

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL
PARA AVALIAÇÃO DO PROBLEMA
DE COLAPSO DE TENSÃO
EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Izumi Renata Santos Takada

Brasília, Dezembro de 2006

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE GRADUAÇÃO

**PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL
PARA AVALIAÇÃO DO PROBLEMA
DE COLAPSO DE TENSÃO
EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**

Izumi Renata Santos Takada

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista

Banca Examinadora

Prof. Francisco Damasceno Freitas, Dr. _____
UnB/ENE (Orientador)

Prof. Mauro Moura Severino, Mestre. UnB/ _____
ENE (Examinador Interno)

Prof. Alcides Leandro da Silva, Mestre. UnB/ _____
ENE (Examinador Interno)

FICHA CATALOGRÁFICA

TAKADA, IZUMI RENATA SANTOS
PROCEDIMENTO COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DO PROBLEMA
DE COLAPSO DE TENSÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA [Distrito Federal]
2006.

viii, 64p.(ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista,2006). Monografia de Graduação -
Universidade de Brasília.Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|----------------------|---------------------------------|
| 1. Colapso de Tensão | 2. Fluxo de Potência Continuado |
| 3. Vetor Tangente | 4. Fluxo de Carga |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

TAKADA, I. R. S.(2006). Procedimento Computacional para Avaliação do Problema de Colapso de Tensão em Sistemas de Potência. Monografia de Graduação, Publicação ENE 12/2006, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 64p.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO AUTOR: Izumi Renata Santos Takada.

TÍTULO: Procedimento Computacional para Avaliação do Problema de Colapso de Tensão em Sistemas de Potência.

GRAU / ANO:Engenheiro Eletricista / 2006

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta monografia de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta monografia de graduação pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Izumi Renata Santos Takada
QI 4 Bloco E apartamento 313 - Guará 1
71010-052 Brasília - DF - Brasil.

Dedicatória

À minha querida família, meus pais Maria Regina e Mário, e a minha irmã Sayuri.

Izumi Renata Santos Takada

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela fé, força e perseverança que nunca me abandonaram até aqui.

A minha preciosa família pelo amor, carinho, apoio e paciência sem limites de todos os dias, sem exceção.

Aos mestres por todos ensinamentos e lições de vida, em especial ao Professor Dr. Francisco Damasceno Freitas pela atenciosa orientação.

A todos meus amigos da Engenharia Elétrica, principalmente Marcello Sasaki, Francisco, Luíz Bianchi, Fernanda, Otávio, Samuel, Ana Ravena, Ewerton, Marcos, Thompson, Maria Clara, Luíza, Cícero, Guilherme, Renan, Rogério, Arthur e Danilo pela amizade, companhia, horas de estudo, momentos de descontração e por toda ajuda durante os últimos anos.

E também ao Edson Mintsu e ao Tiago Alves, sempre dispostos a sanarem minhas dúvidas com muita disposição.

Izumi Renata Santos Takada

RESUMO

O colapso de tensão é um fenômeno preocupante nos sistemas de potência, pois sua ocorrência significa falta de energia nos centros consumidores. Este problema é caracterizado pela perda do controle da tensão em uma ou mais barras, espalhando-se pelos pontos vizinhos, de forma que a amplitude das tensões apresentam valores fora dos limites aceitáveis de operação. Na literatura, existem diferentes métodos para sua análise, com objetivo de evitá-lo. Neste trabalho, as técnicas utilizadas para o estudo do Colapso de Tensão são o Fluxo de Potência Continuado e o Método do Vetor Tangente. O resultado é uma ferramenta computacional capaz de simular o aumento de carga nos sistemas até que o ponto de colapso seja atingido, além de identificar a barra crítica e traçar curvas PV.

ABSTRACT

Voltage collapse is a worrying phenomenon in power systems, as it means a power shortage at the consumers. This problem is characterized by a voltage control loss in one of the buses, spreading through the neighbors points causing voltage to reach values out of the acceptable operational limits. There are several methods to analyse this problem in order to avoid it. In this work the techniques used to study the voltage collapse are the Continued Power Flow and the Tangent Vector Method. The result is a computational tool capable to simulatate the load increase in the system until it reaches the collapse point, identify the critic bus and trace PV curves.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	1
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO.....	2
1.3	APRESENTAÇÃO DO RELATÓRIO	2
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
2.1	INTRODUÇÃO	3
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA.....	3
2.3	CURVAS PV E QV	5
2.4	FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO.....	6
2.4.1	PASSO PREDITOR E PASSO CORRETOR DO FLUXO DE CARGA CONTINUADO	7
2.5	BARRA CRÍTICA DO SISTEMA	9
2.6	COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA	10
3	FLUXO DE CARGA CONTINUADO NO MATPOWER	12
3.1	INTRODUÇÃO	12
3.2	APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO	12
3.3	UTILIZAÇÃO DO MATPOWER.....	14
3.3.1	FLUXO DE POTENCIA CONTINUADO NO MATPOWER.....	16
3.3.2	IDENTIFICAÇÃO DA BARRA CRÍTICA	18
4	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES E TESTES COMPUTACIONAIS DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO	21
4.1	INTRODUÇÃO	21
4.2	PONTO INICIAL DE OPERAÇÃO	21
4.3	RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO.....	24
4.3.1	RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO DO SISTEMA 09 BARRAS....	24
4.3.2	RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO DO SISTEMA 14 BARRAS....	26
4.3.3	RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO DO SISTEMA 57 BARRAS....	29
4.4	INFLUÊNCIA DE σ^0	31
4.4.1	INFLUÊNCIA DE σ^0 NO SISTEMA 09 BARRAS	32
4.4.2	INFLUÊNCIA DE σ^0 NO SISTEMA 14 BARRAS	33
4.4.3	INFLUÊNCIA DE σ^0 NO SISTEMA 57 BARRAS	35
4.5	COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NAS BARRAS CRÍTICAS	36
4.5.1	COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NA BARRAS CRÍTICA DO SISTEMA 09 BARRAS	37
4.5.2	COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NA BARRAS CRÍTICA DO SISTEMA 14 BARRAS	37
4.5.3	COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NA BARRAS CRÍTICA DO SISTEMA 57 BARRAS	38
5	CONCLUSÕES.....	40
5.1	ASPECTOS GERAIS.....	40
5.2	SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS	40
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42

ANEXOS	44
I DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS 09,14 E 57 BARRAS	45
I.1 DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS 09 BARRAS.....	45
I.2 DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS 14 BARRAS.....	46
I.3 DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS 57 BARRAS.....	48
II PRINCIPAIS CÓDIGOS ADAPTADOS DO MATPOWER	55
II.1 NEWTONPF.M	55
II.2 NEWTONCONTINUADO.M.....	59

LISTA DE FIGURAS

2.1	Curva PV para Fator de Potência Constante	5
2.2	Exemplo de Curva QV	6
2.3	Fluxo de Potência Continuado - Passo Preditor e Corretor.....	9
2.4	Banco de Capacitores da Subestação São João do Piauí.....	11
3.1	Diagrama de Blocos de Fluxo de Carga Continuado.....	12
3.2	Fluxograma do Fluxo Continuado.....	13
4.1	Curva PV do Sistema de 09 barras Após o Fluxo Continuado de Potência.....	25
4.2	Decaimento Exponencial de $\Delta\lambda$ no Fluxo de Potência Continuado do Sistema de 09 barras.	26
4.3	Curva PV do Sistema de 14 barras Após o Fluxo Continuado de Potência.....	28
4.4	Decaimento Exponencial de $\Delta\lambda$ no Fluxo de Potência Continuado do Sistema de 14 barras.	28
4.5	Curva PV do Sistema de 57 barras Após o Fluxo Continuado de Potência.....	30
4.6	Decaimento Exponencial de $\Delta\lambda$ no Fluxo de Potência Continuado do Sistema de 57 barras.	31
4.7	Curva PV do Sistema de 09 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.0002$.	32
4.8	Curva PV do Sistema de 09 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.003$.	32
4.9	Curva PV do Sistema de 09 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.005$.	33
4.10	Curva PV do Sistema de 14 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.0025$.	33
4.11	Curva PV do Sistema de 14 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.0175$.	34
4.12	Curva PV do Sistema de 14 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.02$.	34
4.13	Curva PV do Sistema de 57 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.004$.	35
4.14	Curva PV do Sistema de 57 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.025$.	35
4.15	Curva PV do Sistema de 57 barras pós o Fluxo Continuado com $\sigma^0=0.0275$.	36
4.16	Curva PV do Sistema de 09 barras com Banco de Capacitores na Barra Crítica.....	37
4.17	Curva PV do Sistema de 14 barras com Banco de Capacitores na Barra Crítica.....	38
4.18	Curva PV do Sistema de 57 barras com Banco de Capacitores na Barra Crítica.....	39

LISTA DE TABELAS

3.1	Resultado do Fluxo de Carga Continuado do Sistema 30 Barras.	15
3.2	Resultado do Fluxo de Carga Continuado do Sistema 30 Barras - Continuação.	16
4.1	Dados Iniciais do Sistema 09 Barras.	22
4.2	Dados Iniciais do Sistema 14 Barras.	22
4.3	Dados Iniciais do Sistema 57 Barras.	23
4.4	Resultado do Fluxo de Potência Continuado - Sistema 09 Barras.	24
4.5	Resultado do Fluxo de Potência Continuado - Sistema 14 Barras.	27
4.6	Resultado do Fluxo de Potência Continuado - Sistema 57 Barras.	29

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

Barra PQ	Barra de Carga
Barra PV	Barra de Geração
B_{km}	Susceptância entre a Barra k e a Barra m
B_s	Susceptância Shunt
Curva QV	Curva Potência Reativa vs Tensão
Curva PV	Curva Potência Ativa vs Tensão
d	Operador Derivada
e_k	Parâmetro da Continuação
G_{km}	Condutância entre a Barra k e a Barra m
$G(V, \theta, \lambda)$	Função que Representa um Conjunto de Equações em função de V , θ e λ
G_θ	Derivada Parcial de G em relação a θ
G_V	Derivada Parcial de G em relação a V
G_λ	Derivada Parcial de G em relação a λ
H	Sensibilidade das Potências Ativas em relação as Fases das Barras
$[J]$	Matriz Jacobiana do Sistema
L	Sensibilidade das Potências Reativas em relação as Tensões das Barras
M	Sensibilidade das Potências Reativas em relação as Fases das Barras
M_p	Margem de Potência
N	Sensibilidade das Potências Ativas em relação as Tensões das Barras
NB	Número de Barras do Sistema
P_k	Potência Ativa da Barra k
P_k^{esp}	Potência Ativa Especificada na Barra k
P_{Gk}	Potência Ativa Gerada na Barra k
P_{Ck}	Potência Ativa da Carga na Barra k
Q_k	Potência Reativa da Barra k
Q_k^{esp}	Potência Reativa Especificada na Barra k
Q_{Gk}	Potência Reativa Gerada na Barra k
Q_{Ck}	Potência Reativa da Carga na Barra k
S^{max}	Potência Aparente co Ponto Máximo de Carregamento
S^i	Potência de determinado ponto de operação
t	Vetor Tangente
V_k	Módulo da Tensão na Barra k
V_m	Módulo da Tensão na Barra m
V^e	Tensão Estimada para Próxima Solução
V^i	Tensão da Solução Atual
Y_{bus}	Matriz de Admitância de Barras da Rede
Y_{km}	Elemento da matriz de Admitância
Y_{ii}	Somatório da Admitância de Todos Rlementos Ligados a Barra k
Y_{ij}	Admitância entre a Barra k e a Barra m

Símbolos Gregos

∂	Operador Derivada Parcial
ΔP	Incremento de Potência Ativa
ΔQ	Incremento de Potência Reativa
$\Delta \theta$	Desvio do Ângulo da Tensão
ΔV	Desvio da Magnitude da Tensão
$\Delta \lambda$	Incremento do Fator de Carregamento
λ	Fator de Carregamento
λ_0	Fator de Carregamento Inicial
λ^e	Fator de Carregamento Estimado para Próxima Solução
λ^i	Fator de Carregamento da Solução Atual
σ	Tamanho do Passo Preditor
σ^0	Tamanho do Passo Preditor Inicial
θ_k	Ângulo da Tensão da Barra k
θ_m	Ângulo da Tensão da Barra m
θ_{km}	Diferença de Fase Entre as Barras k e m
θ^e	Ângulo Estimado para Próxima Solução
θ^i	Ângulo da Solução Atual
θ_{pv_i}	Variável que representa os Ângulos das Barras de Geração
θ_{pq_i}	Variável que representa os Ângulos das Barras de Carga

Variáveis

<i>AchaMais</i>	Rotina que identifica o elemento que ocorre mais vezes em um vetor
<i>aclamb</i>	Acumula os valores da variável λ
<i>bc</i>	Índice da Barra crítica
<i>dlamb</i>	Variável $\Delta \lambda$
<i>ElmtoMax</i>	Vetor que guarda a posição dos elementos máximos do vetor tangente
<i>ENFORCE_Q_LIMS</i>	Opção do MATPOWER® Para considerar os limites de Geração reativa
<i>lamb</i>	Variável λ
<i>npq</i>	Número de Barras de Carga
<i>npv</i>	Número de Barras de Geração
<i>Sbus</i>	Matriz de injeção de Potência Aparente especificada nas Barras
<i>Va</i>	Variável Ângulo das tensões nas Barras
<i>Vm</i>	Variável módulo das tensões nas Barras
<i>Va(pv)</i>	Variável que representa os Ângulos das Barras de Geração
<i>Va(pq)</i>	Variável que representa os Ângulos das Barras de Carga
<i>Vm(pq)</i>	Variável que representa a Magnitude das tensões nas Barras de Geração
<i>Vpq_i</i>	Variável que representa a Tensão as Barras de Carga
<i>VBarraCritica</i>	Tensão da Barra crítica
<i>VBarraMinimo</i>	Tensão da Barra com Tensão mais baixa
<i>VBarraMeio</i>	Tensão de um Barra de Carga aleatória

Siglas

FACTS	Flexible AC Transmisson Systems
FC	Fluxo de Carga
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MATLAB [®]	MATrix LABoratory - Software de alta performance voltado para o cálculo numérico.
MATPOWER [®]	Pacote de arquivos . m do MATLAB [®] para simulação do Fluxo de Potência
PMC	Ponto Máximo de Carregamento
SEPs	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TVI	Índice do Vetor Tangente

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta a principal motivação deste trabalho de graduação, bem como seus objetivos e também a sequência em que os tópicos serão abordados.

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Atualmente, os Sistemas Elétricos de Potência (SEP), em especial o Sistema Interligado Nacional (SIN), tendem a funcionar nos limites de operação. Isso ocorre devido à expansão contínua de carga nos centros consumidores, associada às restrições ambientais e econômicas para construção de novas usinas geradoras de energia elétrica e à expansão de linhas de transmissão. Conseqüentemente, as redes de transmissão e distribuição vêm enfrentando problemas críticos de instabilidade de tensão, principalmente o afundamento e o colapso de tensão, que podem culminar na interrupção do fornecimento de energia.

O colapso de tensão é caracterizado pelo declínio na tensão de uma ou mais barras seguido da perda de controle da tensão monitorada. Trata-se de um fenômeno local que se espalha pelas barras vizinhas, podendo ser iniciado pela falta de uma linha de transmissão ou de um gerador, ou então através de sucessivas perturbações [1].

Inúmeros são os trabalhos a respeito da estabilidade de tensão e do colapso de tensão, apresentando sempre o mesmo foco: a qualidade da tensão de suprimento, porém com técnicas diferentes em sua abordagem. Entre estas técnicas, os principais temas escolhidos aqui foram o fluxo de carga continuado e o Método do Vetor Tangente.

Os métodos convencionais de fluxo de carga são considerados inapropriados para se obter o Ponto Máximo de Carregamento (PMC) por causa da singularidade da Matriz Jacobiana nas proximidades do ponto de colapso. Neste caso, o fluxo de carga continuado apresenta-se como uma ferramenta eficiente, pois permite a obtenção de todas as soluções reais do fluxo de Potência e a margem de carga do sistema, utilizando técnicas iterativas de parametrização que evitam a singularidade da Matriz Jacobiana. Além disso, ao atingir o PMC é possível encontrar as margens de estabilidade, traçar as curvas PV e QV, e obter informações para determinação de medidas efetivas de reforço, prevenindo problemas futuros [2, 3]. Complementarmente, durante o fluxo continuado, o método do vetor tangente identifica a barra crítica do sistema, determinando a localização exata dos pontos que necessitam atenção especial.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O presente trabalho oferece uma pequena contribuição para o estudo do problema de colapso de tensão. O estudo será baseado na análise estática de instabilidade de tensão, explorando o fluxo de potência continuado, o vetor tangente, a barra crítica do sistema, curvas PV e a compensação de potência reativa.

