 Descrição e testes

As perdas de potência ocorrem nos ramos das redes devido à potência dissipada no condutor, ou algum outro equipamento, que varia conforme a corrente. Devido a essa variação, ocorre um aumento das perdas com o aumento do carregamento da rede, pois quanto mais carregada a rede estiver, maior será a corrente pelos condutores ou equipamentos e por isso maiores serão as perdas.

Os testes dessas perdas nas quatro redes estudadas são feitas com o aumento de 10% em 10% até o valor de referência de máximo carregamento. São simulados três casos para cada rede, sendo o primeiro sem a presença de gerador, o segundo com um gerador sem regulação de tensão e o terceiro com o gerador na mesma barra do caso anterior e com a sua tensão regulada em 1,0pu.

O perfil de tensão corresponde à análise da tensão nodal de todas as barras para um determinado carregamento da rede, podendo-se assim visualizar em quais barras se tem uma maior

ou menor queda de tensão.

Os testes dos perfis de tensão são realizados para as quatro redes com três carregamentos distintos, o caso base (100%) e outros dois com carregamentos superiores. Também são simulados três casos para cada rede segundo os mesmo critérios citados nos testes das perdas.

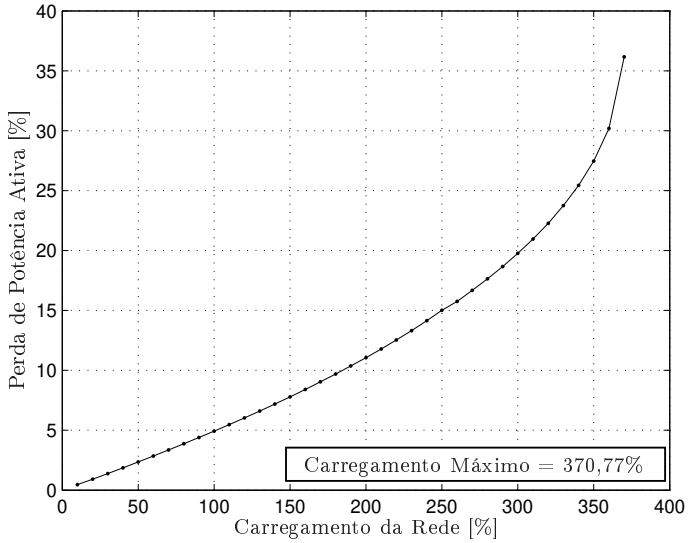
Para análise dos testes é usado 5% de perdas de potência ativa com relação ao total gerado de potência ativa como sendo o maior valor permitido de perda, e para o perfil de tensão são considerados os limites inferior e superior de 0,95 pu e 1,05 pu respectivamente.

Nas Figuras 6.1 à 6.8 são mostradas a evolução das perdas (em porcentagem) e os perfis de tensão (em pu), ambos com relação ao aumento do carregamento (também em porcentagem).

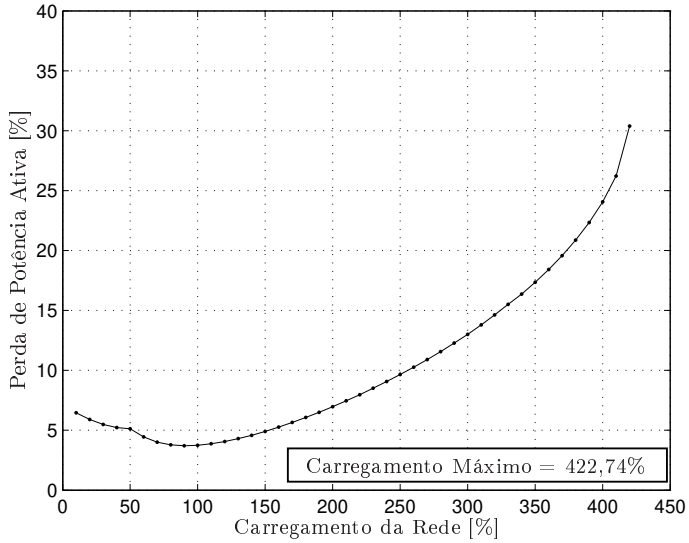
A partir da Figura 6.1 pode-se perceber que no caso 1 as perdas atingem os 5% de perda logo com 100% de carregamento, enquanto que nos casos 2 e 3, existem dois pontos em que ocorrem essa perda de 5%. Nesses dois útimos casos se tem um comportamento diferente da curva antes do carregamento de 50%, pois até esse valor o gerador está gerando mais potência do que a rede demanda, portanto, exportando potência. Após esse carregamento de 50% existe uma queda até um valor mínimo e depois a curva volta a aumentar. Esse mínimo acontece quando a geração na barra slack se aproxima da geração do gerador, o que diminui as correntes que passam pelos ramos e assim reduz as perdas. Os valores acima de 100% de carregamento em que se alcança os 5% de perdas são 150% e 200% para os casos 2 e 3, respectivamente. E nos três casos quando se tem um carregamento próximo da referência de máximo carregamento as perdas são altas, superiores a 25%.

A partir da Figura 6.2 pode-se notar que em todos os três casos logo para carregamento da rede de 100% já se tem tensões inferiores a 0,95 pu. Quando se coloca o gerador na barra 33 como ocorre nos casos 2 e 3, tem-se um perfil de tensão um pouco melhor com relação ao caso 1, pois apenas uma ou duas barras têm tensão inferior a 0,95 pu nas proximidades da barra 18 no carregemento de 100%. Para esses dois casos é notável a elevação da tensão na barra 33 e nas barras vizinhas. E o caso 3, quando se tem a tensão regulada, tem-se um perfil de tensão um pouco melhor do que no caso 2, pois há uma menor queda de tensão nas barras de forma geral.

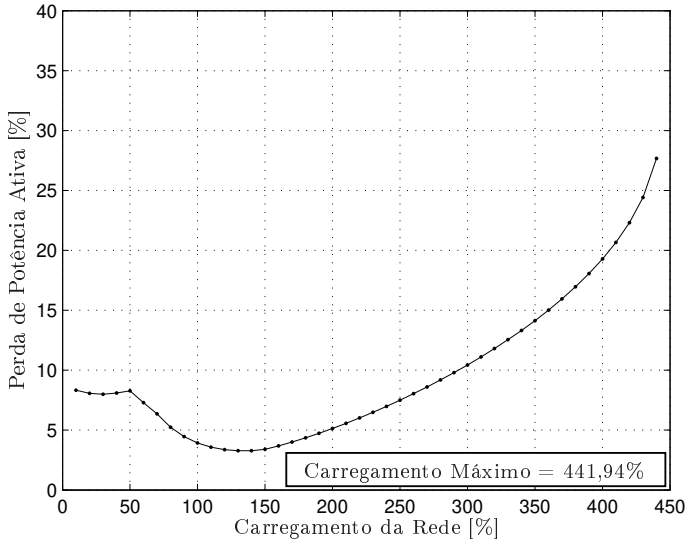
A partir da Figura 6.3 pode-se notar que no caso 1 as perdas são sempre crescentes, enquanto



Caso 1: Sem geração distribída



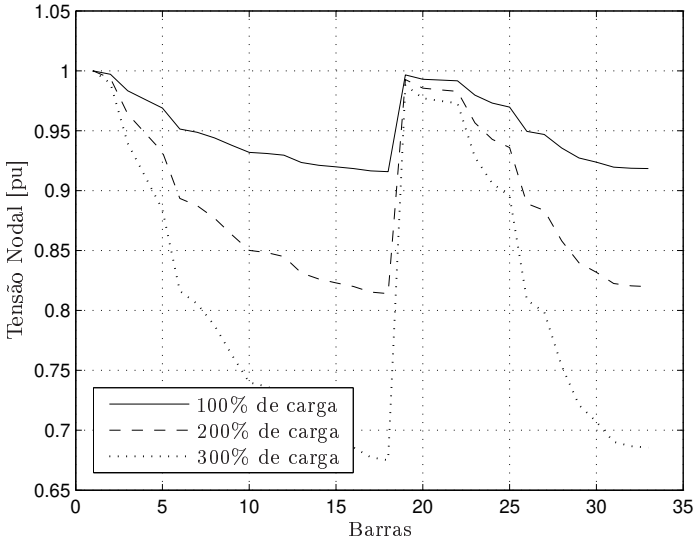
Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 33



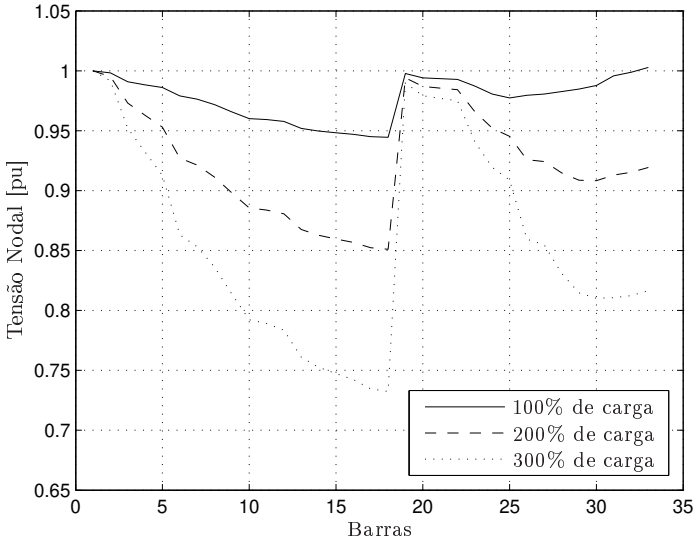
Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 33

Figura 6.1: Perdas totais da potência ativa da rede de 33 barras.