1.3 APRESENTAÇÃO DO RELATÓRIO

No capítulo 2, são revistos os principais conceitos sobre a avaliação do comportamento da magnitude das tensões em um SEP quando é submetido a um aumento progressivo de carga. Em seguida, o capítulo 3 descreve a metodologia para o desenvolvimento de um algoritmo que realiza os procedimentos e cálculos necessários para execução do fluxo de carga continuado, a partir do programa MATPOWER. Os resultados das simulações computacionais da rotina criada no capítulo 3 são apresentados no capítulo 4, seguido das conclusões e sugestões para estudos futuros no capítulo 5. Os anexos contém o material complementar necessário.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Conceitos básicos sobre o Fluxo de Potência, Curvas PV e QV, Fluxo de Potência Continuado, Barra Crítica do Sistema e Compensação de Potência Reativa serão apresentados aqui.

2.1 INTRODUÇÃO

Uma maneira de analisar um SEP é variar progressivamente sua carga, monitorando-se a tensão em cada barra e o fluxo de potência nos ramos do circuito. Para isso pode-se aplicar o Fluxo de Potência continuado. O entendimento e o sucesso do método da continuação associado ao fluxo de carga necessitam de alguns conceitos simples e conhecidos, como a formulação do fluxo de potência, as curvas PV e QV e o vetor tangente, que serão apresentados neste capítulo. Além disso, serão mostradas algumas considerações sobre a barra crítica do sistema e a idéia básica sobre a compensação de potência reativa, exemplificando a utilidade do fluxo de potência continuado.

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA

A solução do fluxo de potência, ou Fluxo de Carga (FC) de um sistema elétrico de potência é fundamental para sua operação, pois fornece o perfil de tensões e ângulos em toda rede, ajuste de tap dos transformadores, carregamento dos equipamentos e interligações, perdas do sistema e também a potência reativa fornecida ou absorvida pelos geradores.

A injeção de potência em determinada barra do sistema (barra k) depende da magnitude das tensões e da diferença entre as fases desta barra e aquelas que estão conectadas à ela. Além disso, em cada barra pode haver geração ou absorção de energia (carga), de forma que a potência injetada, ou potência especificada, na barra é a diferença entre a potência (ativa ou reativa) gerada e a potência absorvida, ou seja:

$$P_k^{esp} = P_{Gk} - P_{Ck} \quad (2.1)$$

$$Q_k^{esp} = Q_{Gk} - Q_{Ck} \quad (2.2)$$

P_{Gk} e Q_{Gk} são as potências ativa e reativa geradas, enquanto que P_{Ck} e Q_{Ck} são as potências ativa e reativa da carga, respectivamente.

As equações básicas do FC são [4]:

$$P_k^{esp} = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] = P_k(V, \theta) \quad (2.3)$$

$$Q_k^{esp} = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] = Q_k(V, \theta) \quad (2.4)$$

Onde:

NB é o número de barras do sistema.

θ_{km} é a diferença de fase entre as barras k e m.

G_{km} e B_{km} são a condutância e a susceptância, respectivamente, do elemento Y_{km} da matriz de admitância de barras da rede Y_{bus} , que é igual à:

$$Y_{bus} = \begin{cases} Y_{ii} = \sum Y_{km} \rightarrow \text{Somatório de todos elementos ligados a barra } k \\ Y_{ij} = -Y_{km} \rightarrow \text{Admitância entre a barra } k \text{ e a barra } m \end{cases} \quad (2.5)$$

O número de equações e incógnitas do FC depende da caracterização das barras do sistema, pois barras de carga fornecem duas equações (P_k e Q_k), barras de geração fornecem uma equação (P_k) e a barra *swing* (ou barra de referência) não fornece equações.

O conjunto de equações 2.3 e 2.4 é escrito da seguinte maneira:

$$0 = -P_k^{esp} + V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] = \Delta P_k(V, \theta) \quad (2.6)$$

$$0 = -Q_k^{esp} + V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] = \Delta Q_k(V, \theta) \quad (2.7)$$

Para calcular os estados, ou seja as fases θ_i e tensões V_i , do sistema de equações não-lineares acima, é necessária a aplicação do método de Newton-Raphson. Neste método, uma determinada função é expandida em uma série de Taylor no ponto de operação escolhido considerando apenas a parte linear da série, ou seja, os termos de ordem superior são desconsiderados. Com um processo iterativo, as raízes são determinadas calculando-se seus incrementos a cada iteração a partir de um ponto inicial arbitrário, até que se alcance o resultado dentro da tolerância estabelecida.

Quando o Método de Newton-Raphson é aplicado ao problema do fluxo de potência, devem-se calcular os desvios $\Delta\theta$ e ΔV , da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = -[J] \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = -[J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

A matriz Jacobiana do sistema $[J]$ é igual à:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P(\theta, V)}{\partial \theta} & \frac{\partial P(\theta, V)}{\partial V} \\ \frac{\partial Q(\theta, V)}{\partial \theta} & \frac{\partial Q(\theta, V)}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Em que:

H é a sensibilidade das potências ativas em relação aos ângulos das barras

N é a sensibilidade das potências ativas em relação às tensões das barras

M é a sensibilidade das potências reativas em relação aos ângulos das barras

L é a sensibilidade das potências reativas em relação às tensões das barras [4].

2.3 CURVAS PV E QV

Duas ferramentas bastante utilizadas para caracterizar um SEP, principalmente tratando-se do estudo de estabilidade de tensão, são as curvas PV e QV devido à sua confiabilidade e facilidade de aquisição. Ambas as curvas determinam a capacidade de carga do sistema em relação à tensão, indicando as regiões estáveis ou instáveis de operação, e a robustez do sistema. Por isso, com auxílio de tais curvas é possível determinar os locais sujeitos ao problema de instabilidade de tensão, além de ações corretivas e preventivas para fortalecer os pontos que necessitam de algum tipo de reforço.

Para traçar uma curva PV, apelidada de "curva do nariz", aumenta-se o carregamento do sistema com fator de potência constante, calculando o valor de tensão na mesma barra até que o ponto máximo de carregamento seja atingido, que representa o limite máximo de transmissão (ponto de colapso). A região da curva acima do ponto de colapso indica os pontos de operação satisfatória, enquanto que os pontos abaixo estão na região instável de operação, ou solução falsa. Assim, existem dois valores possível de tensão para cada carga.

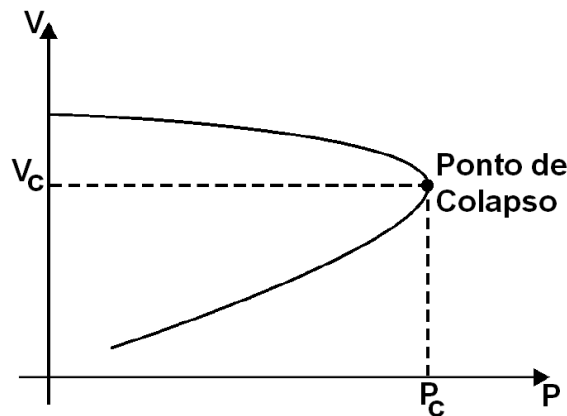


Figura 2.1: Curva PV para Fator de Potência Constante [5].

A curva QV é usada com frequência na análise de sensibilidade de tensão para uma dada potência injetada, ou seja, mostra as variações da tensão em relação a uma mudança na potência reativa gerada na barra, além de ser fundamental para o cálculo de compensação de potência reativa.

Dada uma curva QV, a região estável de operação encontra-se à direita do ponto crítico ($\frac{\partial Q}{\partial V} > 0$), enquanto que a região instável, à esquerda do mesmo ponto ($\frac{\partial Q}{\partial V} < 0$). Por exemplo, na figura a seguir, o ponto *A* está na região estável, pois um aumento em *Q* resultará em uma tensão mais alta. Já o ponto *B* é instável, pois ao incrementar *Q* a tensão será mais baixa.

A curva QV também informa a Margem de Potência Reativa do sistema, que é a distância entre um determinado ponto de operação e o ponto de mínimo da curva [1].

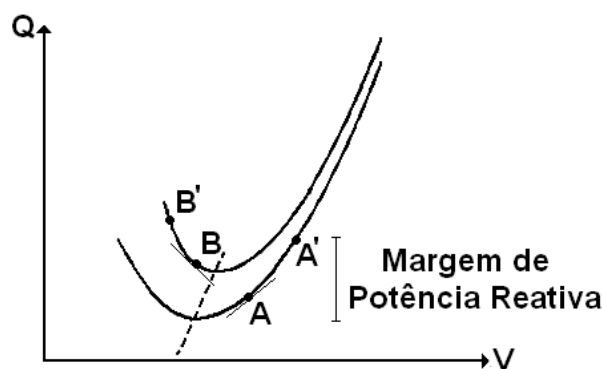


Figura 2.2: Exemplo de Curva QV

2.4 FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

O cálculo do fluxo de potência convencional apresentado anteriormente não é interessante na análise estática de instabilidade de tensão, pois para traçar as curvas PV e QV é necessário executar um número grande de fluxos de potência, o que pode consumir bastante tempo e também não indica as verdadeiras causas do problema da instabilidade. Além disso, neste procedimento, o carregamento ocorre em algumas barras individuais, diferentemente do que ocorre na realidade e ainda, as barras devem ser escolhidas cuidadosamente, traçando-se várias curvas PV e PQ para obter informações completas [6].

No entanto, o principal problema do FC convencional na questão da instabilidade de tensão é a divergência do fluxo no PMC do sistema devido à não singularidade da matriz Jacobiana neste ponto. Por isso, são aplicados métodos de continuação ao problema do fluxo de potência que possibilitam a obtenção completa do perfil das barras, à medida que se varia o carregamento [7].

No fluxo de carga continuado, o fator de carregamento λ é responsável por conduzir um SEP de um

ponto de equilíbrio estável para outro. Este parâmetro é acrescido às equações do fluxo de potência convencional, da seguinte maneira:

$$\left. \begin{aligned} \lambda P^{esp} - P(\theta, V) &= 0 \\ \lambda Q^{esp} - Q(\theta, V) &= 0 \end{aligned} \right\} = G(V, \theta, \lambda) = 0 \quad (2.11)$$

A parametrização utilizando λ pode representar variáveis com significado físico claro, como por exemplo a tensão V_k , onde a barra k é a barra crítica do sistema, ou então a perda total de potência ativa e reativa na barra de referência ou nas barras de geração [2]. Neste trabalho, λ será considerado um incremento nas potências ativa e reativa das cargas, acompanhado pelo aumento correspondente na geração.

A solução do conjunto de equações 2.11 é alcançada, para diferentes valores de λ , seguindo o princípio geral do Fluxo de Potência continuado: o esquema preditor-corretor.

2.4.1 Passo Preditor e Passo Corretor do Fluxo de Carga continuado

A função do passo preditor é encontrar um ponto aproximado para solução seguinte. Existem diferentes técnicas de previsão encontradas na literatura, entre estas as mais populares estão a do preditor secante, e principalmente a do previsor tangente, que será discutida no presente trabalho. A técnica do vetor tangente consiste em dar um passo de tamanho apropriado na direção tangente do caminho da solução. O vetor tangente t é calculado derivando-se as equações do fluxo de carga continuado [2].

$$d[G(\theta, V, \lambda)] = G_\theta d\theta + G_V dV + G_\lambda d\lambda = 0 \quad (2.12)$$

ou

$$[G_\theta \quad G_V \quad G_\lambda] \cdot \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = [J \quad G_\lambda] \cdot t = 0 \quad (2.13)$$

onde:

$$G_\theta = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix} \quad G_V = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad G_\lambda = \begin{bmatrix} P^{esp} \\ Q^{esp} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Uma vez que λ foi inserido nas equações do FC, conforme 2.11, o número de incógnitas é maior que o número de equações, por isso é necessário mais uma equação para solucionar o sistema. Neste sentido, uma variável do vetor tangente t deve ser especificada com valor diferente de zero, que é chamada de parâmetro da continuação. Uma nova equação ($e_k \cdot t = t_k = \pm 1$) é acrescida ao conjunto de equações 2.13,

da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} G_\theta & G_V & G_\lambda \\ & e_k & \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = [J_a] \cdot t = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Em outras palavras, a seguinte equação foi adicionada ao problema:

$$\lambda = \lambda_0 + \Delta\lambda \quad (2.16)$$

em que:

$$\frac{\partial \Delta\lambda}{\partial \lambda} = 1 \quad (2.17)$$

Assim, λ é incrementado a cada iteração, começando pelo caso base (igual ao fluxo de carga convencional) em que $\lambda_0=1$ e $\Delta\lambda=0$.

A matriz Jacobiana aumentada J_a é a composição da matriz Jacobiana convencional com os vetores G_λ e e_k . O vetor e_k é uma linha com todos elementos nulos, exceto o k -ésimo, que é igual à 1 (ou -1, quando o parâmetro representa um variável que diminui). A escolha do índice k deve ser tal que o vetor t tenha norma diferente de zero, e garanta que J_a não seja singular no PMC. Com isso, é possível calcular o vetor t e a estimativa para próxima solução será:

$$\begin{bmatrix} \theta^e \\ V^e \\ \lambda^e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^i \\ V^i \\ \lambda^i \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

o sobrescrito e significa estimativa e i é a solução atual [2].

O escalar σ define o tamanho do passo preditor de maneira que a solução prevista esteja dentro do raio de convergência do passo corretor. O controle do passo afeta a eficiência computacional do método, pois na condição de carga leve, σ pequeno resultará em poucas mudanças no ponto de operação, exigindo um passo σ relativamente grande, já na região próxima ao ponto de colapso (carga pesada), σ deve ser pequeno para que a estimativa não se encontre fora da solução.

O método de controle do tamanho do passo utilizado aqui é baseado no vetor tangente normalizado, ou seja:

$$\sigma = \frac{\sigma^0}{\|t\|_2} \quad (2.19)$$

em que $\|t\|_2$ é a norma Euclidiana do vetor tangente t e σ^0 é um escalar pré-definido. A eficiência e o resultado do método são dependentes da escolha inicial de σ^0 , geralmente bons resultados são atingidos

com valores pequenos σ^0 que são determinados empiricamente, pois são diferente para cada sistema. E a medida que o sistema torna-se carregado, a magnitude do vetor tangente aumenta e σ diminui [2].

Caso σ seja fixado em 1, tem-se o chamado "traço normal", se $\sigma > 1$ ou $\sigma < 1$, o traço é rápido ou lento, respectivamente [8].

Depois que a etapa preditora produziu uma estimativa para a solução seguinte $[\theta^e \ V^e \ \lambda^e]^T$, é preciso corrigir o erro. Qualquer método numérico pode ser usado como corretor. Usualmente, inclusive neste trabalho, é utilizado o próprio método de Newton-Raphson para solucionar o fluxo de potência que utiliza a estimativa como ponto de partida [9]. A figura a seguir exemplifica o mecanismo do fluxo de potência continuado.

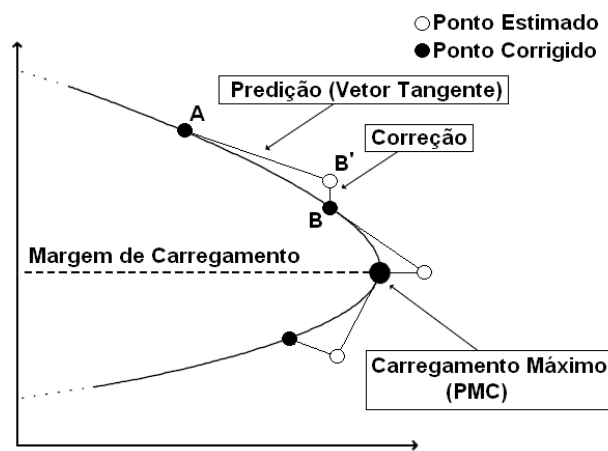


Figura 2.3: Fluxo de Potência Continuado - Passo Preditor e Corretor [7].

2.5 BARRA CRÍTICA DO SISTEMA

Do ponto de vista da segurança de tensão, barras críticas são:

- i) aquelas para quais a transmissão de potência ativa e reativa se encontra perto do máximo permissível,
- ii) aquelas onde ações de controle de tensão podem ter consequências opostas ao esperado, e
- iii) aquelas que apresentam maior sensibilidade devido à uma perturbação no sistema.

A identificação da barra crítica é fundamental na análise do colapso de tensão, pois uma vez detectada sua existência é recomendada a aplicação de ações de controle para tornar as condições de segurança mais severas, aumentando a distância da carga da barra crítica até o (novo) máximo permitido. Muitas vezes isso

pode ser conseguido através da alteração do perfil de tensão e, conseqüentemente, da redução de perdas, ou então é necessário o redespacho de potência ativa.

A barra crítica do sistema não significa a barra que apresenta menor tensão, mas sim aquela cuja tensão tem maior variação quando ocorre aumento de carga, decrescendo mais rapidamente. Em outras palavras, é onde a tensão "afunda primeiro". Nos casos mais extremos, representa o ponto inicial de um processo evolutivo de desligamentos de carga em cascata, conhecido por efeito dominó.