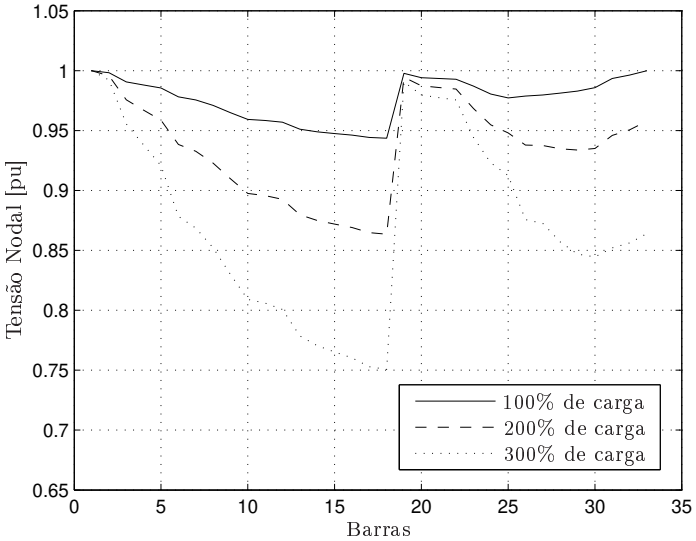
que nos casos 2 e 3 tem-se uma queda inicial para depois se ter um aumento. Nesses dois útlimos casos tem-se a presença do gerador na barra 66. O caso 1 apresenta perdas de 5% no carregamento de 160%, e próximo ao máximo carregamento tem-se perdas de 39%. Para os casos 2 e 3, no carregamento inicial de 10% já se tem valores superiores aos 5% de perdas. Considerando o caso base de 100% como valor inicial, no caso 2 tem-se perdas de 3,9% e só vai se atingir os 5% de perdas para 280% de carregamento, o que indica uma melhora com relação



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 33

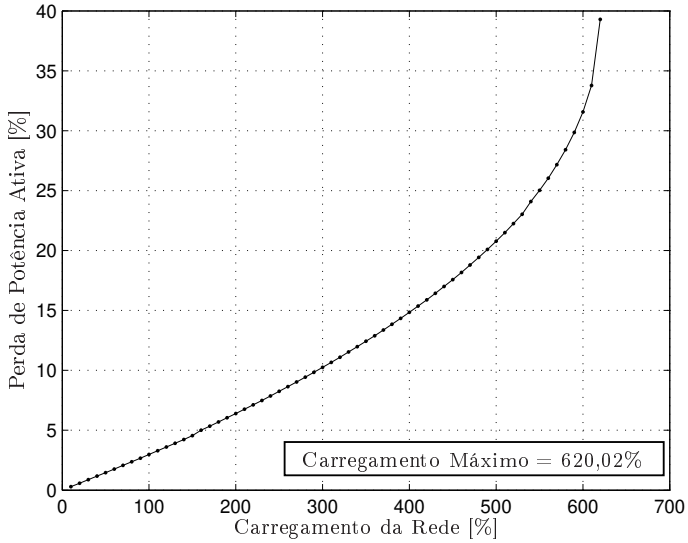


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 33

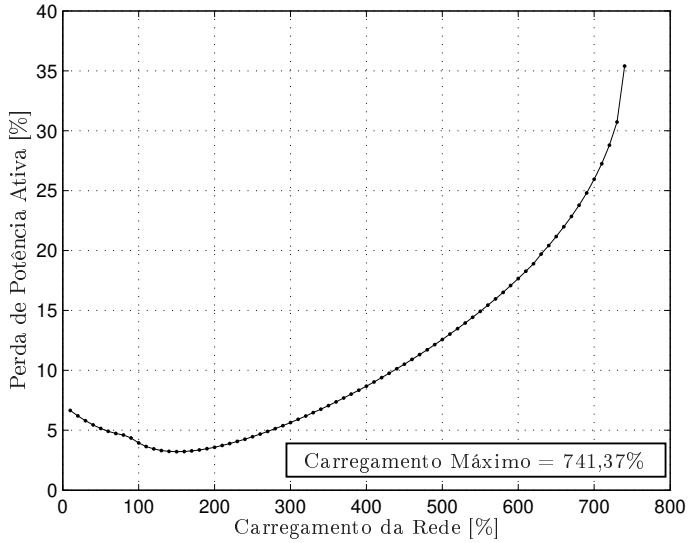
Figura 6.2: Perfis de tensão da rede de 33 barras.

ao caso sem geração distribuída. Para o caso 3 já se tem no caso base perdas de 7,2%, com um mínimo de 2,4% de perdas para 220% de carregamento. Próximo do valor de referência de máximo carregamento nos casos 2 e 3 tem-se perdas de aproximadamente 35%.

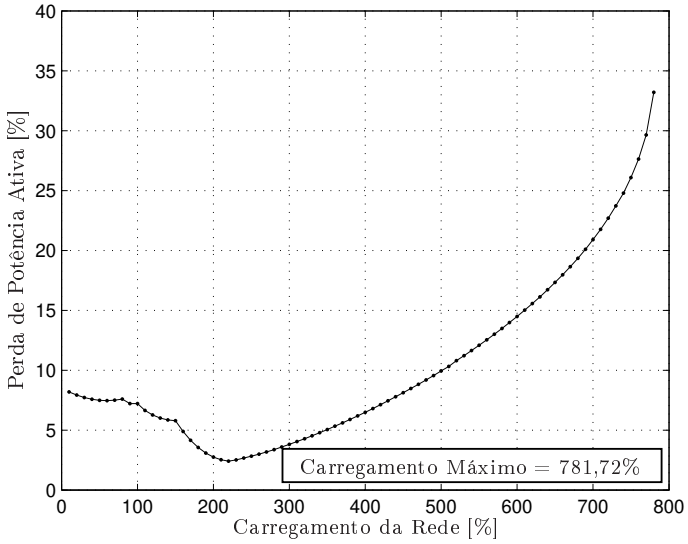
Segundo a Figura 6.4 pode-se notar que em todos os três casos no carregamento da rede de 300% já se tem tensões inferiores a 0,95 pu. Com a presença do gerador independente na barra 66 observa-se uma melhora significativa do perfil de tensão, e quando esse gerador apresenta a



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 66

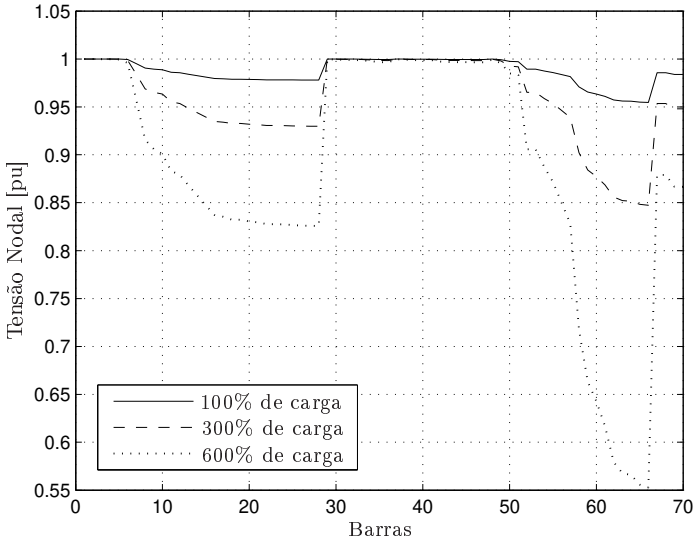


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 66

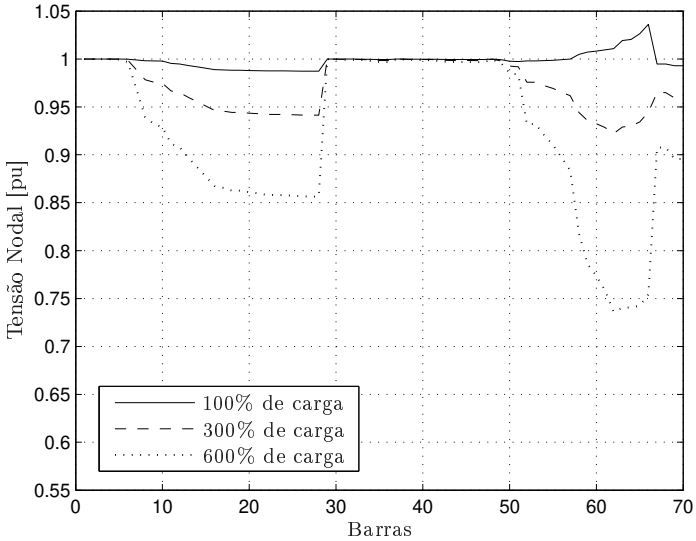
Figura 6.3: Perdas totais da potência ativa da rede de 70 barras.

tensão regulada, tem-se mais uma pequena melhora.

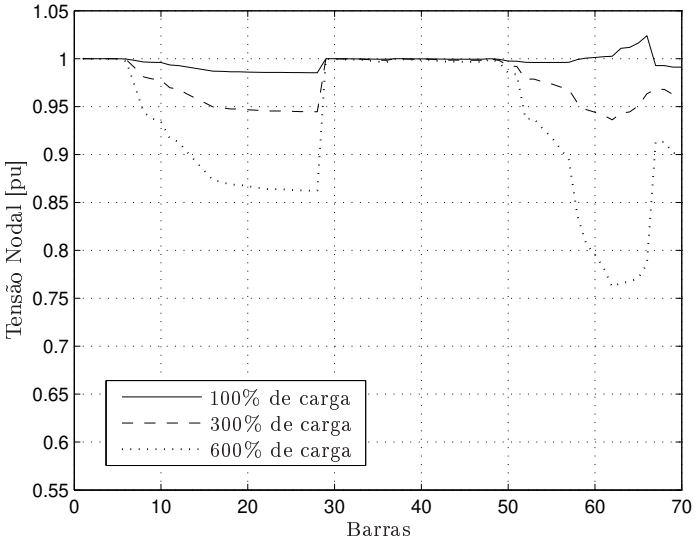
Também na Figura 6.5, para o caso da rede de 135 barras, pode-se perceber que no caso 1 a perda é sempre crescente com relação ao carregamento, diferentemente do que ocorre nos casos 2 e 3, que apresentam uma queda inicial seguida de um aumento. No caso 1 as perdas atingem os 5% com 260% de carregamento, e próximo do valor de referência de máximo carregamento têm-se perdas da ordem de 10,5%. Considerando o carregamento base de 100% como sendo o