Atualmente, na literatura existem alguns índices que indicam a barra crítica e a proximidade do colapso de tensão, como o *Índice baseado nos Fluxos de Potência*, o *Índice que leva em conta a Máxima Transferência de Potência*, ou o *Índice que considera os Fluxos de Potência Ativa e Reativa* [9]. Também é possível utilizar a *Margem de Potência*, que é a diferença de potência entre o ponto de operação e o PMC ($M_p = S^{max} - S^i$), identificando o *Caminho de Transmissão mais carregado*, em seguida o *Ramo de Transmissão Crítico* e finalmente a barra crítica [5].

Neste trabalho, será utilizado o método do vetor tangente para encontrar a barra crítica do sistema, visto que o vetor t da equação 2.15 contém informações importantes de como as variáveis de estado são afetadas pelo aumento do parâmetro de carga λ . A vantagem do método do vetor tangente é a identificação precoce da barra crítica, diferentemente dos outros índices de colapso de tensão [8].

Para isso, deve-se considerar apenas os elementos do vetor tangente referentes às tensões nas barras de carga. Aquele que apresentar maior valor em módulo será correspondente a barra crítica [1]. O índice c da barra crítica será:

$$c \leftarrow \max \left\{ \left| \frac{\partial V_1}{\partial \lambda} \right|, \left| \frac{\partial V_2}{\partial \lambda} \right|, \dots, \left| \frac{\partial V_n}{\partial \lambda} \right| \right\} \quad (2.20)$$

Outra forma conhecida de identificar a barra crítica do sistema é pelo Índice do Vetor Tangente (TVI) dado por:

$$TVI_i = \left| \frac{dV_i}{d\lambda} \right|^{-1} \quad (2.21)$$

Para a barra crítica (índice i), o TVI $\rightarrow 0$ no ponto do colapso pois $\left| \frac{dV_i}{d\lambda} \right| \rightarrow \infty$ [10].

2.6 COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

A compensação de potência reativa em SEPs é uma maneira consagrada e eficiente de aumentar a capacidade de transmissão e a estabilidade de tensão. Trata-se de balancear a potência reativa gerada ou consumida pelas linhas de transmissão, já que capacitâncias em paralelo produzem potência reativa

proporcional ao quadrado da tensão e aproximadamente constante, enquanto que indutâncias em série consomem potência reativa proporcional ao quadrado da corrente e variável [11]. Além disso, o problema do colapso de tensão está associado a tensões muito baixas, de modo que uma ação de controle que eleva a tensão nas barras como a compensação de reativos ajuda a evitar este tipo de problema, aumentar a capacidade de carga do sistema e reduzir as perdas de potência ativa.

As formas mais comuns de compensação de reativos são bancos de capacitores em série, banco de capacitores ou reatores em paralelo e, mais recentemente, os FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) que além da compensação de reativos também controlam o fluxo de potência na linha. Cada forma de compensação possui vantagens e desvantagens em relação a sua complexidade ou simplicidade, desempenho e custo de implantação, operação e manutenção.

Neste trabalho, serão feitos testes simulando a compensação de potência reativa utilizando-se bancos de capacitores em paralelo nas barras críticas dos sistemas analisados, devido à sua simplicidade, baixo custo e bons resultados.



Figura 2.4: Banco de Capacitores da Subestação São João do Piauí [12].

3 FLUXO DE CARGA CONTINUADO NO MATPOWER

O presente capítulo apresenta os procedimentos necessários para o cálculo do fluxo de potência continuado e a identificação da barra crítica.

3.1 INTRODUÇÃO

Para simular o aumento de carga de um SEP de forma confiável, utiliza-se o método da continuação. Neste procedimento, é necessário acrescentar ao conjunto de equações do FC uma icógnita e uma equação para executar a etapa preditora e corretora, seguindo alguns passos vistos do capítulo anterior. Este capítulo mostra como o fluxo de carga continuado pode ser implementado e como seus conceitos são aplicados, exemplificando seu funcionamento. Além disso, há informações sobre a identificação da barra crítica do sistema pelo método do vetor tangente, e como são traçadas as curvas PV após obter o resultado do fluxo continuado.

3.2 APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

A partir de um código, rotina ou programa que apresente o resultado do fluxo de carga de um sistema, é possível aplicar o fluxo de potência continuado, desde o processo utilizado seja acessível. É necessário conhecer como o problema é formulado, ou seja, como os dados de entrada (características das barras, geradores, linhas, cargas, áreas...) são recebidos e rearranjados, e também o quê é considerado variável ou constante nos cálculos. Além disso, é preciso verificar como os dados de saída são informados para apresentar os resultados do fluxo continuado de forma coerente. Lembrando que não importa como o fluxo de potência convencional é executado e qual método é utilizado, basta que seus resultados sejam verdadeiros.

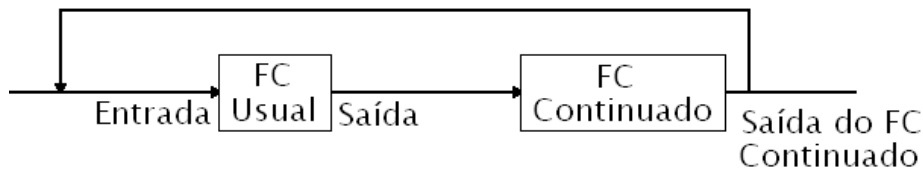


Figura 3.1: Diagrama de Blocos de Fluxo de Carga Continuado.

No problema do FC usual, é necessário conhecer a potência especificada das barras de geração e das barras de carga para montar a Matriz Jacobiana Aumentada da equação 2.15, após a solução do fluxo de potência usual. Em seguida deve-se calcular o vetor tangente t e o tamanho do passo preditor σ (equação

2.19). Ao multiplicar t por σ , tem-se o incremento das variáveis que devem ser somados a solução inicial do fluxo (equação 2.18). O próximo ponto do conjunto de soluções será encontrado a partir de tais valores, juntamente com a carga multiplicada pelo carregamento, acompanhado pela geração correspondente.

Assim, para executar o método da continuação é criado um laço maior englobando o fluxo usual até que não exista mais solução para o carregamento em questão. Este mecanismo é detalhado a seguir:

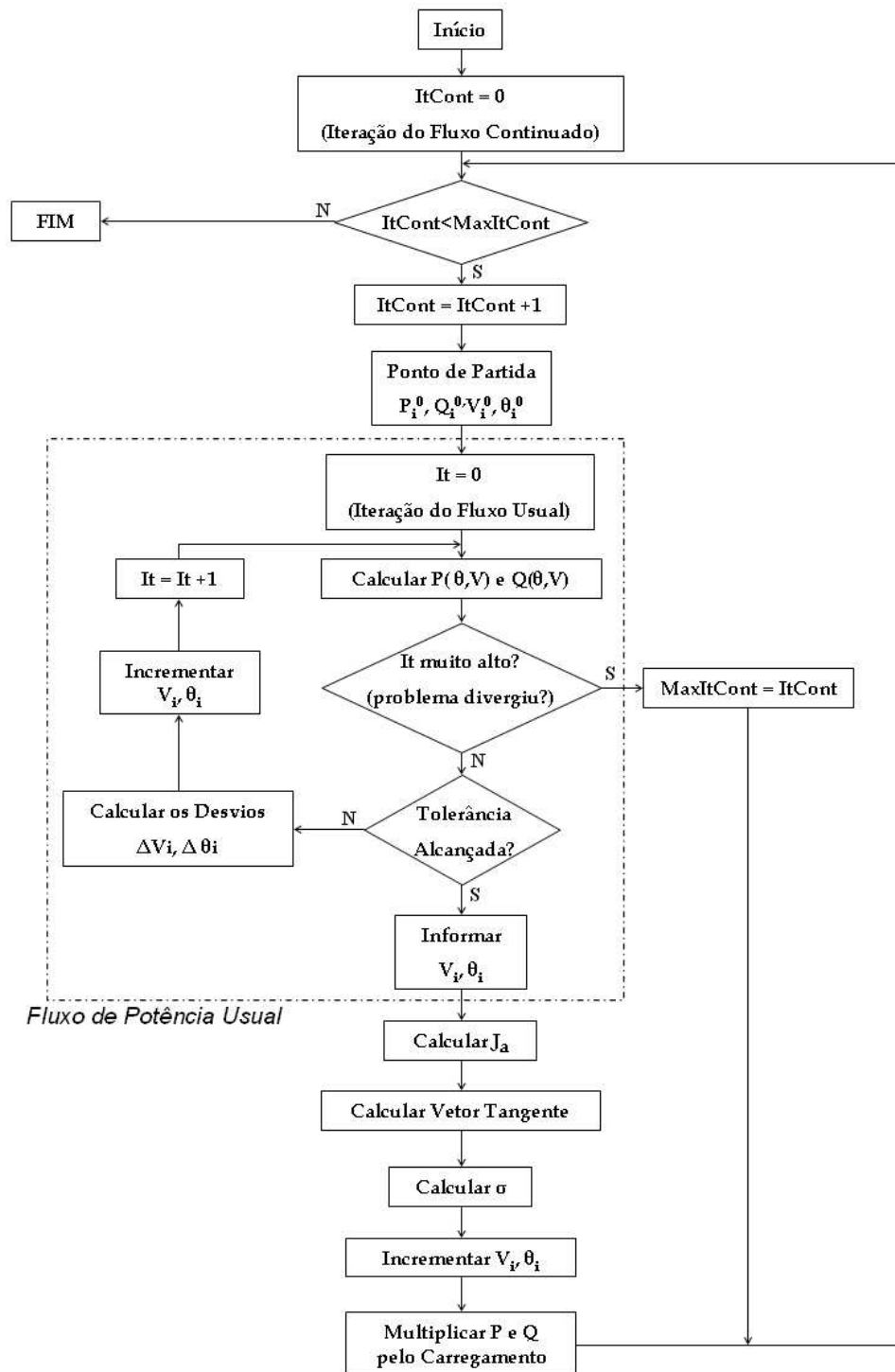


Figura 3.2: Fluxograma do Fluxo Continuoado.

3.3 UTILIZAÇÃO DO MATPOWER

O MATPOWER é um pacote gratuito de arquivos tipo .m do MATLAB, utilizado para solucionar o fluxo de potência e fluxo de potência otimizado. É considerado uma ferramenta de simulação de sistemas elétricos de fácil uso, entendimento e modificação. A ferramenta foi desenvolvida principalmente por pesquisadores e educadores da Universidade de Cornell em Ithaca, Nova York.

Para utilizar o MATPOWER é necessário MATLAB 5.0 ou versão superior. Neste trabalho, foram utilizados MATPOWER vs 3.1b2 (mais recente) e MATLAB 6.5.

O MATPOWER oferece cinco opções de algoritmos para calcular o fluxo de potência. A utilização de cada um destes está condicionada ao tipo de sistema estudado e ao grau de confiabilidade desejado. O algoritmo padrão utilizado pelo MATPOWER resolve o fluxo de potência pelo método de Newton com matriz Jacobiana completa, que é atualizada a cada iteração. Existem ainda duas variações do algoritmo padrão, que calculam o fluxo de potência através do método desacoplado rápido de Newton. As outras alternativas são o método de Gauss-Seidel e a solução DC. Nesta última, o resultado é obtido diretamente, por um processo não-iterativo, baseado na injeção das potências reais especificadas nas barras.

A função do MATPOWER que calcula o fluxo de potência é denominada *runpf*. Nesta função, a solução é obtida em matrizes, há um indicador que informa se o algoritmo obteve sucesso ao encontrar uma solução para o problema e é informado o tempo de duração do processo de cálculo. Existem ainda opções que permitem especificar o algoritmo da solução e tipos de saída, bem como salvar o arquivo do caso em formato MATPOWER com um determinado nome especificado, a solução pode ser escrita em formato ".mat" ou em um arquivo do tipo ".m". A rotina *runpf* é um arquivo principal responsável por chamar outros arquivos com funções distintas, como *bustypes.m* que lista o tipo de cada barra, o *newtonpf.m* que calcula o fluxo de potência utilizando o método de Newton, ou o *pfsoln.m* que organiza os dados de saída para impressão final. Para executar a função *runpf*, o MATLAB deve apontar para o diretório onde estão os arquivos do MATPOWER, e especifica-se o nome do arquivo de entrada que contém as informações de um sistema elétrico, com o seguinte comando: *runpf('nome do arquivo de entrada')*. Os exemplos distribuídos junto com o pacote e utilizados neste estudo são casos de 9, 14, 30, 39, 57, 118 e 300 barras, em que os sistemas de 14, 30, 57, 118 e 300 barras são sistemas conhecidos de simulação do IEEE [13].

Por exemplo, quando o comando *runpf('case30')* é executado, o seguinte resultado do fluxo de potência é apresentado na tela do MATLAB:

Tabela 3.1: Resultado do Fluxo de Carga Continuado do Sistema 30 Barras.

» runpf('case30')

Newton's method power flow converged in 3 iterations.

Converged in 0.03 seconds

System Summary

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	30	Total Gen Capacity	335.0	-95.0 to 405.9
Generators	6	On-line Capacity	335.0	-95.0 to 405.9
Committed Gens	6	Generation (actual)	191.6	100.4
Loads	20	Load	189.2	107.2
Fixed	20	Fixed	189.2	107.2
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	2	Shunt (inj)	0.0	0.2
Branches	41	Losses ($I^2 * Z$)	2.44	8.99
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	15.6
Inter-ties	7	Total Inter-tie Flow	33.2	27.1
Areas	3			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.961 p.u. @ bus 8	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-3.96 deg @ bus 19	1.48 deg @ bus 13
P Losses ($I^2 * R$)	-	0.29 MW @ line 2-6
Q Losses ($I^2 * X$)	-	2.10 MVar @ line 12-13

Bus Data

Bus #	Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	P (MW)	Generation Q (MVar)	P (MW)	Load Q (MVar)
1	1.000	0.000	25.97	-1.00	-	-
2	1.000	-0.415	60.97	32.00	21.70	12.70
3	0.983	-1.522	-	-	2.40	1.20
4	0.980	-1.795	-	-	7.60	1.60
5	0.982	-1.864	-	-	-	-
6	0.973	-2.267	-	-	-	-
7	0.967	-2.652	-	-	22.80	10.90
8	0.961	-2.726	-	-	30.00	30.00
9	0.981	-2.997	-	-	-	-
10	0.984	-3.375	-	-	5.80	2.00
11	0.981	-2.997	-	-	-	-
12	0.985	-1.537	-	-	11.20	7.50
13	1.000	1.476	37.00	11.35	-	-
14	0.977	-2.308	-	-	6.20	1.60
15	0.980	-2.312	-	-	8.20	2.50
16	0.977	-2.644	-	-	3.50	1.80
17	0.977	-3.392	-	-	9.00	5.80
18	0.968	-3.478	-	-	3.20	0.90
19	0.965	-3.958	-	-	9.50	3.40
20	0.969	-3.871	-	-	2.20	0.70
21	0.993	-3.488	-	-	17.50	11.20
22	1.000	-3.393	21.59	39.57	-	-
23	1.000	-1.589	19.20	7.95	3.20	1.60
24	0.989	-2.631	-	-	8.70	6.70
25	0.990	-1.690	-	-	-	-
26	0.972	-2.139	-	-	3.50	2.30
27	1.000	-0.828	26.91	10.54	-	-
28	0.975	-2.266	-	-	-	-
29	0.980	-2.128	-	-	2.40	0.90
30	0.968	-3.042	-	-	10.60	1.90
Total:			191.64	100.41	189.20	107.20

Tabela 3.2: Resultado do Fluxo de Carga Continuado do Sistema 30 Barras - Continuação.