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 66

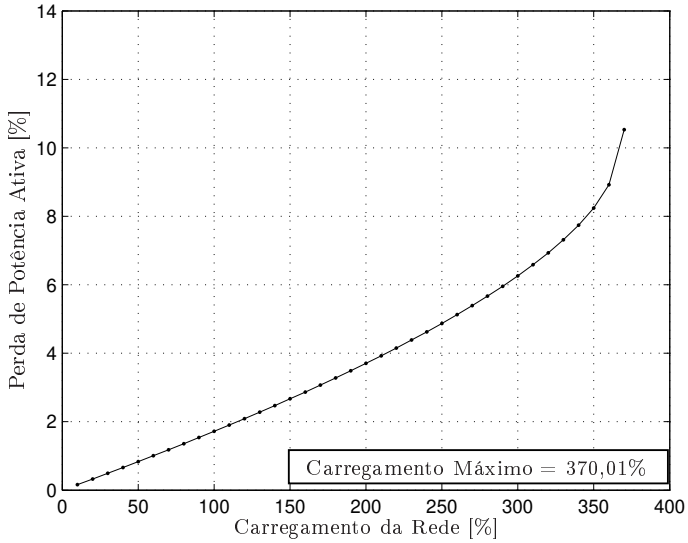


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 66

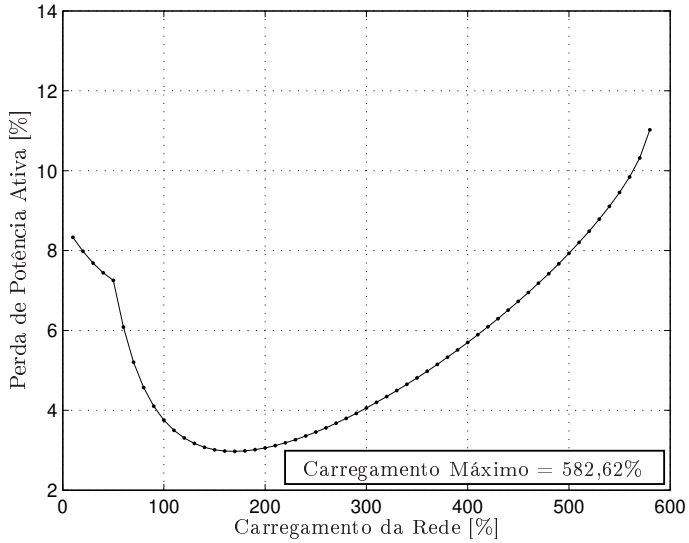
Figura 6.4: Perfis de tensão da rede de 70 barras.

inicial têm-se perdas de 3,7% no caso 2 e de 4,1% no caso 3. Existe para esses dois casos um valor de mínimo, sendo de 3% para ambos. O valor de 5% de perdas é atingido no caso 2 com o carregamento de 370% e no caso 3 com 390%. Próximo do valor de referência do máximo carregamento têm-se perdas de 11% no caso 2 e de 13,7% no caso 3. Esses resultados indicam uma melhora significativa das perdas com a inserção do gerador.

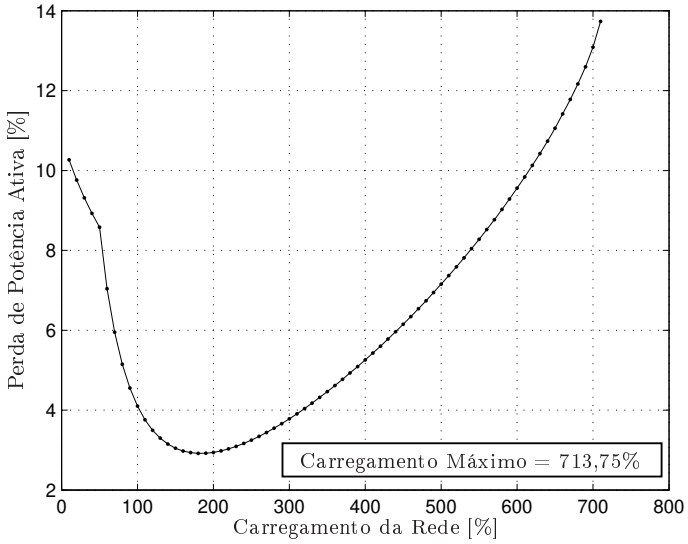
Conforme a Figura 6.6 observa-se que no caso 1 existem tensões inferiores a 0,95 pu logo



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 106

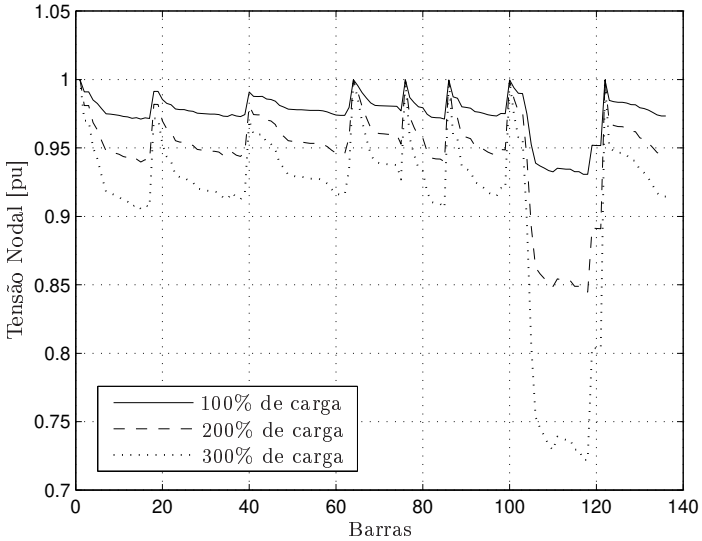


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 106

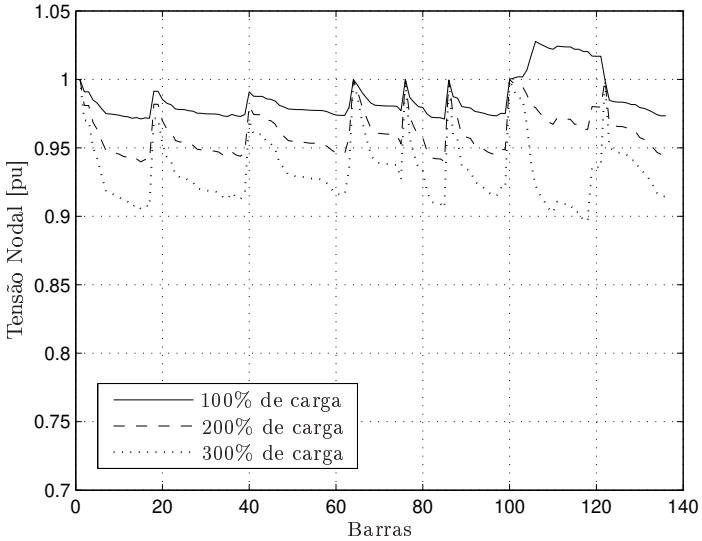
Figura 6.5: Perdas totais da potência ativa da rede de 135 barras.

no carregamento de 100%, enquanto que nos casos 2 e 3 isso ocorre no carregamento de 200%. Nota-se uma elevação significativa da tensão da barra 106 e vizinhas com a inserção do gerador nessa mesma barra, casos 2 e 3. Com isso o perfil de tensão de toda rede é melhorado. Quando se tem o gerador com a tensão regulada (caso 3) a melhora é mais significativa na região da barra 106.

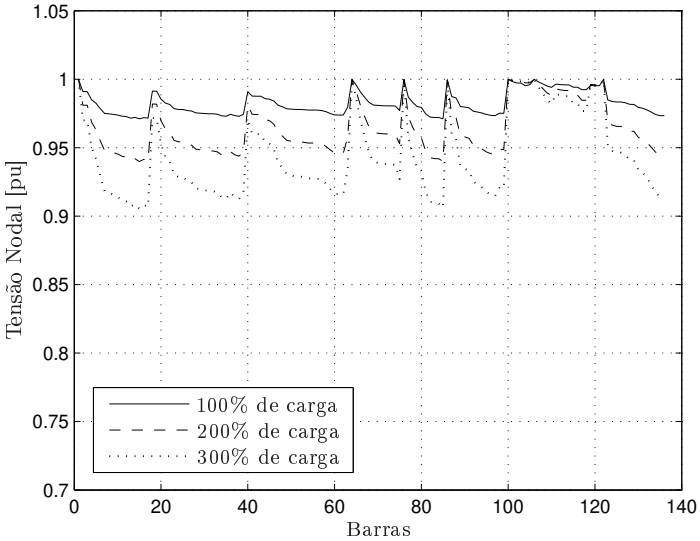
A partir da Figura 6.7 pode-se perceber um comportamento similar dos testes nas redes



Caso 1: Sem geração distribída



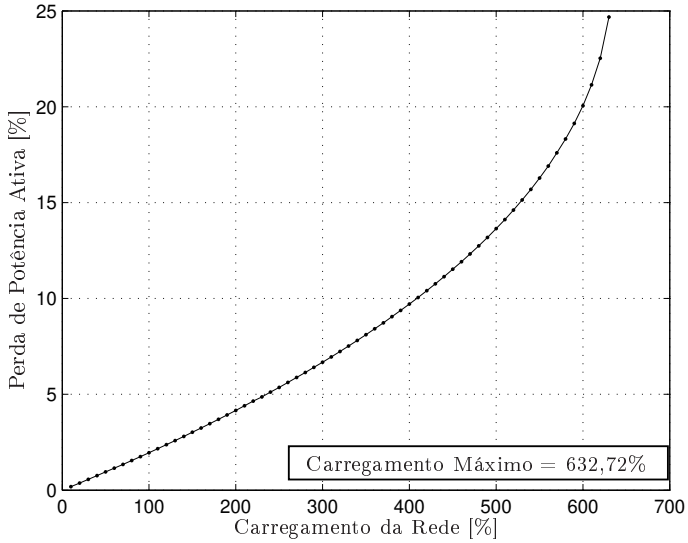
Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 106



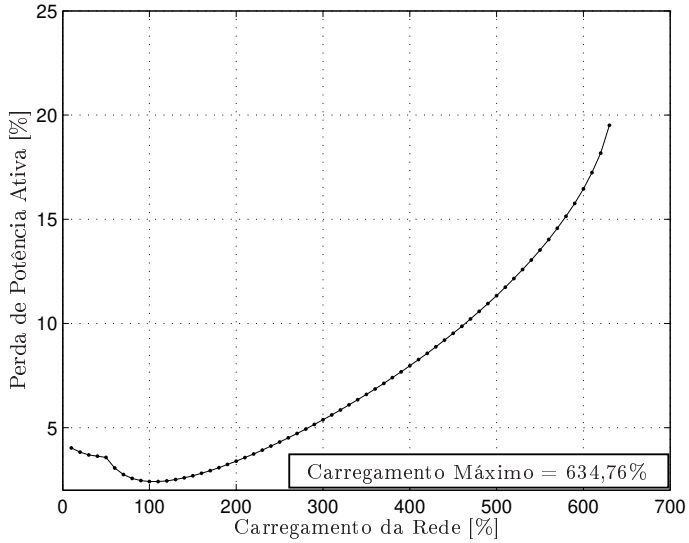
Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 106

Figura 6.6: Perfis de tensão da rede de 135 barras.