Branch Data

Branch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss ($I^2 * Z$)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	10.89	-5.09	-10.86	2.17	0.026	0.08
2	1	3	15.08	4.09	-14.96	-5.57	0.127	0.48
3	2	4	16.07	5.21	-15.89	-6.66	0.178	0.50
4	3	4	12.56	4.37	-12.54	-4.30	0.018	0.07
5	2	5	13.79	4.51	-13.68	-6.03	0.110	0.44
6	2	6	20.28	7.42	-19.99	-8.50	0.289	0.87
7	4	6	22.50	11.38	-22.43	-11.12	0.066	0.26
8	5	7	13.68	6.21	-13.56	-6.88	0.120	0.29
9	6	7	9.27	3.17	-9.24	-4.02	0.031	0.08
10	6	8	24.82	24.43	-24.69	-23.92	0.128	0.51
11	6	9	5.79	-3.36	-5.79	3.46	0.000	0.10
12	6	10	3.31	-1.92	-3.31	2.00	0.000	0.09
13	9	11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000	0.00
14	9	10	5.79	-3.46	-5.79	3.51	0.000	0.05
15	4	12	-1.67	-2.02	1.67	2.04	0.000	0.02
16	12	13	-37.00	-9.26	37.00	11.35	0.000	2.10
17	12	14	5.39	0.88	-5.35	-0.80	0.037	0.08
18	12	15	9.48	-1.06	-9.41	1.19	0.066	0.12
19	12	16	9.26	-0.10	-9.18	0.28	0.080	0.18
20	14	15	-0.85	-0.80	0.85	0.80	0.003	0.00
21	16	17	5.68	-2.08	-5.65	2.15	0.031	0.07
22	15	18	9.16	0.76	-9.07	-0.57	0.097	0.19
23	18	19	5.87	-0.33	-5.85	0.38	0.022	0.05
24	19	20	-3.65	-3.78	3.66	3.80	0.009	0.02
25	10	20	5.92	4.62	-5.86	-4.50	0.052	0.12
26	10	17	3.37	8.01	-3.35	-7.95	0.023	0.06
27	10	21	-2.23	-11.67	2.28	11.77	0.044	0.10
28	10	22	-3.75	-8.48	3.82	8.62	0.062	0.13
29	21	22	-19.78	-22.97	19.87	23.16	0.093	0.19
30	15	23	-8.81	-5.25	8.91	5.47	0.109	0.22
31	22	24	-2.10	7.80	2.18	-7.68	0.078	0.12
32	23	24	7.09	0.88	-7.02	-0.75	0.066	0.14
33	24	25	-3.86	1.77	3.89	-1.71	0.035	0.06
34	25	26	3.55	2.37	-3.50	-2.30	0.046	0.07
35	25	27	-7.44	-0.66	7.50	0.78	0.063	0.12
36	28	27	-6.11	-6.08	6.11	6.40	0.000	0.31
37	27	29	6.17	1.68	-6.08	-1.51	0.090	0.17
38	27	30	7.12	1.67	-6.95	-1.35	0.171	0.32
39	29	30	3.68	0.61	-3.65	-0.55	0.035	0.07
40	8	28	-5.31	-6.08	5.34	4.33	0.036	0.12
41	6	28	-0.77	-2.70	0.77	1.75	0.001	0.00
Total:							2.444	8.99

»

3.3.1 Fluxo de Potencia Continuado no MATPOWER

Como o MATPOWER não possui opção de fluxo de carga continuado e calcula o fluxo de potência utilizando algoritmos e estruturas típicos, foi a ferramenta escolhida para testar, estudar e analisar o método da continuação em sistemas de potência.

Os comandos e rotinas do método da continuação foram aplicados ao arquivo newtonpf.m (que calcula o fluxo de carga), conforme o fluxograma da figura 3.2. Tudo que foi acrescentado ao programa original (comandos, rotinas, o método de configuração...) foi feito de forma genérica, em função de características comuns a qualquer sistema para que o código do fluxo continuado funcione para qualquer caso.

Primeiramente, a equação 2.15 foi inserida após o fluxo de potência usual para calcular a Matriz Jacobiana Aumentada e o vetor tangente da seguinte maneira:

```
disp('Fluxo Continuado')
%Calculo do Vetor Tangente%
PQbus=[real(Sbus); imag(Sbus)];
Pesp=PQbus(2:(npq+npv+1));
Qesp=PQbus((2*npv+npq+3):(2*npq+2*npv+2));
PQesp=[Pesp; Qesp];
Jf=full(J);
dimJ=size(J);
zer=zeros(1,dimJ(1,2));
Ja=[Jf PQesp; zer 1]; %Jacobiana Aumentada
vtg=inv(Ja)*[zer 1]'; % VETOR TANGENTE
dimvtg=size(vtg,1);
```

No trecho acima S_{bus} é a matriz de injeção de potência aparente especificada nas barras, npv é o número de barras de geração, npq é o número de barras de carga e J é a matriz Jacobiana.

Em seguida, utilizando comandos simples, é calculado o tamanho do do passo σ , o carregamento λ juntamente com seu incremento $\Delta\lambda$.

```
%Calculo do Carregamento e Incremento %
sig=sig/norm(vtg); %sigma
vtg=sig*vtg;
dlamb=vtg(dimvtg,1) %delta lambda
lamb=lamb+dlamb
aclamb=aclamb*lamb %lambda acumulado
```

A variável *aclamb* acumula os valores de λ , indicando o carregamento em relação ao caso base.

Então, as variáveis V_a (ângulo das tensões nas barras) e V_m (módulo das tensões nas barras) são atualizadas, somando-se seus incrementos, e as constantes P^{esp} e Q^{esp} são multiplicadas pelo carregamento λ , para que o fluxo de carga seja executado novamente.

```
x=[Va(pv); %Valores das icognitas
Va(pq);
Vm(pq)];
x=x+vtg(1:(dimvtg-1)); %Atualiza Valores das icognitas
Va(pv)=x(1:npv);
Va(pq)=x((npv+1):(npv+npq)); %Coloca nos vetores para novo calculo
Vm(pq)=x((npv+npq+1):(npv+2*npq));
Q0=zeros(npv,1); %Ajuste para multiplicar Sbus por lambda
Qesp1=[Q0;Qesp];
swg=Sbus(1,1);
Sbus1=lamb*[Pesp+j*Qesp1];
```

```
Sbus=[swg; Sbus1]      %Novo Sbus para entrar no fluxo usual
```

$Va(pv)$ representa os ângulos das barras de geração, $Va(pq)$ representa os ângulos das barras de carga e $Vm(pq)$ representa a magnitude das tensões nas barras de geração.

O processo retorna para o início do laço maior do fluxo continuado, onde algumas variáveis importantes recebem seu valor inicial na primeira iteração:

```
%Inicio do Fluxo de Potencia com Fluxo continuado %
maxit=200;
sig=1;
lamb=1;
aclamb=1;
dlamb=1;
it=0;
while it < maxit      %while do fluxo continuado - laço
it=it+1;
...

```

O programa pára quando o carregamento é tamanho que o método de Newton não consegue determinar um ponto de operação e a convergência deixa de ser alcançada.

```
if verbose
    if ~ converged
        fprintf(' \ nNewton"s method power did not converge in %d iterations. \ n ',
i);
        maxit=it;
        end
end
end
```

Quando o programa pára, as tensões na maioria das barras encontram-se baixas e a tensão da barra crítica "afunda", indicando que o ponto de colapso de sistema foi atingido.

3.3.2 Identificação da Barra Crítica

Para identificar a barra crítica do sistema é preciso descobrir qual é o elemento que possui maior módulo entre aqueles elementos do vetor tangente que são relativos as tensões do sistema, lembrando que o vetor tangente geralmente é do tipo:

$$t = \begin{bmatrix} \frac{\delta \theta_{pv_i}}{\delta \lambda} \\ \frac{\delta \theta_{pq_i}}{\delta \lambda} \\ \frac{\delta V_{pq_i}}{\delta \lambda} \\ \frac{\delta \Delta \lambda}{\delta \lambda} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Em que θ_{pv_i} representa os ângulos das barras de geração, θ_{pq_i} os ângulos das barras de carga, V_{pq_i} a tensão as barras de carga e $\frac{\delta\Delta\lambda}{\delta\lambda} = 1$.

Normalmente, este elemento não é único ao longo do processo iterativo, ou seja, pode mudar de uma iteração pra outra, mas pode-se dizer que existe uma tendência nos elementos máximos do vetor tangente de cada iteração em apontar para a barra crítica. Então, assim como em [1], foi feito um ranking dos elementos máximos do vetor tangente, de forma que aquele que ocorre mais vezes é relativo a barra crítica. Para isso, no mesmo arquivo newntonpf.m, a posição do maior elemento do vetor tangente é gravada a cada iteração e também foi criada uma matriz para armazenar todos os vetores tangente do processo iterativo.

```
VTGr=vtg((npv+npq+1):(npv+2*npq)); %vtg reduzido correspondente as tensoes
[v1,v2]=max(VTGr);
disp('Posição do Elemento Maximo do Vetor Tangente')
ElmtoMax(it)=v2 %Guarda a Posição do elemento maximo do vetor tangente
VTGt(:,it) = vtg; %Guarda Todos os vetores tangentes
```

No final, quando o programa pára, a função *AchaMais* é aplicada ao vetor *ElmtoMax*. Esta função, baseada em histogramas, mostra qual é o elemento que mais se repete em um determinado vetor.

```
function pos = AchaMais(Vetor)
[n m] = size(Vetor);
Hist = zeros(1,max(Vetor));
for i = 1:m
    Hist(Vetor(i)) = Hist(Vetor(i)) + 1; end
pos = find(Hist == max(Hist));
```

A posição encontrada *bc* (mostrada a seguir) apenas se refere à barra crítica, não sendo a mesma da barra crítica no vetor *V_m* de saída, pois o vetor tangente reduzido contém somente as derivadas $\frac{\partial V_i}{\partial \lambda}$ das barras de carga. Para encontrar a posição que realmente representa a tensão da barra crítica em *V_m* é necessário endereçar o valor *bc* no vetor de tensões em função do número de barras de geração e do número de barras de carga do sistema.

```
bc=AchaMais(ElmtoMax); %Chama a função que acha qual elemento foi maximo mais vezes
barrasger = gen(:,1); %chama a coluna das barras de Geração
barrasger=sort(barrasger); %coloca os indices das barras de geração em ordem crescente
[z1,z2]=size(barrasger); %z1 e igual o numero de barras de geração
for i = 1:z1 %LOOP para endereçar a barra critica do sistema
    if bc >= barrasger(i)
        bc = bc+1;
    end
end
disp('Barra Critica:')
bc
```



```
VbarraCritica=Vt(bc,1:maxit); %tensao da barra critica de todas iteracoes
```

O gráfico do vetor $VbarraCritica$ pelo carregamento do sistema ($aclamb$) é uma curva PV, e tem o aspecto da figura 2.1 até o ponto crítico. Além da tensão da barra crítica, também são escolhidas para o traçado as tensões da barra de referência, da barra que apresenta tensão mais baixa e de uma barra de carga qualquer para efeito de comparação.

Para traçar as curvas PV, todos os valores de tensão das barras são armazenados ao longo do processo iterativo. No término do programa, deve-se escolher qual barra cuja tensão será traçada e plotá-la em função de $aclamb$, ou seja, do carregamento.

```
Vt(:,it) = Vm; %Guarda Todas as Tensoes
VbarraN=Vt(N,1:maxit); %escolhe tensão da barra N
hold on;
plot(XXlamb,VbarraN,'c');
plot(XXlamb,XXdlamb,'b');
legend('VbarraN','dlambda')
hold off;
```

Os resultados obtidos das simulações serão apresentados no próximo capítulo e os principais códigos completos utilizados estão no anexo deste trabalho.

Uma observação importante é que os cálculos realizados até aqui **não** consideram as restrições de cada gerador (limite de potência ativa) e dos compensadores síncronos, diferentemente da realidade, onde os SEPs nunca suportariam carregamentos tão elevados. Optou-se por executar o fluxo de potência continuado sem restrição de geração devido à sua simplicidade e também para adquirir uma noção do comportamento dos sistemas em sobrecarga em um estudo teórico. Assim, é possível atingir o PMC e visualizar o ponto de colapso, já que são obtidos muitos pontos para traçar as curvas PV.

Para considerar os limites de potência ativa e reativa em cada barra PV seria necessário um código muito complexo para aproveitar a formulação do problema no MATPOWER. Como o presente trabalho aproveita um programa desenvolvido em outra universidade para solucionar o fluxo de carga, seria uma rotina confusa. O procedimento que deve ser adotado é sugerido em [8]. Cada vez que um gerador tem sua capacidade violada, a barra em questão é considerada do tipo PQ e novas variáveis são adicionadas ao problema inicial, então o conjunto de equações é reformulado. Tudo isso exige mais cuidado e detalhamento na identificação da barra crítica, além de maiores esforços computacionais.

4 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES E TESTES COMPUTACIONAIS DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

Os resultados das simulações computacionais executadas no MATPOWER do fluxo de potência continuado são expostos neste capítulo.

4.1 INTRODUÇÃO

Após o desenvolvimento de um algoritmo para implementação do FC continuado, foram feitos vários testes e simulações para sua validação com alguns dos sistemas distribuídos junto com o pacote MATPOWER, principalmente com os sistemas de 9 barras, 14 barras (IEEE) e 57 barras (IEEE). Neste capítulo, serão apresentados os resultados das principais simulações, incluindo curvas PV, identificação da barra crítica, sensibilidade do processo em relação ao tamanho inicial do passo preditor σ^0 e também o comportamento dos sistemas estudados após inserção de bancos de capacitores para compensação de potência reativa.

4.2 PONTO INICIAL DE OPERAÇÃO

Primeiramente, para efeito de comparação, será mostrado o resultado do fluxo de potência do caso base do fluxo continuado, em que $\lambda_0=1$ e $\Delta\lambda=0$. Em outras palavras, é o resultado do fluxo de carga usual apresentado pelo MATPOWER a partir dos dados de entrada de cada sistema, constituindo o ponto inicial de operação.

O primeiro sistema estudado foi o de 9 barras, que possui três geradores. Seus dados de entrada se encontram no anexo. Após o comando `runpf('case9')`, os resultados do ponto inicial de operação é mostrado na tabela 4.1 da próxima página.

É possível notar que todas as tensões nas barras se encontram em torno de 1 p.u., os ângulos possuem valores pequenos, os geradores operam com potência ativa nominal e a carga é a mesma dos dados de entrada.

Tabela 4.1: Dados Iniciais do Sistema 09 Barras.

System Summary							
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)			
Buses	9	Total Gen Capacity	820.0	-900.0 to 900.0			
Generators	3	On-line Capacity	820.0	-900.0 to 900.0			
Committed Gens	3	Generation (actual)	320.0	34.9			
Loads	3	Load	315.0	115.0			
Fixed	3	Fixed	315.0	115.0			
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of	0.0 0.0			
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0			
Branches	9	Losses ($I^2 * Z$)	4.95	51.31			
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	131.4			
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0			
Areas	1						
Bus Data							
Bus #	Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	P (MW)	Generation Q (MVar)	P (MW)	Load Q (MVar)	
1	1.000	0.000	71.95	24.07	-	-	
2	1.000	9.669	163.00	14.46	-	-	
3	1.000	4.771	85.00	-3.65	-	-	
4	0.987	-2.407	-	-	-	-	
5	0.975	-4.017	-	-	90.00	30.00	
6	1.003	1.926	-	-	-	-	
7	0.986	0.622	-	-	100.00	35.00	
8	0.996	3.799	-	-	-	-	
9	0.958	-4.350	-	-	125.00	50.00	
Total:			319.95	34.88	315.00	115.00	

Em seguida foi analisado o sistema de 14 barras com cinco geradores, em que três inicialmente não geram potência ativa. Os demais dados de entrada se encontram no anexo. Os resultados do comando *runpf('case14')* mostram regularidade nos dados do sistema com valores normais de tensão, ângulo, geração e carga.

Tabela 4.2: Dados Iniciais do Sistema 14 Barras.

System Summary							
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)			
Buses	14	Total Gen Capacity	772.4	-52.0 to 148.0			
Generators	5	On-line Capacity	772.4	-52.0 to 148.0			
Committed Gens	5	Generation (actual)	272.4	82.4			
Loads	11	Load	259.0	73.5			
Fixed	11	Fixed	259.0	73.5			
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0			
Shunts	1	Shunt (inj)	0.0	21.2			
Branches	20	Losses ($I^2 * Z$)	13.39	54.54			
Transformers	3	Branch Charging (inj)	-	24.4			
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0			
Areas	1						
Bus Data							
Bus #	Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	P (MW)	Generation Q (MVar)	P (MW)	Load Q (MVar)	
1	1.060	0.000	232.39	-16.55	-	-	
2	1.045	-4.983	40.00	43.56	21.70	12.70	
3	1.010	-12.725	0.00	25.08	94.20	19.00	
4	1.018	-10.313	-	-	47.80	-3.90	
5	1.020	-8.774	-	-	7.60	1.60	
6	1.070	-14.221	0.00	12.73	11.20	7.50	
7	1.062	-13.360	-	-	-	-	
8	1.090	-13.360	0.00	17.62	-	-	
9	1.056	-14.939	-	-	29.50	16.60	
10	1.051	-15.097	-	-	9.00	5.80	
11	1.057	-14.791	-	-	3.50	1.80	
12	1.055	-15.076	-	-	6.10	1.60	
13	1.050	-15.156	-	-	13.50	5.80	
14	1.036	-16.034	-	-	14.90	5.00	
Total:			272.39	82.44	259.00	73.50	

O terceiro sistema estudado é o de 57 barras IEEE, que possui sete geradores, em que três inicialmente não geram potência ativa. O restante de seus dados de entrada também se encontram no anexo e o ponto inicial de operação normal é mostrado na tabela seguinte.

Tabela 4.3: Dados Iniciais do Sistema 57 Barras.