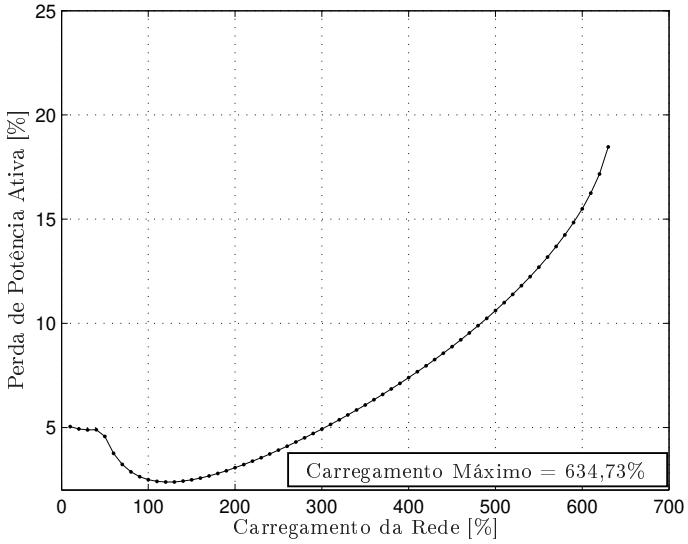
anteriores, onde o caso 1, sem geração distribuída, tem perdas sempre crescentes e os casos 2 e 3, com gerador na barra 202, apresentam uma queda seguida de um aumento. No caso 1 as perdas atingem os 5% com 240% de carregamento, e próximo do valor de referência do máximo carregamento se tem perdas de 24%. Já nos casos 2 e 3, os 5% de perdas são alcançados para 290% e 310% de carregamento respectivamente. E próximo do valor de referência do máximo carregamento têm-se perdas de 19,5% e 18,5% para os casos 2 e 3 respectivamente. De forma



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 202

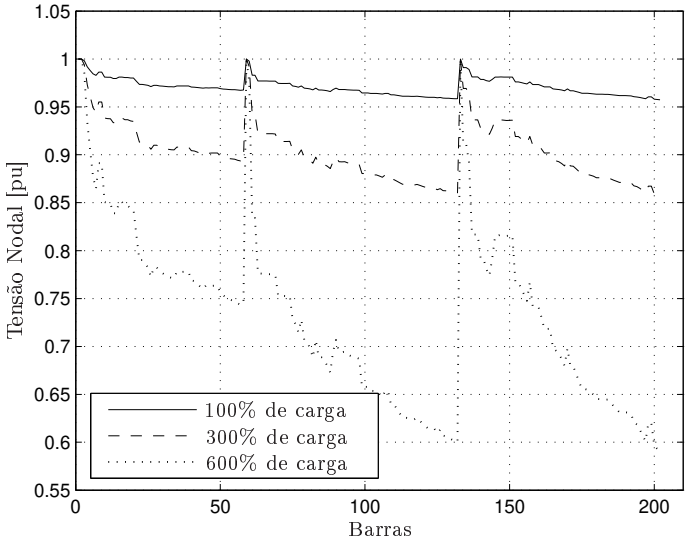


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 202

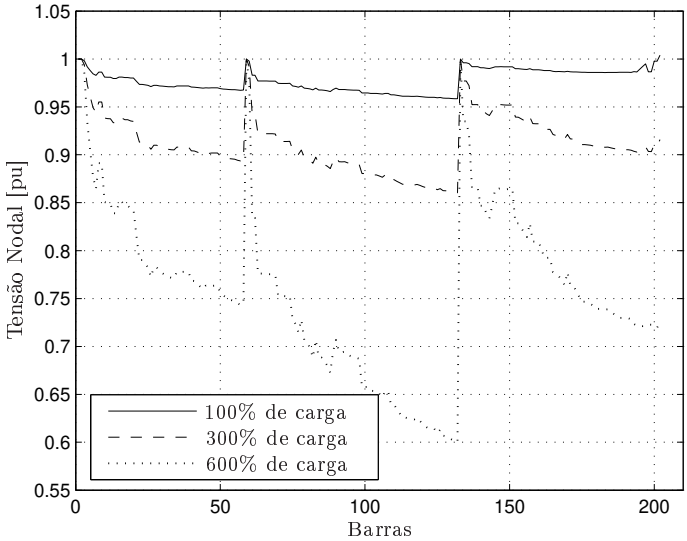
Figura 6.7: Perdas totais da potência ativa da rede de 202 barras.

geral há uma melhora quanto as perdas para o caso em que se insere geradores na rede.

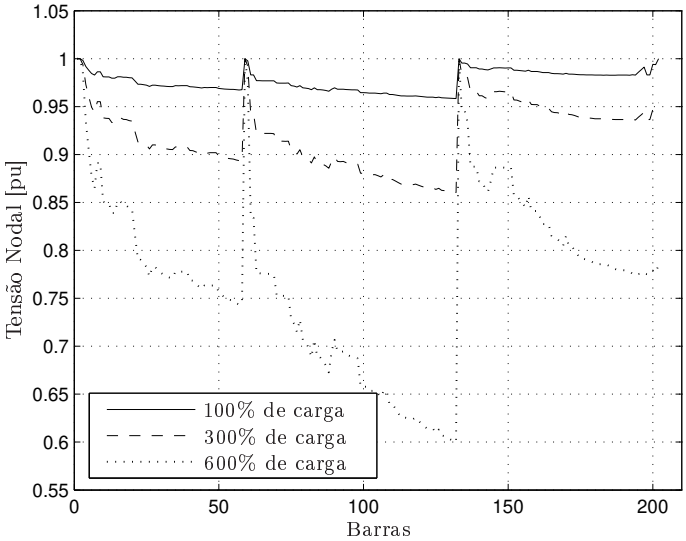
Segundo a Figura 6.8 pode-se observar que com o carregamento de 100% os três casos apresentam tensões dentro dos limites 0.95 pu e 1 pu. Já com o carregamento de 300% se encontram tensões abaixo do 0,95 pu. Com a presença do gerador independente na barra 202 tem-se uma melhora no perfil de tensão nessa região. E com a tensão regulada nesse gerador tem-se uma elevação na tensão das proximidades da barra 202, que pode ser vista nos



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 202



Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 202

Figura 6.8: Perfis de tensão da rede de 202 barras.

carregamentos de 300% e 600% comparando os casos 2 e 3.

6.2 Alocação de Capacitores

A alocação de capacitores é um dos meios mais utilizados para a correção do nível de tensão, pois quando se aloca um banco de capacitores numa determinada barra injeta-se potência

reativa na mesma, que dessa maneira terá sua tensão elevada.

Os testes da alocação de capacitores nas quatro redes estudadas são feitos colocando valores de capacitores que gerem as seguintes potências reativas: 300, 600, 900 e 1200 kVAr. Esses valores são típicos de situações reais. Nas Tabelas 6.1 à 6.4 são indicados os capacitores *shunt* que são colocados nas quatro redes.

Tabela 6.1: Valores dos Capacitores Shunt colocados nas barras da rede de 33 barras.

Número da barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3
	Sem Geração Distribuída	Gerador da barra 33 sem regulação de tensão	Gerador da barra 33 com regulação de tensão
18	900 kVAr	900 kVAr	900 kVAr
33	900 kVAr	-	-

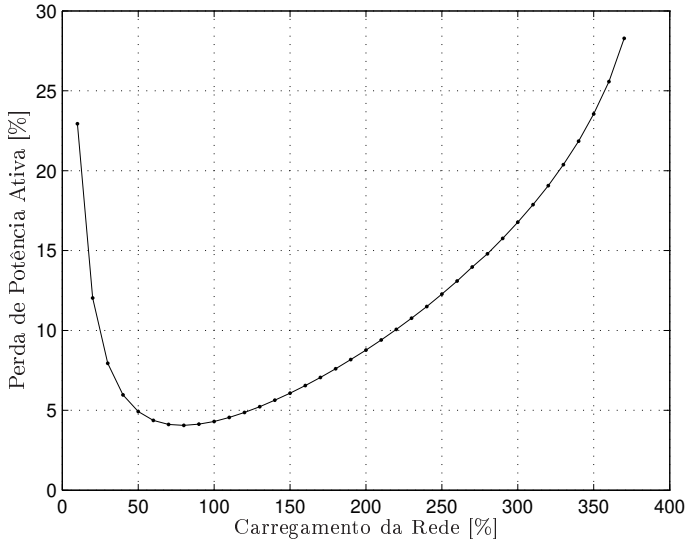
A partir da Figura 6.9, e comparando com a Figura 6.1, pode-se notar que as perdas para essa nova situação são um pouco superiores no início da curva e inferiores a partir do momento em que as curvas se cruzam próximo do valor de mínima perda. É importante comentar que com a alocação dos capacitores no caso 1 a curva que antes era sempre crescente agora assume um outro comportamento, similar com os casos 2 e 3.

Segundo a Figura 6.10, e comparando com a Figura 6.2, é possível perceber que com a elevação dos níveis de tensão das barras próximas a região onde os capacitores foram alocados, o perfil de tensão do carregamento de 100% está dentro dos limites desejados (entre 0,95 pu e 1,05 pu) para os três casos. De forma geral, todos os perfis de tensão são melhores para esse caso de alocação de capacitores.

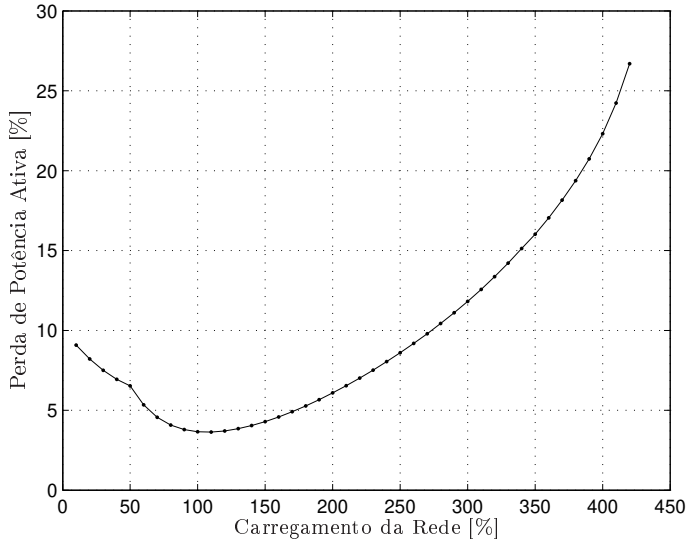
Tabela 6.2: Valores dos Capacitores Shunt colocados nas barras da rede de 70 barras.