System Summary						
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)		
Buses	57	Total Gen Capacity	1975.9	-468.0 to 699.0		
Generators	7	On-line Capacity	1975.9	-468.0 to 699.0		
Committed Gens	7	Generation (actual)	1278.7	321.1		
Loads	42	Load	1250.8	336.4		
Fixed	42	Fixed	1250.8	336.4		
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of	0.0 0.0		
Shunts	3	Shunt (inj)	0.0	21.6		
Branches	80	Losses ($I^2 * Z$)	27.86	121.67		
Transformers	17	Branch Charging (inj)	-	115.3		
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0		
Areas	1					
Bus Data						
Bus #	Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	P (MW)	Generation Q (MVar)	P (MW)	Load Q (MVar)
1	1.040	0.000	478.66	128.85	55.00	17.00
2	1.010	-1.188	0.00	-0.75	3.00	88.00
3	0.985	-5.988	40.00	-0.90	41.00	21.00
4	0.981	-7.337	-	-	-	-
5	0.976	-8.546	-	-	13.00	4.00
6	0.980	-8.674	0.00	0.87	75.00	2.00
7	0.984	-7.601	-	-	-	-
8	1.005	-4.478	450.00	62.10	150.00	22.00
9	0.980	-9.585	0.00	2.29	121.00	26.00
10	0.986	-11.450	-	-	5.00	2.00
11	0.974	-10.193	-	-	-	-
12	1.015	-10.471	310.00	128.63	377.00	24.00
13	0.979	-9.804	-	-	18.00	2.30
14	0.970	-9.350	-	-	10.50	5.30
15	0.988	-7.190	-	-	22.00	5.00
16	1.013	-8.859	-	-	43.00	3.00
17	1.017	-5.396	-	-	42.00	8.00
18	1.001	-11.730	-	-	27.20	9.80
19	0.970	-13.227	-	-	3.30	0.60
20	0.964	-13.444	-	-	2.30	1.00
21	1.008	-12.929	-	-	-	-
22	1.010	-12.874	-	-	-	-
23	1.008	-12.940	-	-	6.30	2.10
24	0.999	-13.292	-	-	-	-
25	0.983	-18.173	-	-	6.30	3.20
26	0.959	-12.981	-	-	-	-
27	0.982	-11.514	-	-	9.30	0.50
28	0.997	-10.482	-	-	4.60	2.30
29	1.010	-9.772	-	-	17.00	2.60
30	0.963	-18.720	-	-	3.60	1.80
31	0.936	-19.384	-	-	5.80	2.90
32	0.950	-18.512	-	-	1.60	0.80
33	0.948	-18.552	-	-	3.80	1.90
34	0.959	-14.149	-	-	-	-
35	0.966	-13.906	-	-	6.00	3.00
36	0.976	-13.635	-	-	-	-
37	0.985	-13.446	-	-	-	-
38	1.013	-12.735	-	-	14.00	7.00
39	0.983	-13.491	-	-	-	-
40	0.973	-13.658	-	-	-	-
41	0.996	-14.077	-	-	6.30	3.00
42	0.967	-15.533	-	-	7.10	4.40
43	1.010	-11.354	-	-	2.00	1.00
44	1.017	-11.856	-	-	12.00	1.80
45	1.036	-9.270	-	-	-	-
46	1.060	-11.116	-	-	-	-
47	1.033	-12.512	-	-	29.70	11.60
48	1.027	-12.611	-	-	-	-
49	1.036	-12.936	-	-	18.00	8.50
50	1.023	-13.413	-	-	21.00	10.50
51	1.052	-12.533	-	-	18.00	5.30
52	0.980	-11.498	-	-	4.90	2.20
53	0.971	-12.253	-	-	20.00	10.00
54	0.996	-11.710	-	-	4.10	1.40
55	1.031	-10.801	-	-	6.80	3.40
56	0.968	-16.065	-	-	7.60	2.20
57	0.965	-16.584	-	-	6.70	2.00
Total:			1278.66	321.08	1250.80	336.40

4.3 RESULTADO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

Para rodar o fluxo de carga continuado, deve-se inserir os novos arquivos adaptados *runpf_1.m*, *NewtonContinuado.m*, *pnsolve1.m* e a função *AchaMais.m* (descrita no capítulo anterior) ao diretório do MATPOWER. O arquivo *runpf_1.m* chama o arquivo *NewtonContinuado.m* que executa o método da continuação no lugar do arquivo *newtonpf.m* do fluxo usual, e o *pnsolve1.m* substitui o arquivo *pnsolve.m* para atualizar os dados de saída calculados no fluxo continuado. Assim como no programa original, o comando a ser executado é *runpf_1('nome do arquivo de entrada')*, a diferença é que além de apresentar os mesmo dados de saída, também é apresentado o gráfico Tensão vs Carregamento (curva PV) de algumas barras, incluindo a barra crítica que é identificada ao longo do processo iterativo.

4.3.1 Resultado do Fluxo de Potência Continuado do Sistema 09 barras

Após 13 iterações do laço maior do fluxo de potência continuado, que resulta em uma carga aproximadamente 2.6 vezes maior que a carga inicial, a saída do programa MATPOWER é igual à:

Tabela 4.4: Resultado do Fluxo de Potência Continuado - Sistema 09 Barras.

System Summary						
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)		
Buses	9	Total Gen Capacity	820.0	-900.0 to 900.0		
Generators	3	On-line Capacity	820.0	-900.0 to 900.0		
Committed Gens	3	Generation (actual)	857.9	1027.4		
Loads	3	Load	785.1	286.6		
Fixed	3	Fixed	785.1	286.6		
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0		
Shunts	0	Shunt (inj)	0.0	0.0		
Branches	9	Losses ($I^2 * Z$)	73.74	817.27		
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	75.3		
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0		
Areas	1					
Bus Data						
Bus #	Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	P (MW)	Generation Q (MVar)	P (MW)	Load Q (MVar)
1	1000	0.000	240.30	416.00	-	-
2	1000	33624	405.79	388.40	-	-
3	1000	13256	211.79	223.00	-	-
4	0.773	-10317	-	-	-	-
5	0.686	-17685	-	-	224.30	74.77
6	0.878	5131	-	-	-	-
7	0.759	1523	-	-	249.22	87.23
8	0.799	15108	-	-	-	-
9	0.518	-25705	-	-	311.53	124.61
Total:			857.88	1027.40	785.06	286.61

Estes resultados mostram que o sistema atingiu seu PMC, gerando quantidades de energia ativa e reativa elevadas e a magnitude das tensões nas barras de carga encontram-se baixas, longe de qualquer ponto real de operação admissível.

Os resultados obtidos durante as iterações mostram que a barra crítica do sistema é a barra 9, pois o elemento que mais se repete no vetor $ElmtoMax$ (explicado no capítulo anterior) é aquele que ocupa a 6ª posição do vetor tangente, que se refere à derivada $\frac{\delta V_9}{\delta \lambda}$.

```
dlamb =
0.0010
lamb =
1.1179
aclamb =
2.6577
ElmtoMax =
6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 6 2
Barra Critica:
bc =
9
```

Na figura a seguir $V_{barraCritica}$ é a tensão da barra 9. São traçadas também as tensões da barra 5 ($V_{barraMeio}$), escolhida aleatoriamente entre as barras PQ, e da barra 1 para efeito de comparação. Nota-se que a tensão da barra crítica de fato decai mais rapidamente nas proximidades do PMC. E neste caso, a barra crítica também é aquela cuja tensão é mais baixa, no entanto isto é apenas uma coincidência.

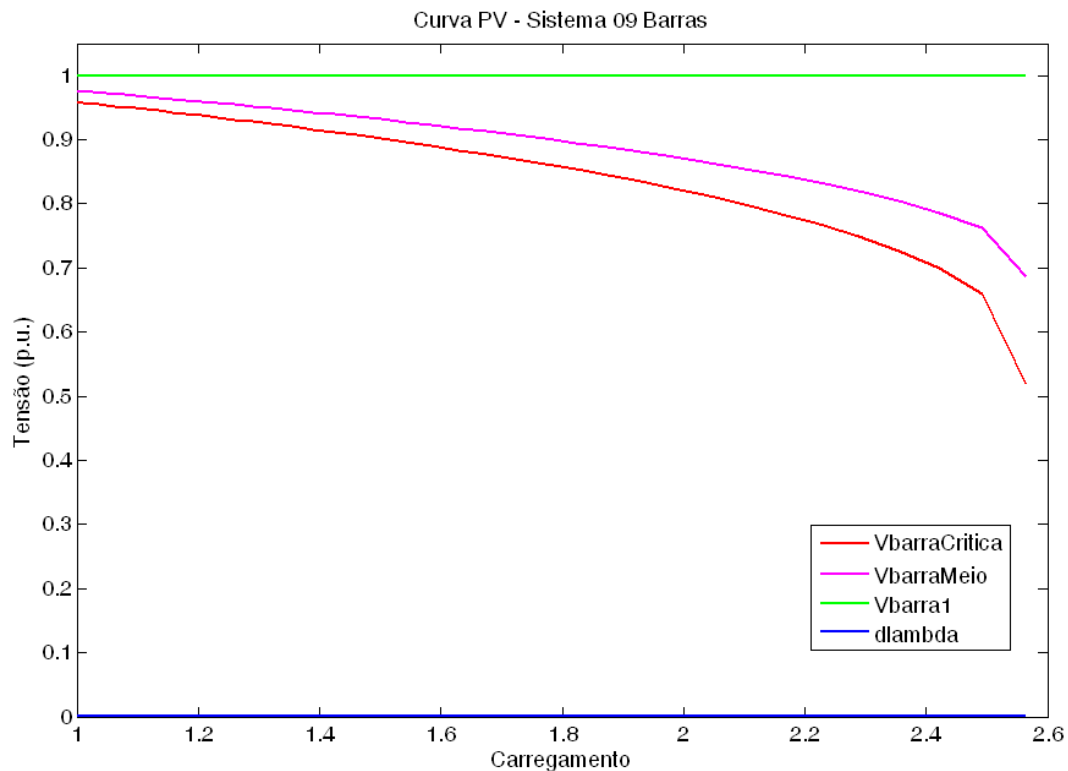


Figura 4.1: Curva PV do Sistema de 09 barras Após o Fluxo Continuado de Potência.

Na figura anterior não é possível notar o decaimento exponencial de $\Delta\lambda$ devido à escala utilizada, mas ao aproximar a imagem da origem é possível perceber tal característica, comprovando que este parâmetro diminui à cada iteração.

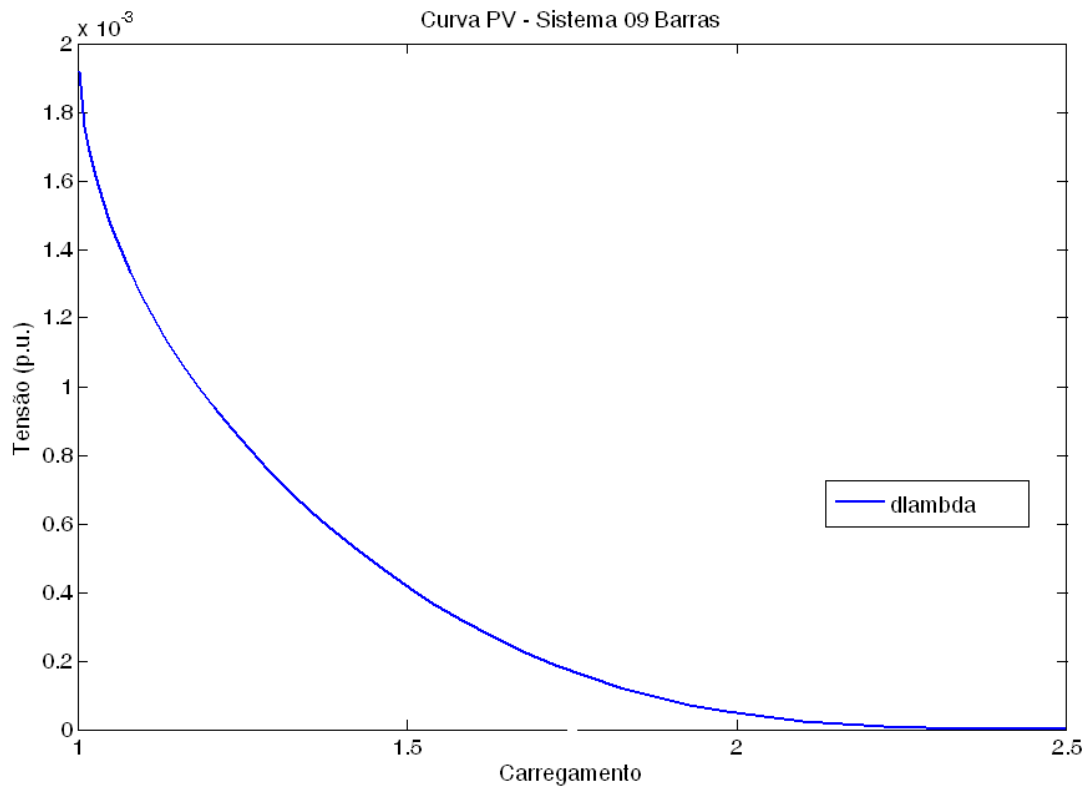


Figura 4.2: Decaimento Exponencial de $\Delta\lambda$ no Fluxo de Potência Continuado do Sistema de 09 barras.

4.3.2 Resultado do Fluxo de Potência Continuado do Sistema 14 barras

O mesmo procedimento anterior foi adotado para o sistema de 14 barras. A distinção é que foi ativada uma opção do MATPOWER chamada de *ENFORCE_Q_LIMS*. Esta opção funciona da seguinte maneira: se algum dos geradores tem seu limite de potência reativa (especificado nos dados de entrada), a barra PV é convertida para PQ e o caso é resolvido mais uma vez com esta nova condição. Novamente é necessário lembrar que isto não significa que as restrições de potência ativa dos geradores foram respeitadas e mantidas, é apenas uma opção para que os resultados de saída sejam apresentados de maneira aceitável. Caso contrário, haveriam geradores com "potência negativa" gerada, levando a resultados absurdos.

Após 46 iterações e carga aproximadamente 4,16 vezes maior que a inicial, os resultados foram:

Tabela 4.5: Resultado do Fluxo de Potência Continuado - Sistema 14 Barras.

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	14	Total Gen Capacity	772.4	-52.0 to 148.0
Generators	5	On-line Capacity	332.4	0.0 to 10.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	1040.9	2776.1
Loads	12	Load	969.4	251.2
Fixed	12	Fixed	969.4	251.2
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of 0.0	0.0
Shunts	1	Shunt (inj)	0.0	3.9
Branches	20	Losses ($I^2 * Z$)	4653.57	16732.32
Transformers	3	Branch Charging (inj)	-	16.5
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

Bus Data						
Bus #	Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	P (MW)	Generation Q (MVar)	P (MW)	Load Q (MVar)
1	1.060	0.000	1040.89	2776.07	-	-
2	0.103	-152.374	-	-	38.34	37.30
3	1.135	18.791	-	-	366.35	21.00
4	0.825	21.346	-	-	199.04	0.00
5	1.139	-166.650	-	-	31.65	0.00
6	0.334	-68.345	-	-	15.49	16.50
7	0.425	-161.531	-	-	-	-
8	0.489	-161.473	-	-	0.00	24.00
9	0.456	151.217	-	-	122.84	69.12
10	0.387	78.217	-	-	37.48	24.15
11	0.210	4.860	-	-	14.57	7.50
12	0.013	-53.874	-	-	25.40	6.66
13	0.019	-86.174	-	-	56.21	24.15
14	0.841	-147.363	-	-	62.04	20.82
Total:			1040.89	2776.07	969.40	251.20

Conforme os resultados acima, os geradores 2, 3, 6 e 8 atingiram seu limite máximo de potência reativa e as tensões se encontram muito baixas, caracterizando o ponto de colapso.

Outros parâmetros importantes como λ , $d\lambda$, $a\lambda$, $ElmtoMax$ e barra crítica (bc), neste caso, são iguais a:

```

dlamb =
9.1147e-025
lamb =
1.0329
aclamb =
4.1640
ElmtoMax =
Columns 1 through 24
9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9
Columns 25 through 47
9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 9 2 2 2 2 2 2 2 2
Barra Critica:
bc =
14

```

Na próxima figura, $V_{barraCritica}$ é a tensão da barra 14, $V_{barraMinimo}$ é a barra 5, $V_{barraMeio}$ é a barra 7 (tipo PQ) e também é traçada a tensão na barra 1.