Número da barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3
	Sem Geração Distribuída	Gerador da barra 66 sem regulação de tensão	Gerador da barra 66 com regulação de tensão
28	300 kVAr	300 kVAr	300 kVAr
66	600 kVAr	300 kVAr	300 kVAr

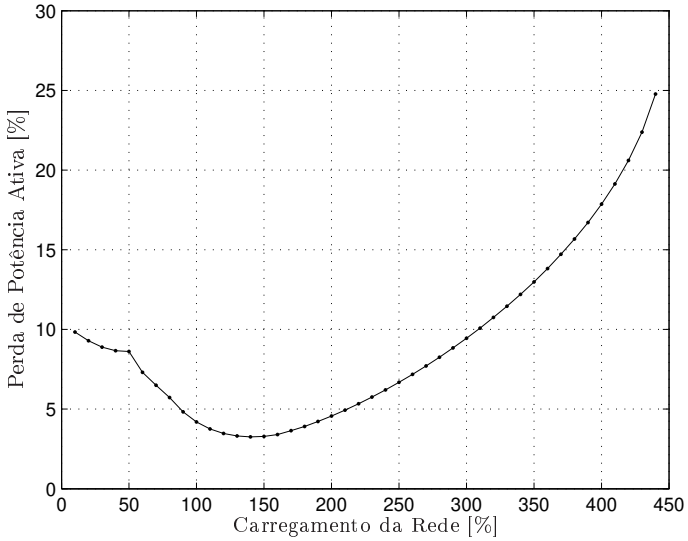
A partir da Figura 6.11, e comparando com a Figura 6.3, pode-se notar no caso 1 que após o carregamento de 100% as perdas dessa nova situação são menores, enquanto que no caso 2 isso ocorre com o carregamento de 80%. Já no caso 3 as perdas são sempre inferiores nessa



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 33

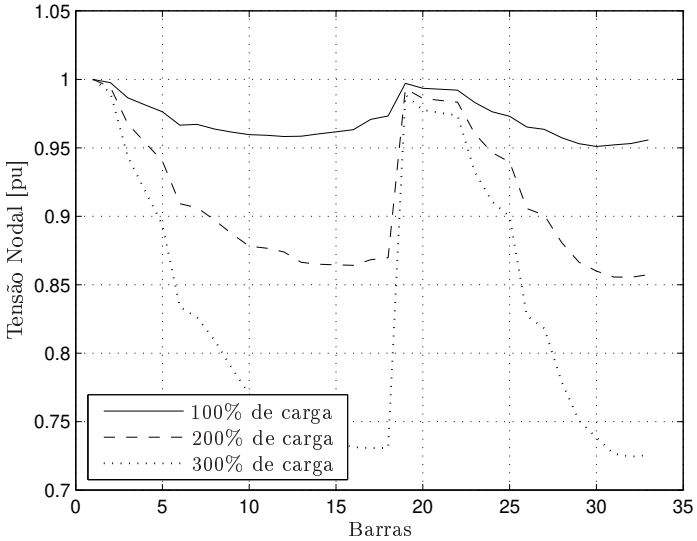


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 33

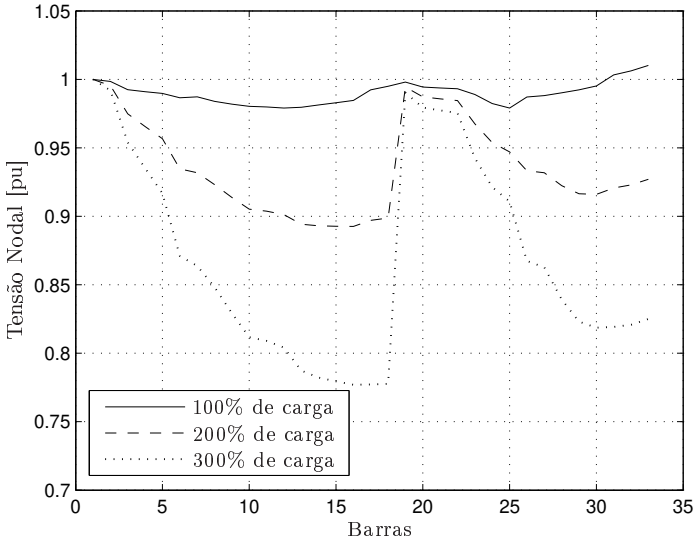
Figura 6.9: Perdas totais da potência ativa da rede de 33 barras com alocação de capacitores.

nova situação. É importante comentar que com a alocação dos capacitores a curva do caso 1 que antes era sempre crescente agora apresenta um comportamento com queda no início da curva e aumento após um valor de mínima perda.

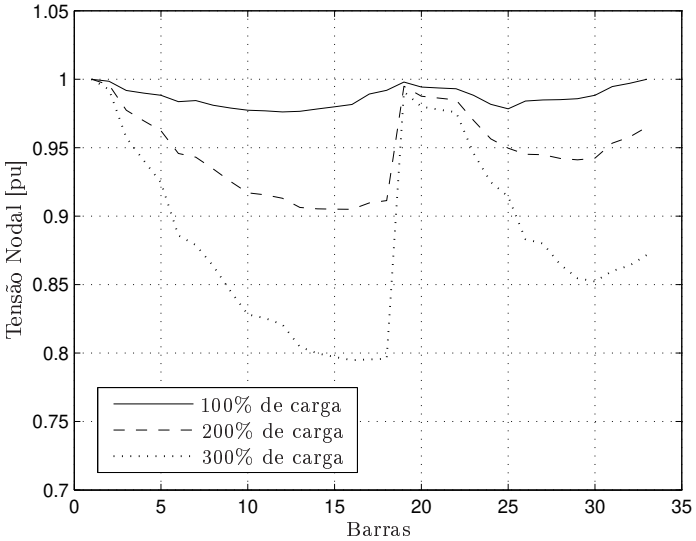
Segundo a Figura 6.12, e comparando com a Figura 6.4, observa-se de uma forma geral a melhora do perfil de tensão para todos os casos, ocasionado pela elevação da tensão na barra onde foi alocado o capacitor e nas barras vizinhas. No caso 3 nota-se que as tensões estão dentro



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 33

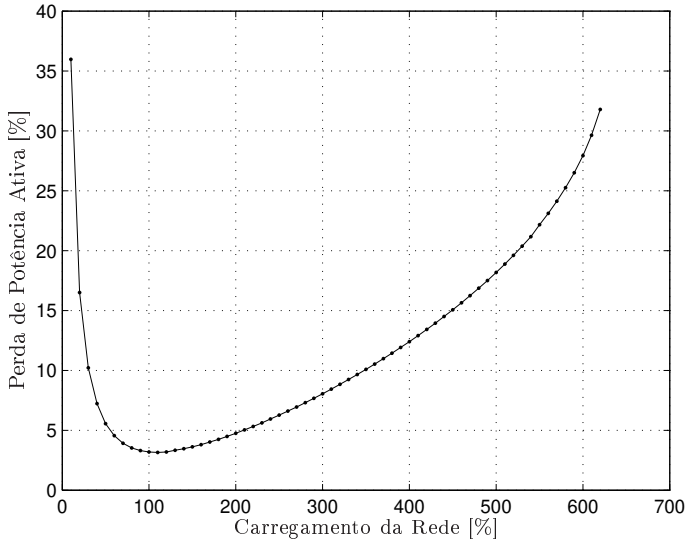


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 33

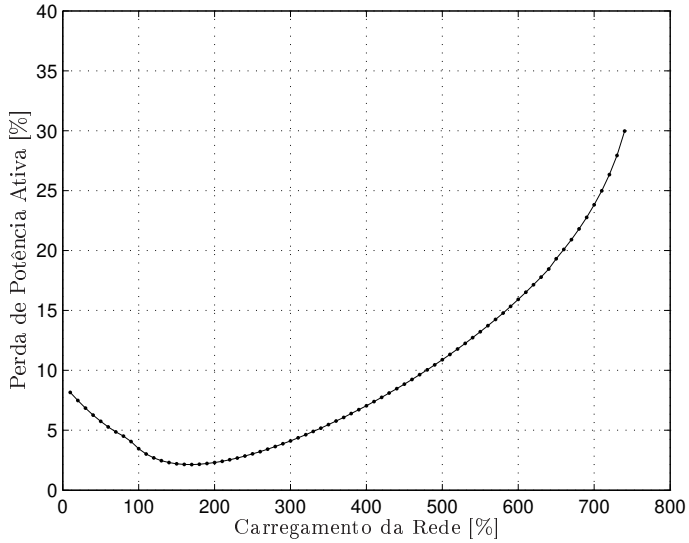
Figura 6.10: Perfis de tensão da rede de 33 barras com alocação de capacitores.

do limite desejado para o carregamento de 100% e de 300%, diferentemente do que ocorre nos casos 1 e 2, em que apenas para o carregamento de 100% tem-se esse bom desempenho.

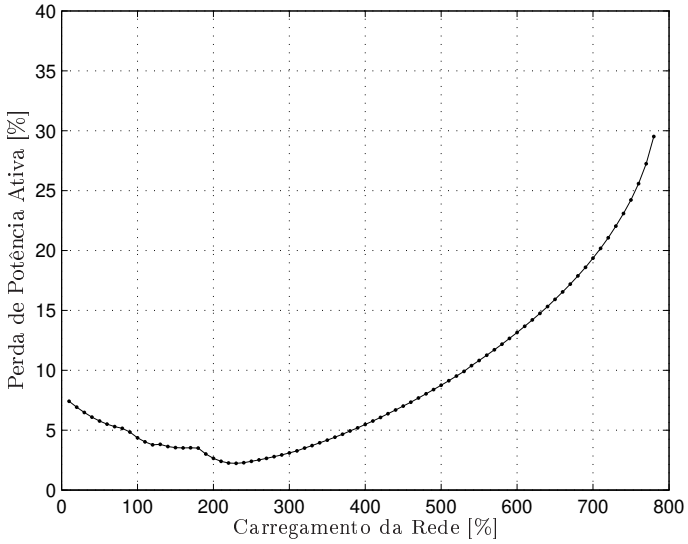
Conforme a Figura 6.13, e comparando com a Figura 6.5, percebe-se que nos três casos as perdas da nova situação são um pouco inferiores a da Figura 6.5 a partir do carregamento de 100%. É importante notar que com a alocação dos capacitores, como foi comentado nas outras redes, o caso 1 tem o comportamento da curva alterado parecendo-se com o dos casos 2 e 3.