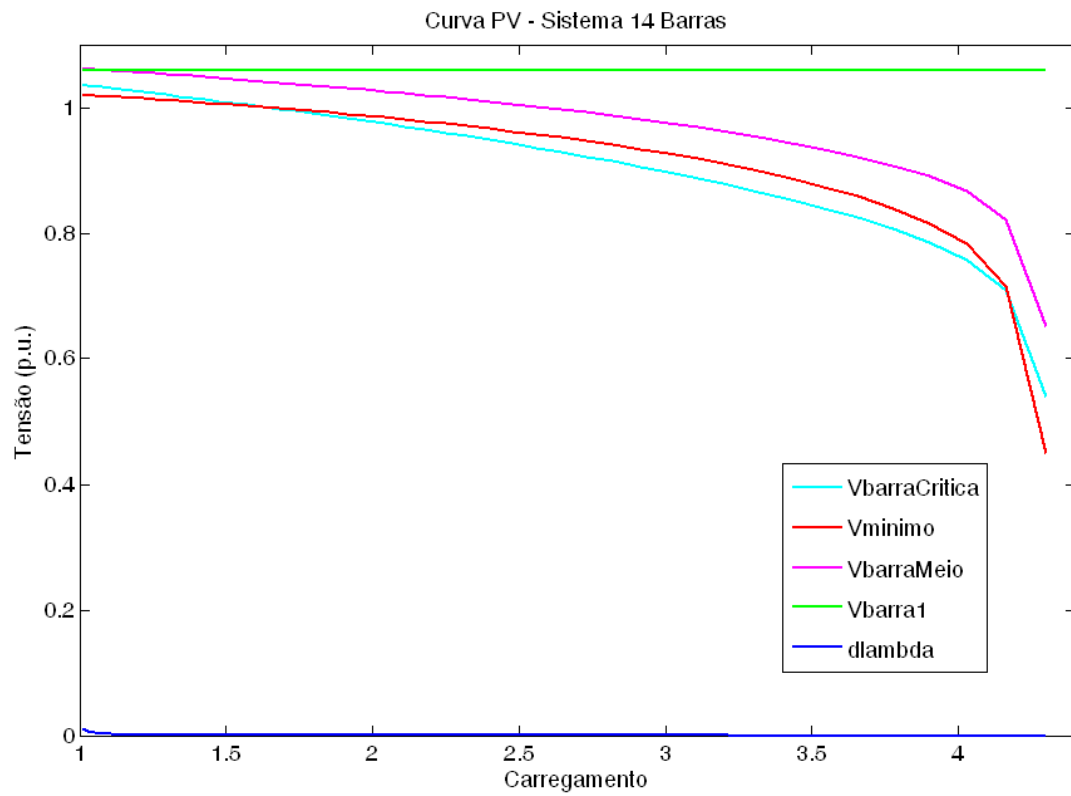


Figura 4.3: Curva PV do Sistema de 14 barras Após o Fluxo Continuado de Potência.

No gráfico acima é fácil perceber a principal característica da barra crítica, que se destaca entre as demais, pois sua tensão decai mais rapidamente do que das outras barras.

O decaimento exponencial de $\Delta\lambda$ deste caso também é mostrado a seguir.

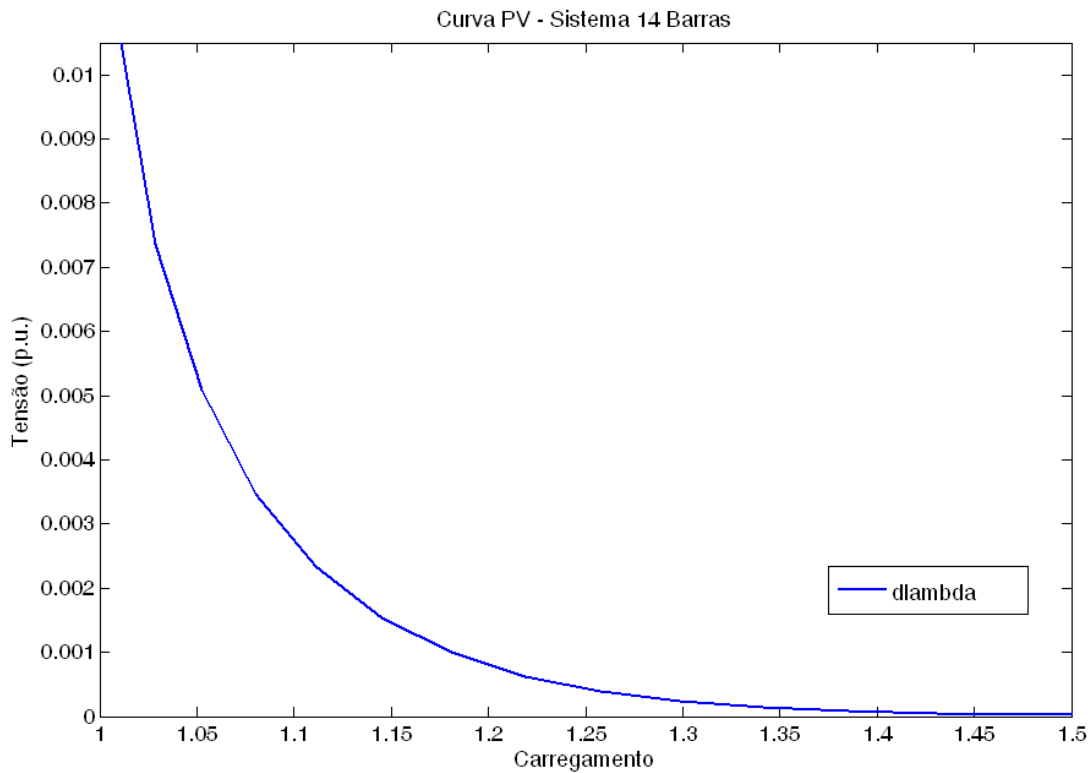


Figura 4.4: Decaimento Exponencial de $\Delta\lambda$ no Fluxo de Potência Continuado do Sistema de 14 barras.

4.3.3 Resultado do Fluxo de Potência Continuado do Sistema 57 barras

O procedimento adotado para os sistemas anteriores também foi aplicado para o sistema 57 barras, incluindo a opção *ENFORCE_Q_LIMS*. O processo teve 46 iterações até uma carga 1,9 vezes maior que a inicial, resultando em:

Tabela 4.6: Resultado do Fluxo de Potência Continuado - Sistema 57 Barras.

System Summary				
How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	57	Total Gen Capacity	1975.9	-468.0 to 699.0
Generators	7	On-line Capacity	550.0	-140.0 to 200.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	1789.3	3500.3
Loads	42	Load	3053.2	705.8
Fixed	42	Fixed	3053.2	705.8
Dispatchable	0	Dispatchable	0.0 of	0.0 of
Shunts	3	Shunt (inj)	0.0	14.7
Branches	80	Losses ($I^2 * Z$)	19193.98	80178.38
Transformers	17	Branch Charging (inj)	-	104.2
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

Bus Data						
Bus #	Mag(pu)	Voltage Ang(deg)	P (MW)	Generation Q (MVar)	P (MW)	Load Q (MVar)
1	1.040	-56.800	-	-	1218.85	183.00
2	1.569	92.546	-	-	362.27	38.00
3	0.169	-117.422	-	-	1.54	39.00
4	1.046	39.180	-	-	-	-
5	1.659	13.991	-	-	24.83	0.00
6	0.234	-93.435	-	-	143.11	23.00
7	0.095	-138.989	-	-	-	-
8	1.005	-4.450	1789.32	3500.31	150.00	22.00
9	0.393	-72.804	-	-	231.00	17.00
10	2.677	167.747	-	-	9.55	3.82
11	1.934	-100.223	-	-	-	-
12	0.110	-29.715	-	-	127.57	131.00
13	0.054	-130.516	-	-	34.37	4.39
14	0.274	39.373	-	-	20.05	10.12
15	0.794	-38.174	-	-	42.01	9.55
16	0.080	-123.569	-	-	82.11	5.73
17	0.442	61.972	-	-	80.21	15.28
18	0.075	-49.797	-	-	51.94	18.71
19	0.174	129.599	-	-	6.30	1.15
20	0.002	-75.343	-	-	4.39	1.91
21	0.053	-85.928	-	-	-	-
22	0.062	-59.108	-	-	-	-
23	0.018	-171.533	-	-	12.03	4.01
24	0.249	-128.525	-	-	-	-
25	1.502	-123.838	-	-	12.03	6.11
26	0.319	3.632	-	-	-	-
27	0.696	-90.990	-	-	17.76	0.95
28	0.296	-138.812	-	-	8.78	4.39
29	0.398	116.753	-	-	32.46	4.97
30	0.456	-153.834	-	-	6.87	3.44
31	0.212	91.732	-	-	11.08	5.54
32	0.324	87.430	-	-	3.06	1.53
33	0.354	-49.231	-	-	7.26	3.63
34	0.028	23.382	-	-	-	-
35	0.043	132.402	-	-	11.46	5.73
36	0.012	-46.236	-	-	-	-
37	0.011	29.795	-	-	-	-
38	0.133	-50.721	-	-	26.74	13.37
39	0.035	51.698	-	-	-	-
40	0.015	93.337	-	-	-	-
41	0.146	-4.806	-	-	12.03	5.73
42	0.018	-169.347	-	-	13.56	8.40
43	0.164	88.368	-	-	3.82	1.91
44	0.036	158.361	-	-	22.92	3.44
45	0.210	133.556	-	-	-	-
46	0.011	-123.296	-	-	-	-
47	0.018	39.724	-	-	56.72	22.15
48	0.130	103.999	-	-	-	-
49	0.100	-46.616	-	-	34.37	16.23
50	0.087	-92.664	-	-	40.10	20.05
51	0.068	-156.276	-	-	34.37	10.12
52	0.287	-27.435	-	-	9.36	4.20
53	0.462	20.306	-	-	38.19	19.10
54	0.546	32.360	-	-	7.83	2.67
55	0.265	89.049	-	-	12.99	6.49
56	0.075	87.542	-	-	14.51	4.20
57	0.155	83.975	-	-	12.79	3.82
Total:			1789.32	3500.31	3053.19	705.84

Aqui também é possível notar que houve violação nos limites de geração das barras 1, 2, 3, 6, 9 e 12, e que o sistema não se encontra em um ponto normal de operação devido aos valores muito altos ou muito baixos mostrados acima.

Os valores de λ , $d\lambda$, $a\lambda$, $ElmtoMax$ e a barra crítica (bc) nestes caso são:

```

dlamb =
3.4268e-030
lamb =
1.0142
aclamb =
1.8930
ElmtoMax =
Columns 1 through 24
24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24
Columns 25 through 47
24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 24 2
Barra Critica:
bc =
31

```

As tensões traçadas foram $V_{barraCritica}$ da barra 31, $V_{barraMinimo}$ da barra 53, $V_{barraMeio}$ da barra 29 (tipo PQ) e também da barra 1.

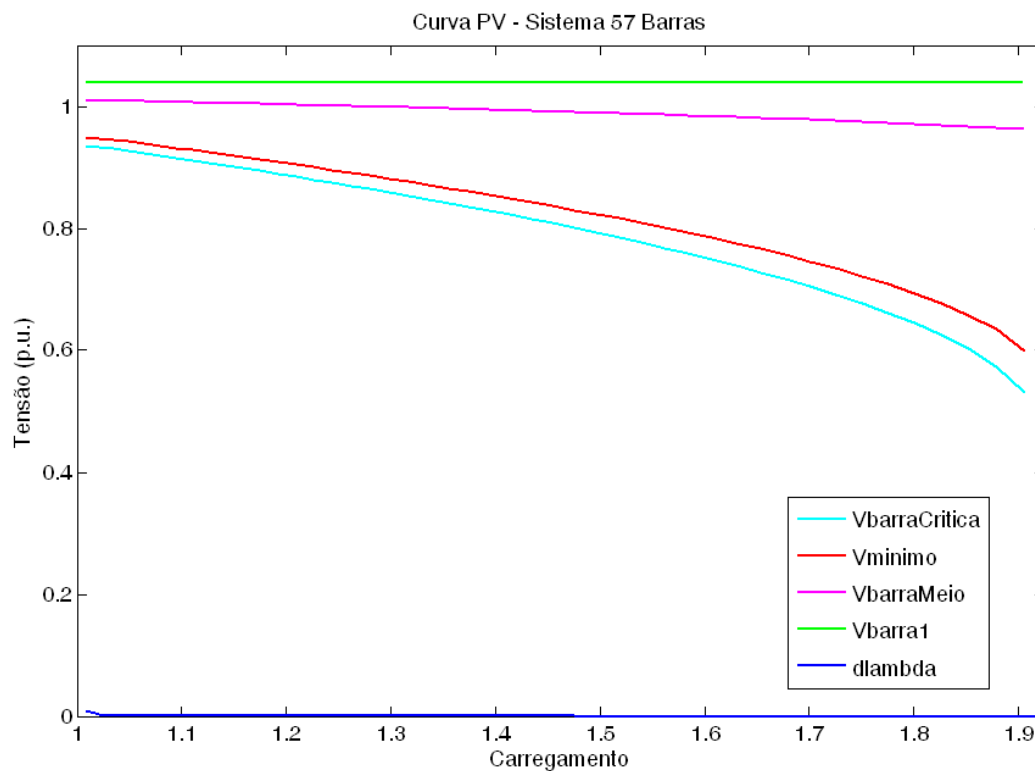


Figura 4.5: Curva PV do Sistema de 57 barras Após o Fluxo Continuado de Potência.

Aqui a barra crítica também se destaca das demais, pois sua tensão "afunda" primeiro.

Conforme esperado, $\Delta\lambda$ também possui decaimento exponencial.

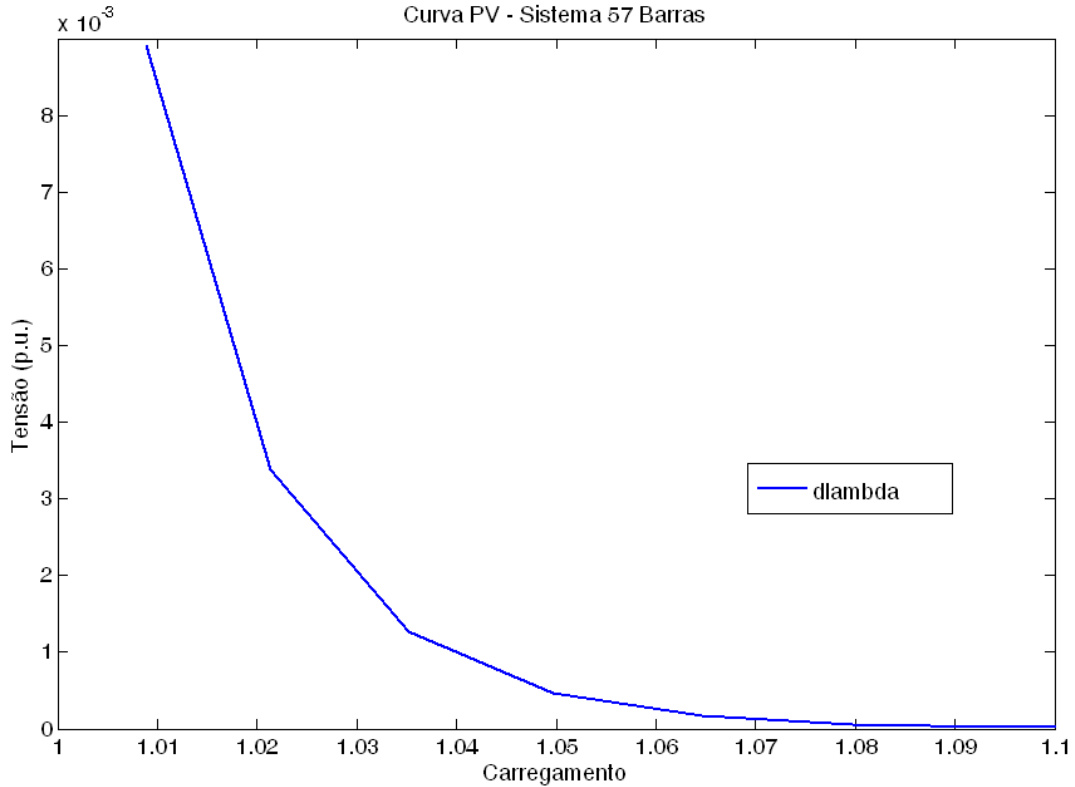


Figura 4.6: Decaimento Exponencial de $\Delta\lambda$ no Fluxo de Potência Continuado do Sistema de 57 barras.

4.4 INFLUÊNCIA DE σ^0

Conforme dito no capítulo 3, o escalar σ^0 tem papel fundamental na eficiência do método da continuação. Valores pequenos de σ^0 fazem com que o número de iterações seja muito grande e ainda assim o sistema pode não atingir seu PMC. Por outro lado, valores mais altos de σ^0 fazem com que o sistema ultrapasse o PMC, apresentando curvas PV distorcidas.

Esta seção exemplifica como σ^0 afeta a qualidade do processo testando diferentes valores deste elemento, pois os resultados da seção anterior foram obtidos utilizando o valor mais adequado de σ^0 de cada caso.