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 66

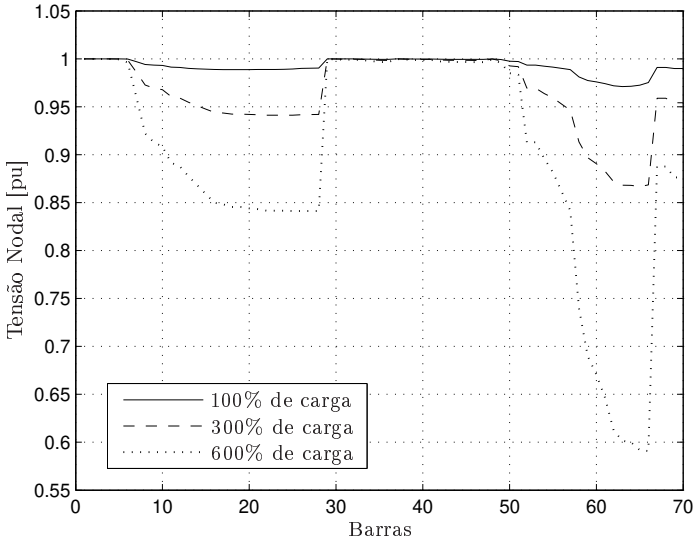


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 66

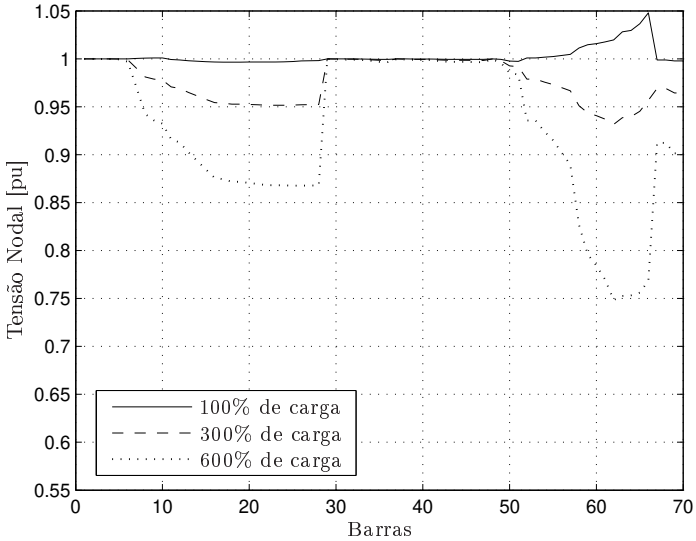
Figura 6.11: Perdas totais da potência ativa da rede de 70 barras com alocação de capacitores.

Segundo a Figura 6.14, e comparando com a Figura 6.6, é possível perceber que com a elevação dos níveis de tensão ocasionada pela alocação dos capacitores, os perfis de tensão para o carregamento de 100% estão dentro do limite desejado, o que não ocorria para a situação sem essa alocação. Já nos carregamentos de 200% e de 300% as tensões estão abaixo dos 0,95 pu.

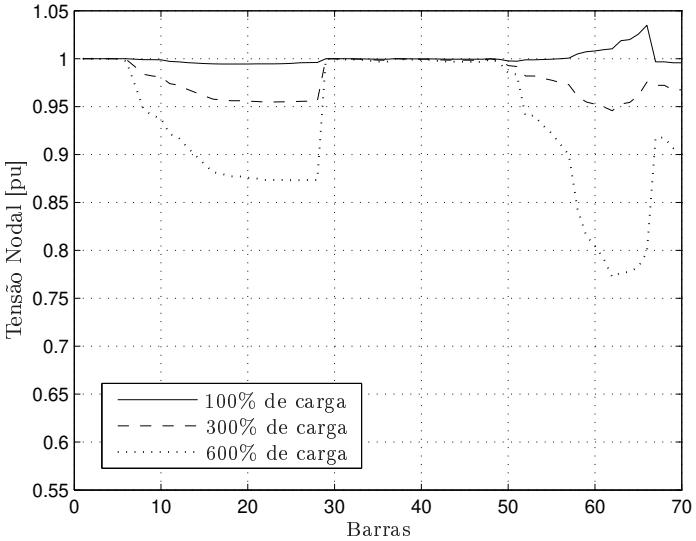
A partir da Figura 6.15, e comparando com a Figura 6.7, pode-se notar que as perdas são praticamente as mesmas nas duas situações comparadas. Essa nova situação apresenta uma



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 66



Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 66

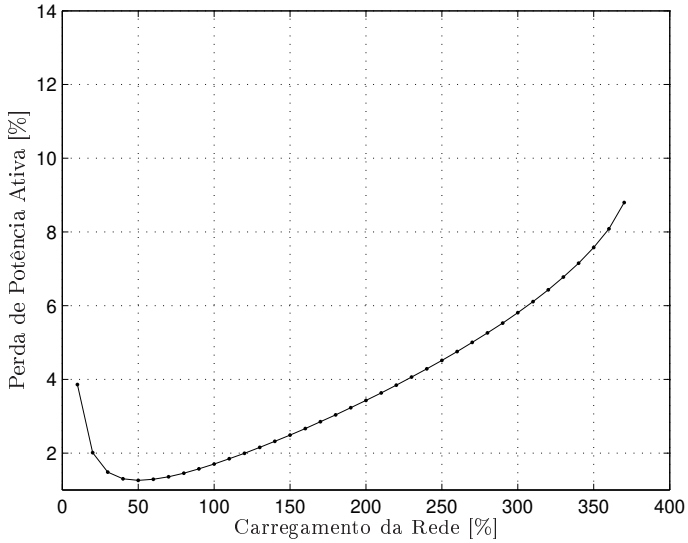
Figura 6.12: Perfis de tensão da rede de 70 barras com alocação de capacitores.

pequena redução das perdas, e com isso pode-se dizer que a alocação de capacitores nessa rede exerce pouca influência. Diferentemente das redes anteriores, o caso 1 não apresenta uma mudaça do comportamento de sua curva.

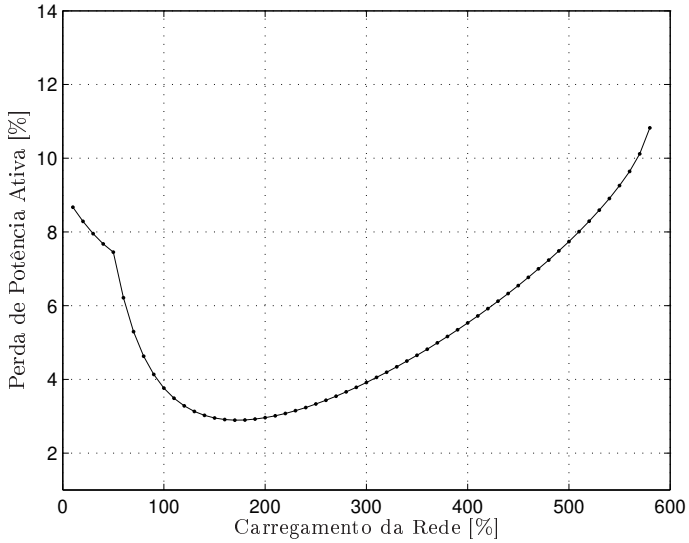
Segundo a Figura 6.16, e comparando com a Figura 6.8, é possível perceber que a alocação dos capacitores melhora os níveis de tensão nas proximidades dessa região e que com isso há uma pequena melhora dos seus perfis de tensão. Apenas para o carregamento de 100% é que

Tabela 6.3: Valores dos Capacitores Shunt colocados nas barras da rede de 135 barras.

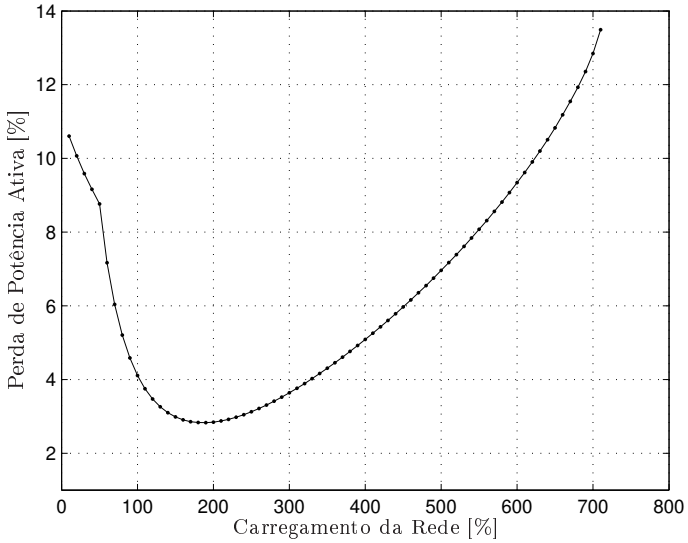
Número da barra	Caso 1 Sem Geração Distribuída	Caso 2 Gerador da barra 106 sem regulação de tensão	Caso 3 Gerador da barra 106 com regulação de tensão
38	1200 kVAr	1200 kVAr	1200 kVAr
85	1200 kVAr	1200 kVAr	1200 kVAr
118	1200 kVAr	-	-