Para alterar o valor de σ^0 , basta mudar o valor da variável *sig* que aparece no início do código do arquivo *runpf1.m*

4.4.1 Influência de σ^0 no Sistema 09 barras

Na seção anterior as curvas PV traçadas para este caso foram obtidas com σ^0 igual a 0.002. Também foram testados valores de σ^0 igual à 0.0002 (pequeno), 0.003 (maior) e 0.005 (um pouco maior). O resultado é mostrado a seguir:

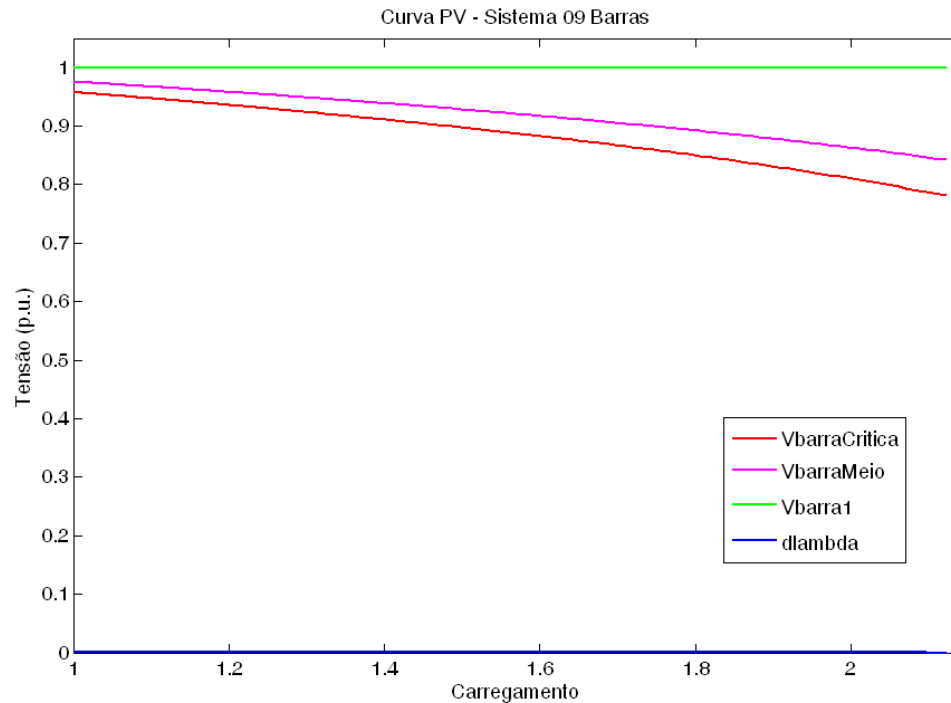


Figura 4.7: Curva PV do Sistema de 09 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.0002$.**

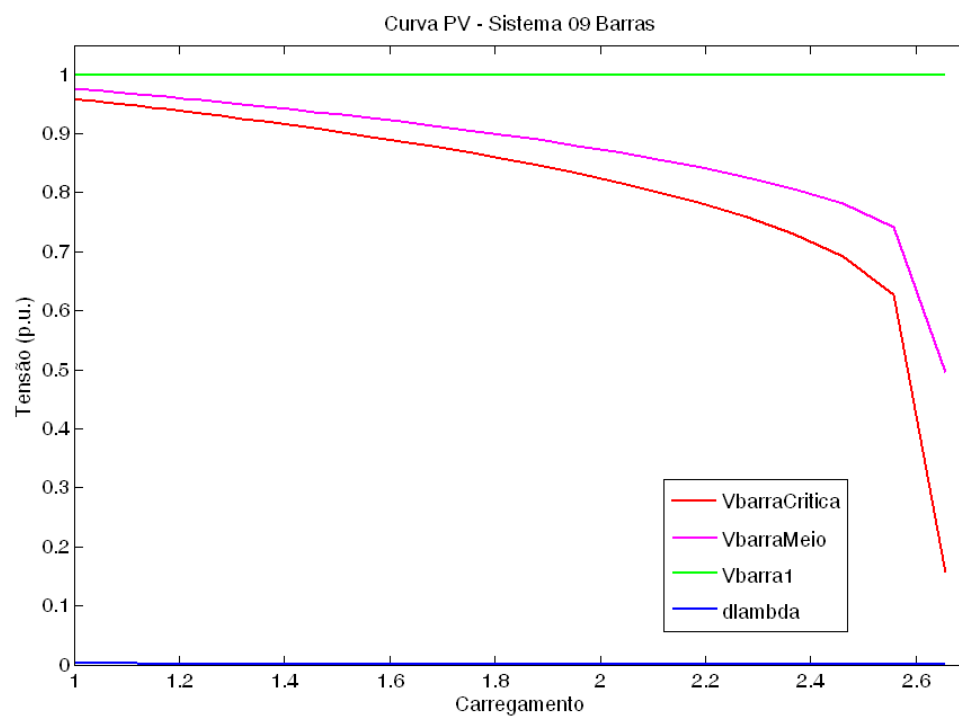


Figura 4.8: Curva PV do Sistema de 09 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.003$.**

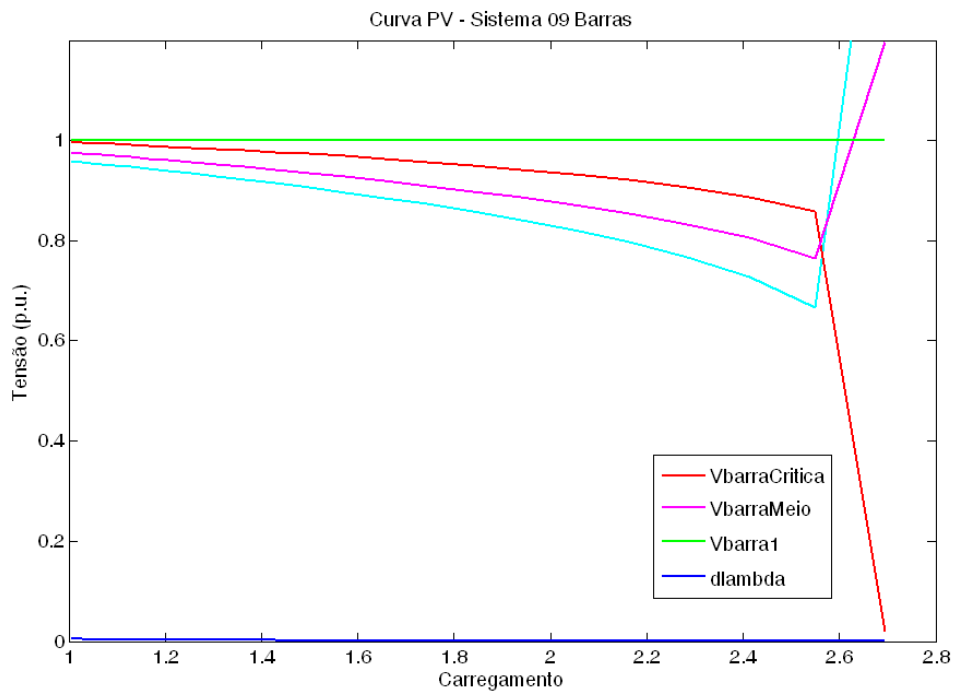


Figura 4.9: Curva PV do Sistema de 09 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.005$.**

4.4.2 Influência de σ^0 no Sistema 14 barras

O melhor valor de σ^0 (que foi utilizado na seção anterior) é igual à 0.015, o valor mais baixo de σ^0 testado foi de 0.0025 os outros valores testados foram 0.0175 (maior) e 0.02 (um pouco maior).

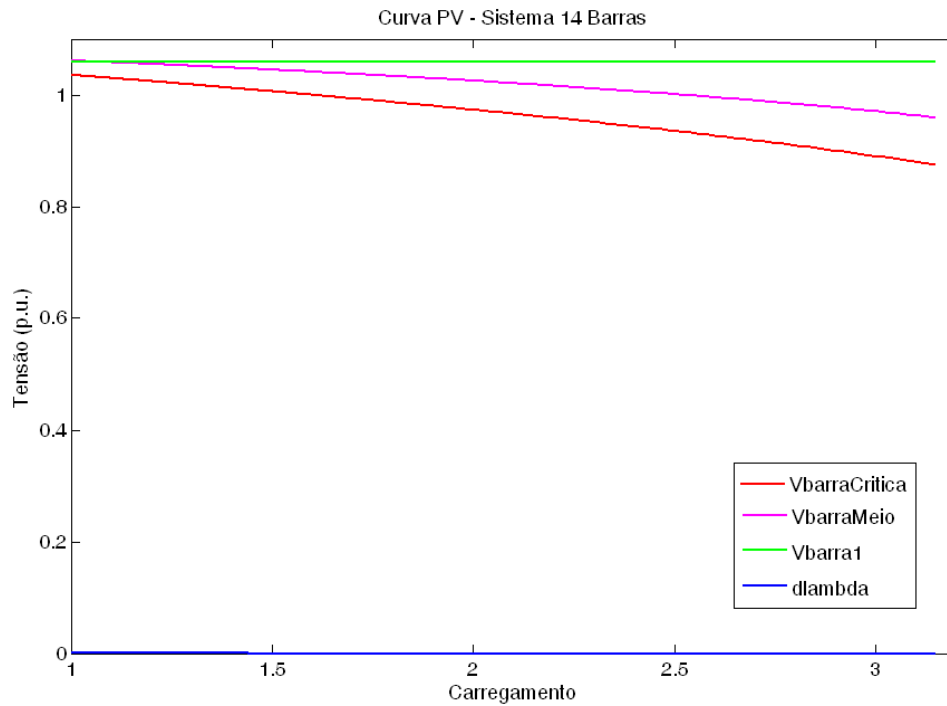


Figura 4.10: Curva PV do Sistema de 14 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.0025$.**

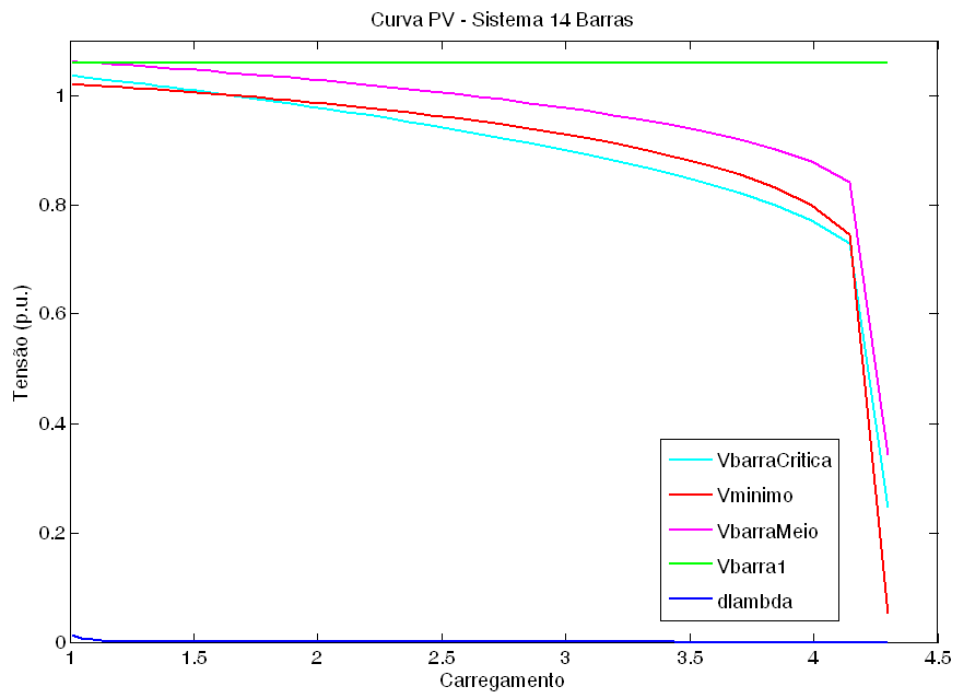


Figura 4.11: Curva PV do Sistema de 14 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.0175$.**

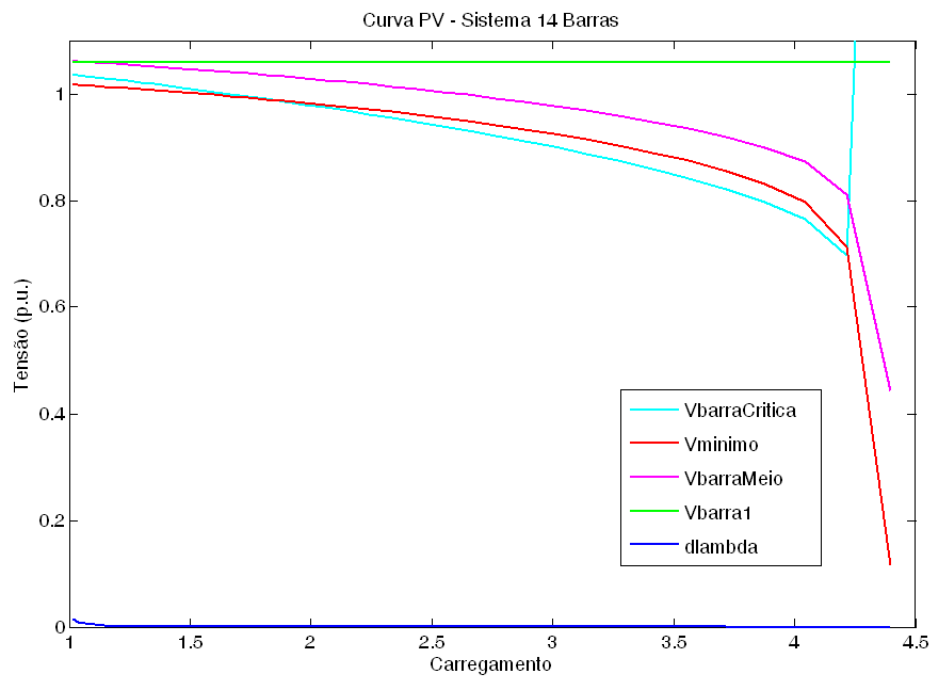


Figura 4.12: Curva PV do Sistema de 14 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.02$.**

4.4.3 Influência de σ^0 no Sistema 57 barras

O mesmo procedimento anterior foi adotado para este sistema, que se mostrou mais sensível em relação a σ^0 . Os valores utilizados foram iguais à 0.023(melhor, da seção anterior), agora σ^0 é igual à 0.004(pequeno), 0.025(alto), 0.0275(pouco mais alto).

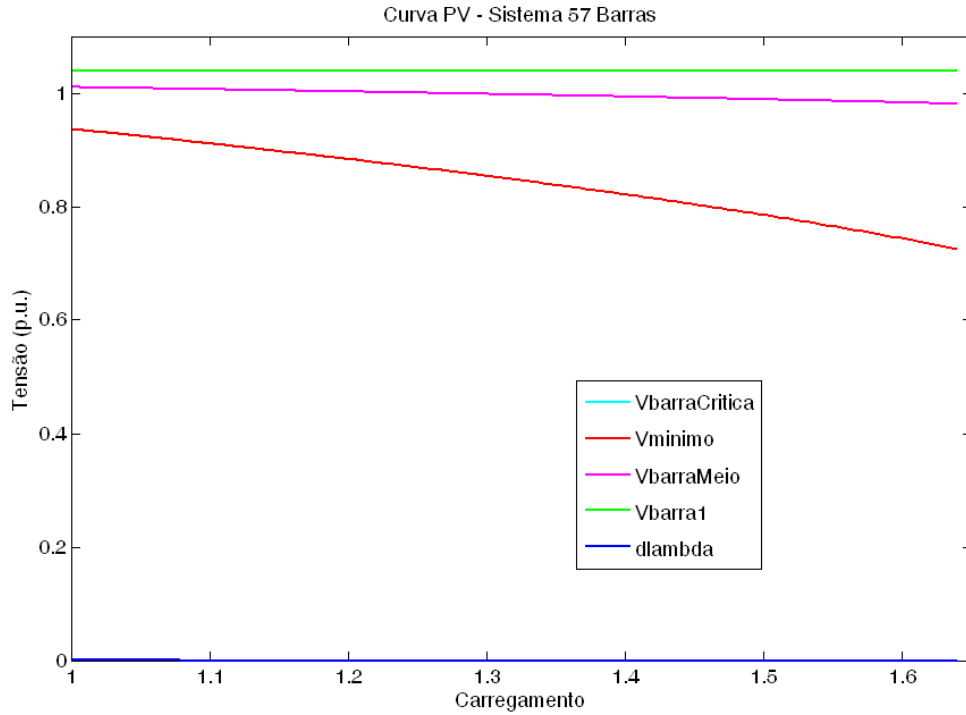


Figura 4.13: Curva PV do Sistema de 57 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.004$.**