Caso 1: Sem geração distribída

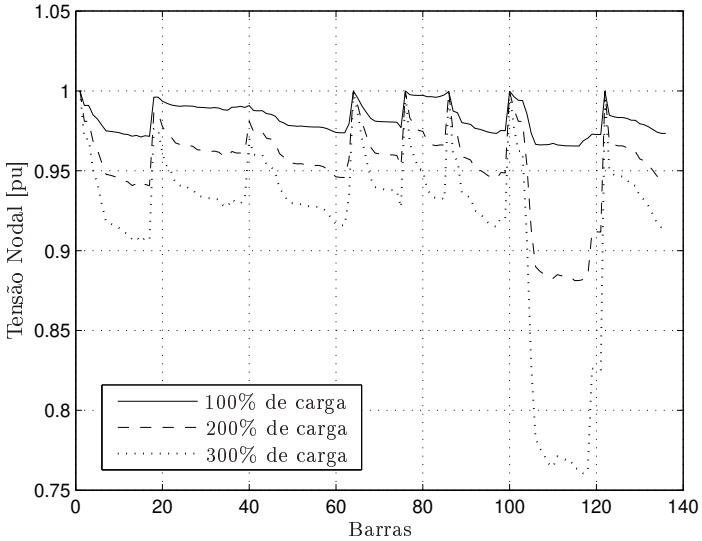


Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 106

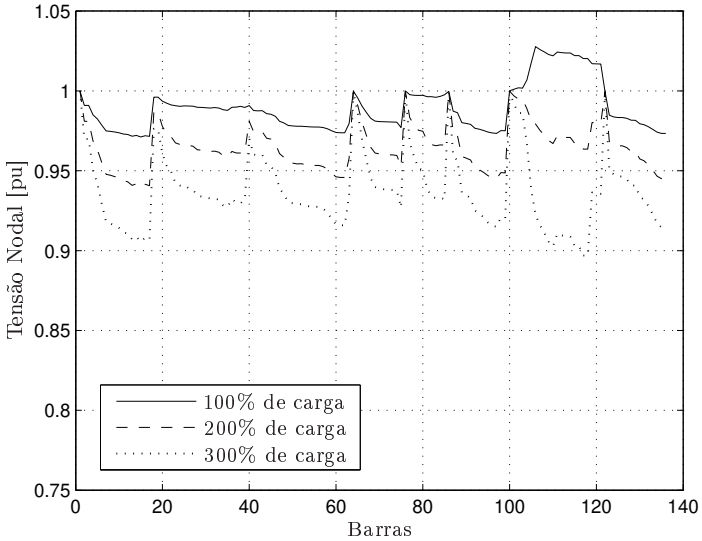


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 106

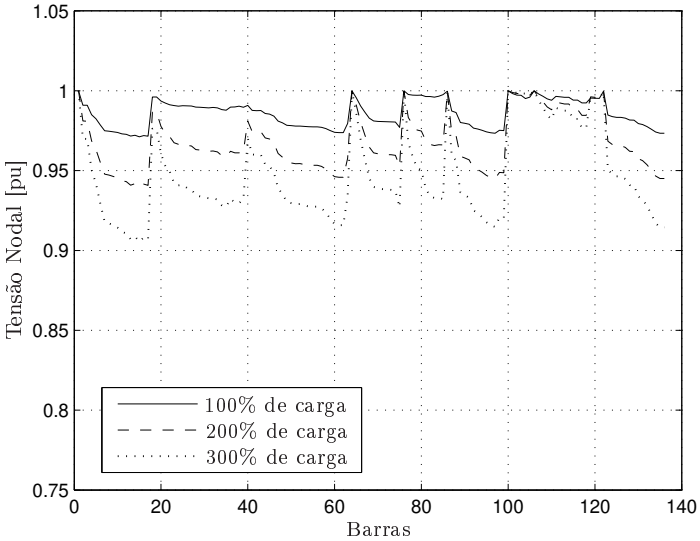
Figura 6.13: Perdas totais da potência ativa da rede de 135 barras com alocação de capacitores.



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 106



Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 106

Figura 6.14: Perfis de tensão da rede de 135 barras com alocação de capacitores.

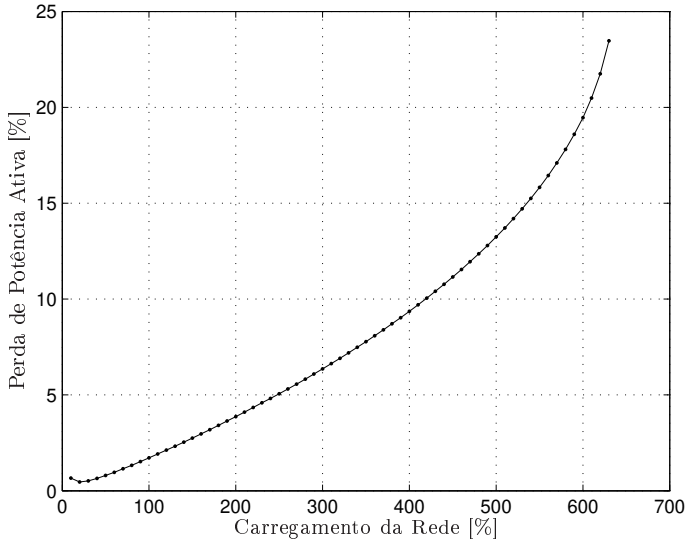
os níveis de tensão estão dentro do limite desejado.

Após analisar as Figuras 6.1 a 6.16 pode-se constatar que o máximo carregamento da rede, segundo o critério de perdas e de perfil de tensão, é significativamente inferior ao limite de máximo carregamento da rede calculado no Capítulo 5, apesar de existirem alguns meios, como a alocação de capacitores, que melhoram o perfil de tensão e reduzem as perdas. Com essa alocação de capacitores o valor de referência do carregamento máximo da rede se modifica,

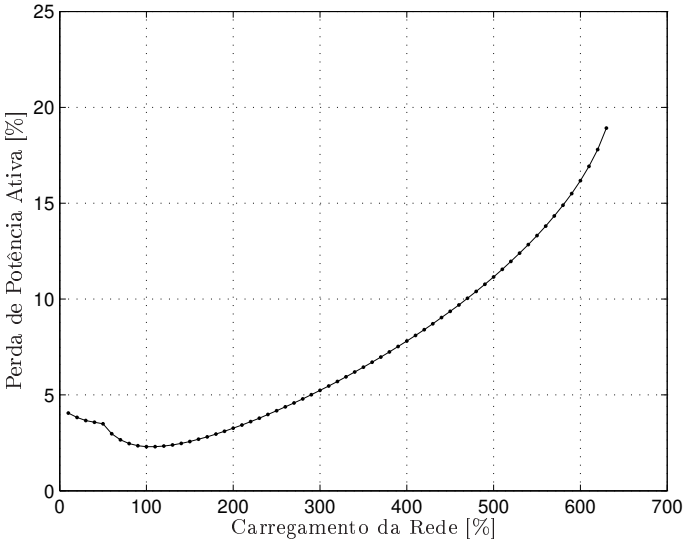
Tabela 6.4: Valores dos Capacitores Shunt colocados nas barras da rede de 202 barras.

Número da barra	Caso 1	Caso 2	Caso 3
	Sem Geração Distribuída	Gerador da barra 202 sem regulação de tensão	Gerador da barra 202 com regulação de tensão
131	600 kVAr	600 kVAr	600 kVAr
132	1200 kVAr	1200 kVAr	1200 kVAr
201	900 kVAr	-	-
202	1200 kVAr	-	-

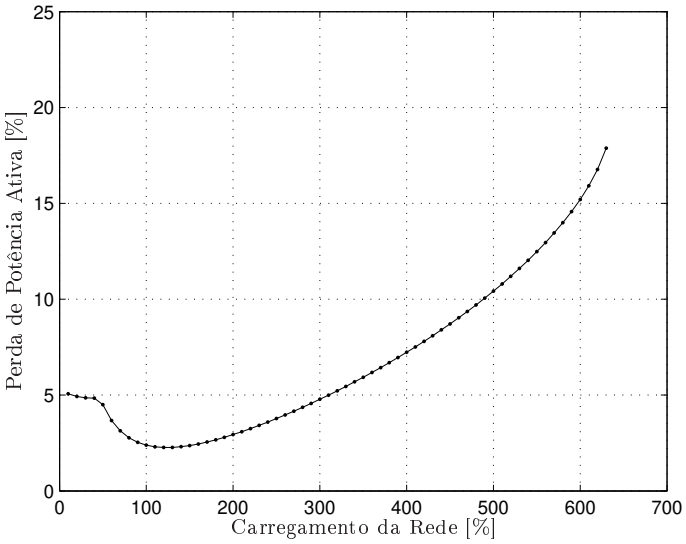
tendo um valor um pouco superior do que na situação sem a alocação.



Caso 1: Sem geração distribída

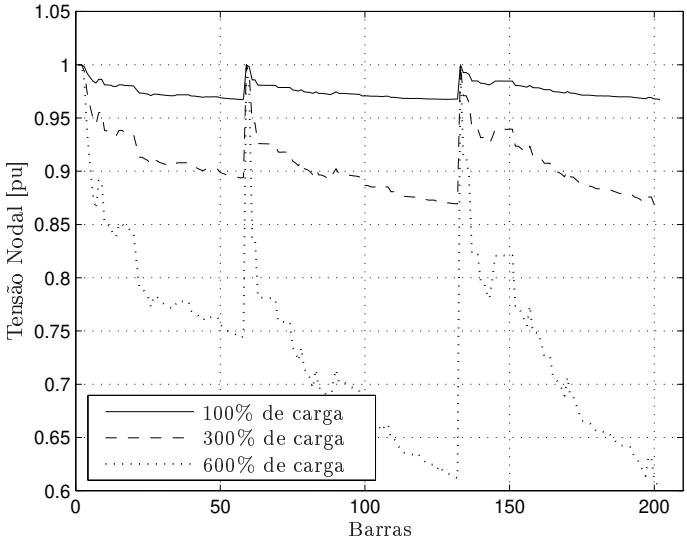


Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 202

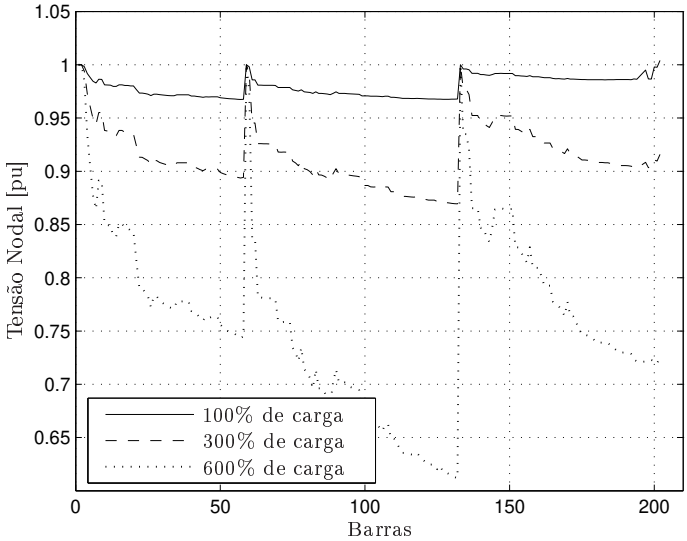


Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 202

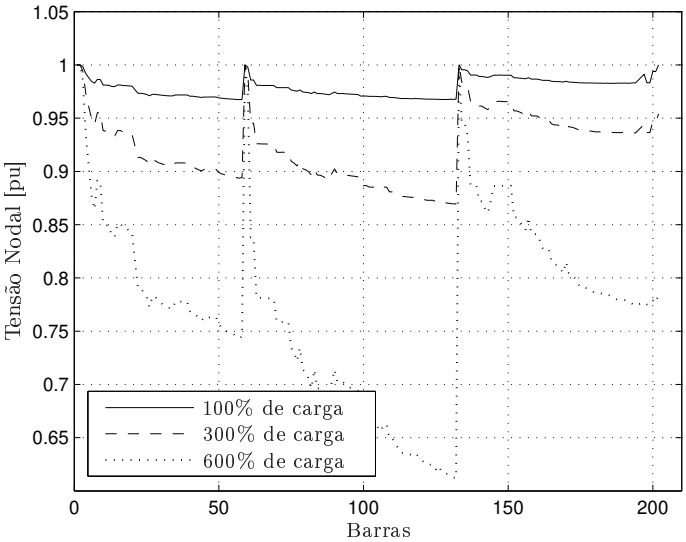
Figura 6.15: Perdas totais da potência ativa da rede de 202 barras com alocação de capacitores.



Caso 1: Sem geração distribída



Caso 2: Gerador sem regulação de tensão na barra 202



Caso 3: Gerador com regulação de tensão na barra 202

Figura 6.16: Perfis de tensão da rede de 202 barras com alocação de capacitores.

Capítulo 7

Conclusões

Neste trabalho propõe-se um método do cálculo da margem de segurança de estabilidade de tensão para sistemas de distribuição de energia elétrica.

Os testes para verificar o desempenho desse método são realizados para quatro sistemas de distribuição, sendo eles de 33, 70, 135 e 202 barras. Também são inseridos geradores nesses sistemas. Para comparação, é utilizado o método apresentado em [20].

Os resultados são satisfatórios quanto ao tempo gasto e a precisão, pois são necessários de seis a oito iterações para se chegar à resposta e o erro apresentado é inferior a 1% (exceto para um caso). Utilizando-se o método de [20] para sistemas sem geração distribuída, os erros são um pouco superiores e apenas quatro iterações são necessárias. Porém, para a situação com geração distribuída, o método de [20] não apresenta bons resultados, com erros de até 38% e precisando de até 19 iterações. O método proposto apresenta resultados bem melhores devido à etapa de corte de carga, que permite calcular uma redução de carga quando se depara com uma situação de não convergência no cálculo do fluxo de carga. O método de [20], por outro lado, apenas utiliza aumento de carga para se chegar a resposta. Neste trabalho foi considerada a iteração como critério de tempo gasto pois cada iteração representa um cálculo de fluxo de carga pelo método de Newton nos dois métodos. O cálculo de fluxo de carga gasta um tempo similar para ambos os métodos em que o ponto de operação se encontra dentro da região factível, e é também similar quando o ponto de operação se encontra na região infactível mas com o método de Newton modificado com o multiplicador ótimo.

No Capítulo 6 são realizados alguns testes quanto às perdas de potência e o perfil de tensão da rede em função do carregamento. Pode-se constatar que se for usado um critério de perdas de 5% e tensões dentro dos valores de 0,95 pu e 1,05 pu, a rede apresenta um limite de carregamento bem inferior ao calculado pelo método proposto nesta dissertação. É testada também a alocação de capacitores para uma melhora das perdas de potência e de perfil de tensão, e percebe-se uma melhora no desempenho do sistema mas isso não faz com que os limites de carregamento máximo obtidos no Capítulo 6 se aproximem dos limites de carregamento calculados pelo método proposto no Capítulo 5.

Contudo, o método proposto não deixa de ter a sua importância para o planejamento e operação em tempo real, pois indica a margem de segurança para a instabilidade de tensão.

Referências Bibliográficas

[1] C. A. Castro. Cálculo de fluxo de potência. Disponível em http://www.dsee.fee.unicamp.br/∼ccastro/it601.html, 2007.

[2] W.H. Kersting. *Distribution system modeling and analysis.* CRC Press, 2002.

[3] M. Chakravorty and D. Das. Voltage stability analysis of radial distribution networks. *Electrical Power and Energy Systems*, 23(2):129–135, 2001.

[4] D. Das. Maximum loading and cost of energy loss of radial distribution feeders. *Electrical Power and Energy Systems*, 26:307–314, 2004.

[5] J. Northcote-Green and R. Wilson. *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems.* Taylor & Francis, 2007.

[6] Jen-Hao Teng and Chan-Nan Lu. Feeder-switch relocation for customer interruption cost minimization. 17(1):254–259, 2002.

[7] G. Brownell and H. Clark. Analysis and solutions for bulk system voltage instability. *IEEE Computer Applications in Power*, 1989.

[8] C.W. Taylor, D.C. Erickson, and R.E. Wilson. Reducing blackout risk by a wide-area control system (wacs): Adding a new layer of defense. *Power System Computation Conference*, August 2005.

[9] R. Farmer N. Hatziargyriou I. Kamwa P. Kundur N. Martins J. Paserba P. Pourbeik J. Sanchez-Gasca R. Schulz A. Stankovic C. Taylor G. Andersson, P. Donalek and V. Vittal. Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended

means to improve system dynamic performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4):1922–1928, November 2005.

[10] U.S.-Canada Power System Outage Task Force 2004. "Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and recommendations". Acessado em 12/11/2008 no site http://www.nerc.com/filez/blackout.html.

[11] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.

[12] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2):1387–1401, May 2004.

[13] G.K. Morison, B. Gao, and P. Kundur. Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3):1159–1171, August 1993.

[14] H.G. Kwatny, A.K. Pasrija, and L.Y. Bahar. Loss of steady state stability and voltage collapse in electric power systems. *Proceedings of 24th Conference on Decision and Controls*, December 1985.

[15] K.T. Vu, Chen-Ching Liu, C.W. Taylor, and K.M. Jimma. Voltage instability: mechanisms and control strategies [powersystems]. *Proceedings of the IEEE*, 83(11):1442–1455, November 1995.

[16] C.A. Cañizares, A.C.Z. de Souza, and V.H. Quintana. Comparison of performance indices for detection of proximity to voltage collapse. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(3):1441–1450, August 1996.

[17] P.A. Löf, G. Andersson, and D.J. Hill. Voltage stability indices for stressed power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(1):326–335, February 1993.

[18] P.A. Löf, T. Smed, G. Andersson, and D.J. Hill. Fast calculation of a voltage stability index. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(1):54–64, February 1992.

[19] N. Flatabo, R. Ognedal, and T. Carlsen. Voltage stability condition in a power transmission system calculated by sensitivity methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4):1286–1293, November 1990.

[20] A. Augugliaro, L. Dusonchet, S. Favuzza, M.G. Ippolito, and E. Riva Sanseverino. A simple method to assess loadability of radial distribution networks. *IEEE Powertech*, 2005.

[21] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3):195–204, 2001.

[22] C. A. Castro. Programa computacional para resolução do problema de fluxo de carga pelo método de Newton.

[23] A.C. Monticelli. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica.* Ed. Blucher, 1983.

[24] J. F. Canato Lorenzeti. "Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica para a melhoria das condições de operação com relação a estabilidade de tensão". Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas, 2004.

[25] F. Milano. PSAT, MATLAB-based power system analysis toolbox. Disponível em http://www.thunderbox.uwaterloo.ca/∼fmilano, July, 2005.

[26] F. Milano. An open source power system analysis toolbox. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3):1199–1206, August 2005.

[27] F. Milano. Power system analysis toolbox. Documentation for PSAT version 1.3.4, disponível em http://thunderbox.uwaterloo.ca/∼fmilano/psat-1.3.4.pdf, July 14,2005.

[28] C.S. Cheng and D. Shirmohammadi. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(2), 1995.

[29] S. Iwamoto and Y. Tamura. A load flow calculation method for ill-conditioned power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100(4):1736–1743, April 1981.

[30] Thomas J. Overbye. A power flow measure for unsolvable cases. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3):1359–1365, August 1994.

[31] L.M.C. Braz, C.A. Castro, and C.A.F. Murari. A critical evaluation of step size optimization based load flow methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(1), 2000.

Apêndice A

Rede de 6 barras

Como exemplo ilustrativo da forma como os dados são utilizados, na figura A.1 tem-se o diagrama unifilar de uma rede fictícia de 6 barras, e logo em seguida na Tabela A.1 tem os dados dessa mesma rede.

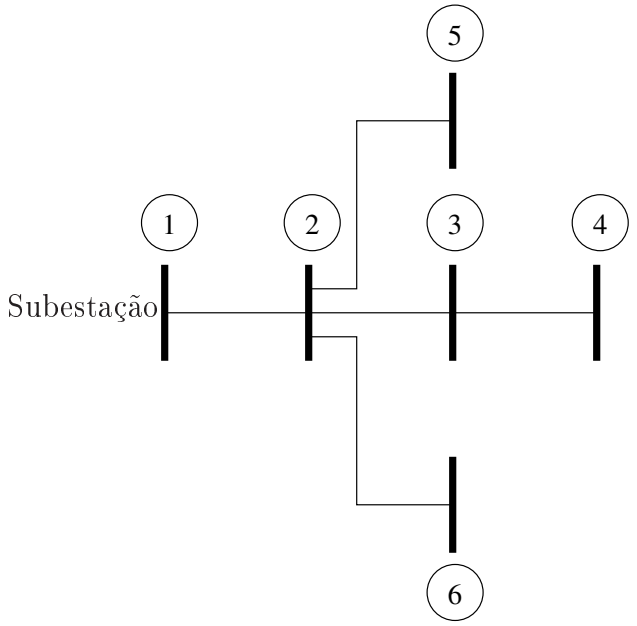


Figura A.1: Diagrama Unifilar da Rede de 6 barras.

Tabela A.1: Dados da rede de 6 barras.

Ramo de	Ramo para	Resistência $[pu]$	Reatância $[pu]$	Potência Ativa barra final $[pu]$	Potência Reativa barra final $[pu]$
1	2	$0,0020$	$0,0005$	$-0,50$	$-0,10$
2	3	$0,0020$	$0,0020$	$-1,50$	$-0,20$
3	4	$0,0020$	$0,0020$	$-5,00$	$-2,00$
2	5	$0,1000$	$0,0500$	$-0,50$	$-0,30$
2	6	$0,0200$	$0,0200$	$-1,00$	$-0,50$