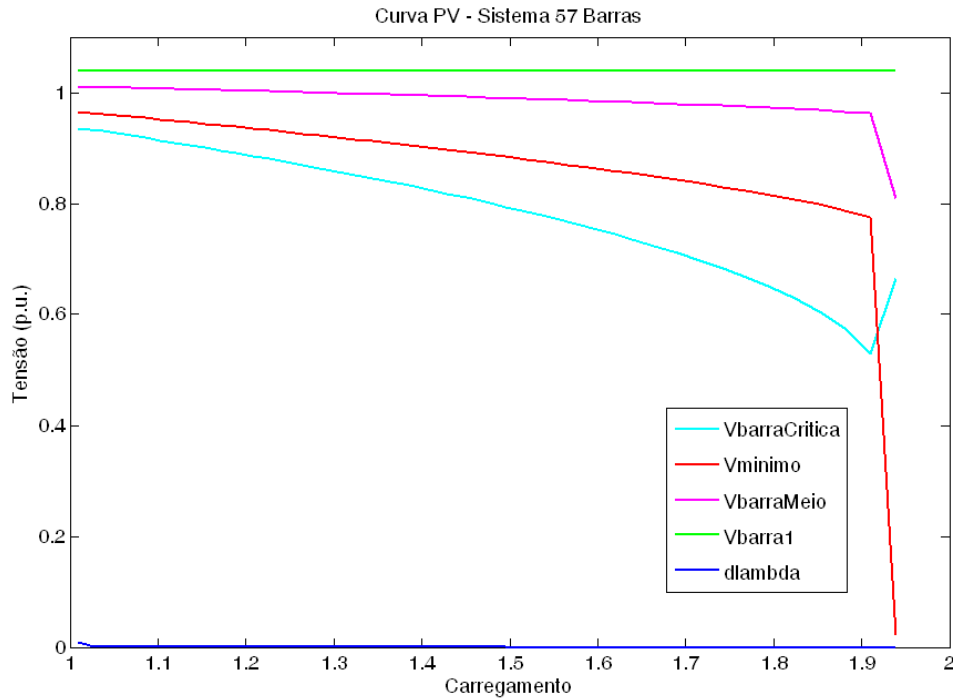


Figura 4.14: Curva PV do Sistema de 57 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.025$.**

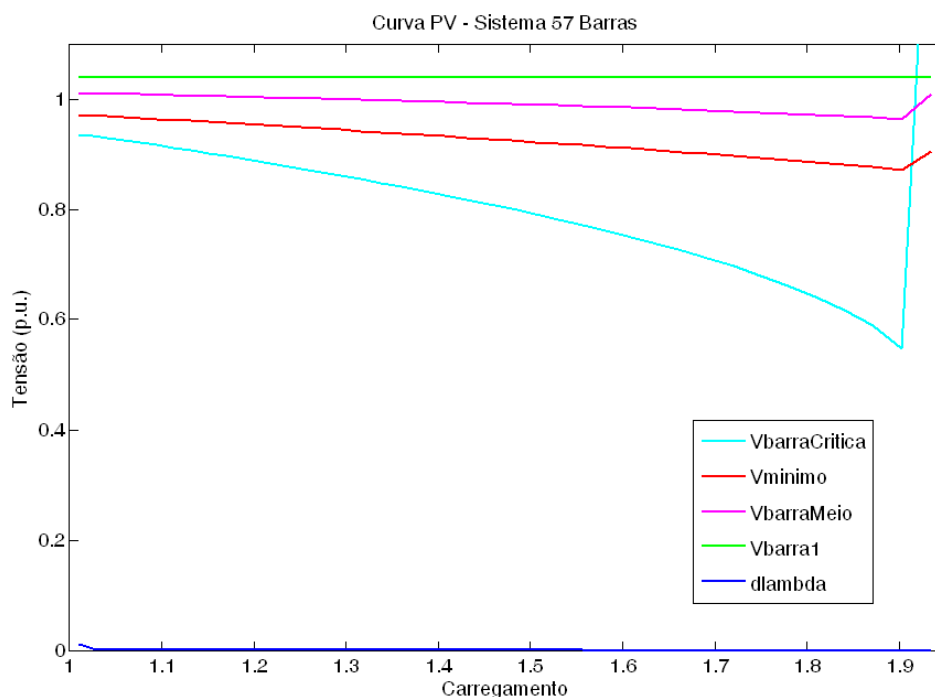


Figura 4.15: Curva PV do Sistema de 57 barras pós o Fluxo Continuado **com $\sigma^0=0.0275$** .

Nos três casos é possível perceber que para obter curvas PV com qualidade, é necessária a boa escolha de σ^0 . Além disso, é preciso analisá-lo com cuidado, pois pequenas diferenças em σ^0 causam grandes diferenças nos resultados finais.

4.5 COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NAS BARRAS CRÍTICAS

Após análise dos resultados do fluxo de potência continuado, foram feitos alguns testes inserindo-se bancos de capacitores nas barras críticas dos sistemas de 09, 14 e 57 barras para que o problema de colapso de tensão fosse amenizado pela compensação de potência reativa.

A inserção de bancos de capacitores é feita no arquivo de dados de entrada. Na matriz correspondente às barras do sistema, deve-se localizar a coluna Bs (susceptância em paralelo) e alterar a linha de determinada barra com o valor desejado de injeção de potência reativa em $MVar$.

A quantidade de energia reativa utilizada foi escolhida empiricamente para cada caso. Os valores utilizados foram aqueles que apresentaram melhoria mais significativa nas curvas PV e que não resultaram em tensões elevadas na condição de carga leve.

4.5.1 Compensação de Potência Reativa na Barras Crítica do Sistema 09 barras

Neste sistema foi injetado 80 MVar de potência reativa na barra 9(barra crítica do sistema, determinada anteriormente), o fluxo continuado foi executado com os mesmo parâmetros da figura 4.1(Curva PV do Sistema de 09 barras Após o Fluxo Continuado de Potência), ou seja $\sigma^0 = 0.02$, resultando em:

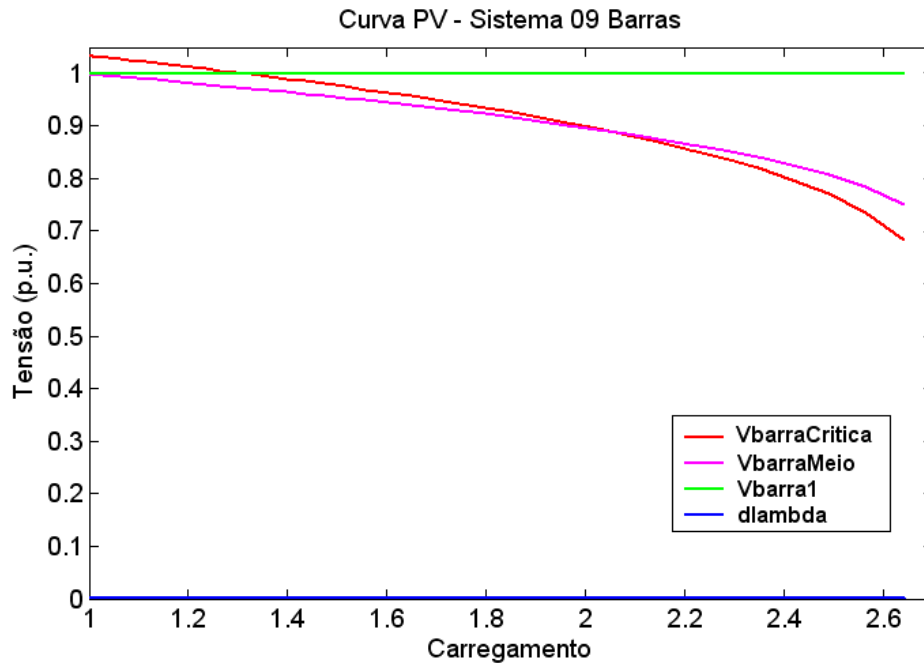


Figura 4.16: Curva PV do Sistema de 09 barras com Banco de Capacitores na Barra Crítica

Apesar de inserir o banco de capacitores em paralelo, a barra crítica do sistema permanece a mesma, por isso na figura acima $V_{barraCritica}$ é a tensão da barra 9, ($V_{barraMeio}$) da barra 5 e (V_{barra1}) da barra 1 para efeito de comparação. A diferença entre esta figura e a figura 4.1, é que a tensão na barra crítica foi elevada devido à susceptância em paralelo conectada ao barramento.

4.5.2 Compensação de Potência Reativa na Barras Crítica do Sistema 14 barras

A compensação de potência reativa neste sistema foi feita com a injeção de 30 MVar na barra crítica do sistema (barra 14). A curva PV a seguir foi obtida com mesmo σ^0 da figura 4.3, o quê significa $\sigma^0 = .015$.

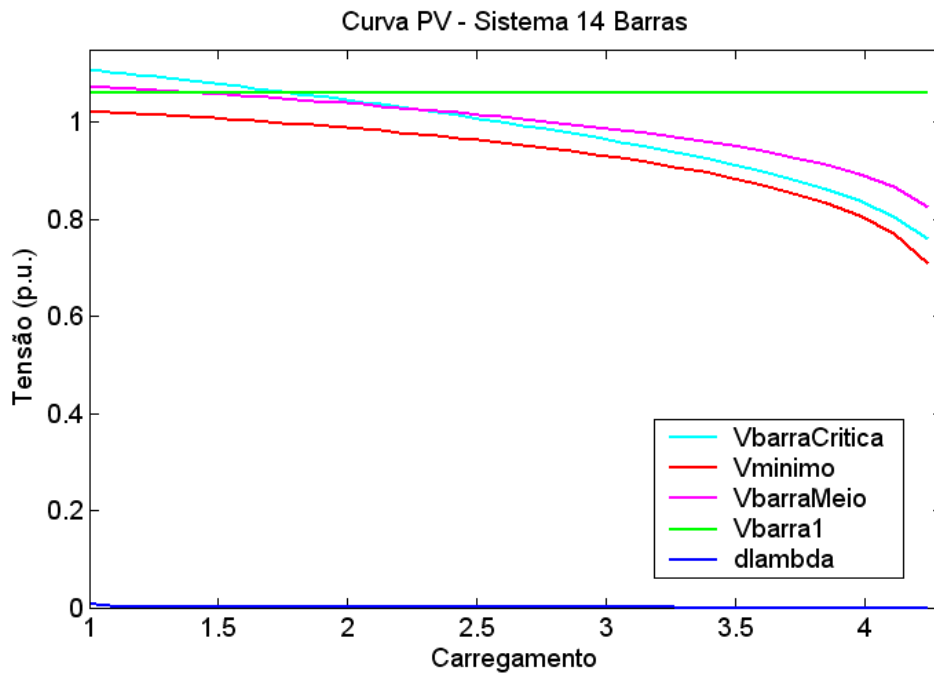


Figura 4.17: Curva PV do Sistema de 14 barras com Banco de Capacitores na Barra Crítica

Novamente não houve mudança no índice da barra crítica do sistema. Assim, na figura anterior $V_{barraCritica}$ é a tensão da barra 14, $V_{barraMinimo}$ é a barra 5, $V_{barraMeio}$ é a barra 7 e também é traçada a tensão na barra 1. Também nota-se um aumento na tensão da barra crítica em relação a figura 4.3.

4.5.3 Compensação de Potência Reativa na Barras Crítica do Sistema 57 barras

O mesmo procedimento foi adotado para o sistema de 57 barras, com injeção de potência reativa igual à 30 MVar, o gráfico abaixo também foi traçado com o mesmo $\sigma^0 = 0.23$ da figura 4.5. As tensões traçadas foram $V_{barraCritica}$ da barra 31, $V_{barraMinimo}$ da barra 53, $V_{barraMeio}$ da barra 29 e também da barra 1.

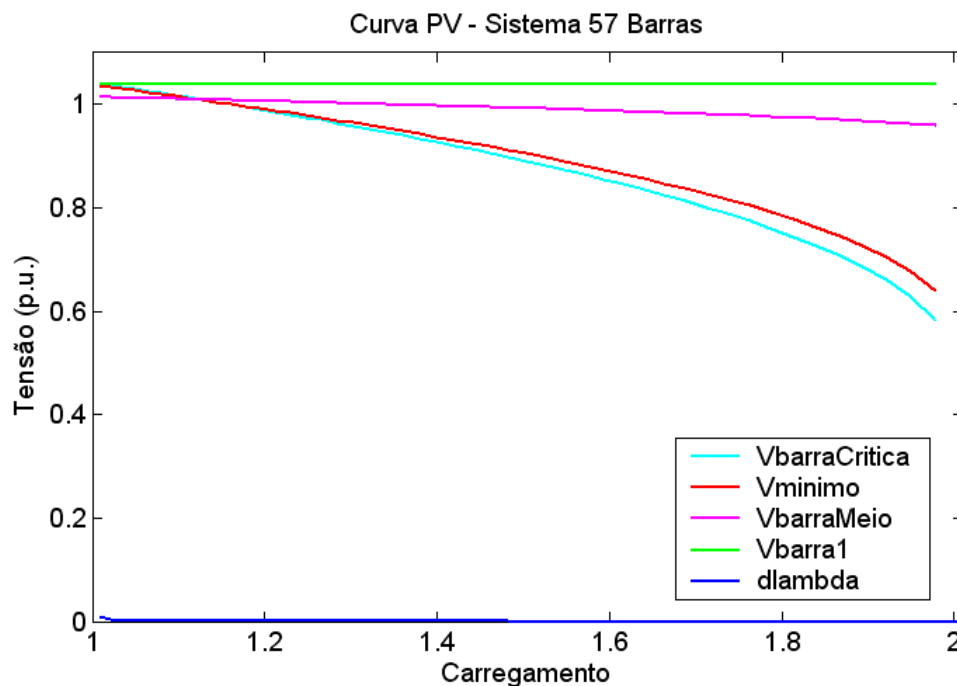


Figura 4.18: Curva PV do Sistema de 57 barras com Banco de Capacitores na Barra Crítica

Obteve-se um resultado parecido com o encontrado anteriormente. Houve elevação na barra crítica em relação a figura 4.5 (Curva PV do Sistema de 57 barras Após o Fluxo Continuado de Potência Continuado), sem alteração de seu índice.

Nos três casos, foi possível perceber que a compensação de energia reativa por meio de banco de capacitores em paralelo é uma medida simples que deixa o sistema um pouco mais seguro e robusto em relação ao problema de colapso de tensão. Percebe-se que este procedimento apenas elevou a tensão da barra crítica, sendo insuficiente para alterar seu o índice da e para aumentar a capacidade de carga dos sistemas.

5 CONCLUSÕES

5.1 ASPECTOS GERAIS

Um estudo básico sobre o colapso de tensão baseado no fluxo de carga continuado e no método do vetor tangente foi apresentado neste trabalho. Para isso, após a introdução do capítulo 1, o capítulo 2 apresentou os principais conceitos para o entendimento e aplicação do método da continuação, e também considerações sobre a barra crítica do sistema e a compensação de potência reativa.

O 3º capítulo mostrou como pode ser feita a aplicação dos conceitos do capítulo anterior, a partir do programa MATPOWER, e por isso foram apresentados os principais trechos do código desenvolvido. Na sequência, o capítulo 4 expõe os resultados obtidos para os sistemas de 09, 14 e 57 barras através de curvas PV que mostram o comportamento da amplitude tensão em algumas barras, inclusive na barra crítica.

O fluxo continuado de potência pode ser considerado como mais uma ferramenta de simulação computacional para auxiliar decisões de operação, planejamento e investimento em sistemas de potência, tendo em vista evitar o problema de colapso de tensão. Apesar de seu esforço computacional em sistemas maiores, sua implementação é simples e fácil. Além disso, é capaz traçar curvas PV, apresentando dados válidos que obedecem seus fundamentos teóricos.

Algumas características do método da continuação aplicado ao fluxo de carga foram comprovadas, como a sensibilidade do processo em relação ao tamanho do passo inicial σ^0 . E o método do vetor tangente associado ao fluxo continuado mostrou-se seguro e satisfatório na identificação precoce da barra crítica.

A tentativa de amenizar o problema do colapso de tensão utilizando-se bancos de capacitores provocou melhorias discretas nos resultados obtidos, sem que houvesse mudança na localização da área crítica dos sistemas estudados.

5.2 SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS

A principal sugestão para estudos futuros é a aplicação do fluxo continuado na simulação de sistemas maiores e reais, como trechos do SIN, considerando-se de forma fiel à realidade suas restrições de geração, transmissão e características mais detalhas das cargas.

Com os métodos estudados aqui também é possível analisar outras medidas preventivas e corretivas mais eficazes do que aquela escolhida neste trabalho, com objetivo de evitar o colapso de tensão. E assim, gerar um lista de prioridade dos procedimentos a serem adotados por ordem de severidade.

E finalmente, reunir todos estes aspectos em um único programa que pode contribuir para assegurar a continuidade do suprimento de energia elétrica para todos consumidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] JÚNIOR, J. N. de R. *Ações Corretivas de Controle de Tensão no Sistema Mato Grosso Baseadas em Estudo de Estabilidade de Tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Brasília, Brasília, 1999.
- [2] ALVES, D. et al. Esquemas alternativos para o passo de parametrização do método da continuação baseado em parâmetros físicos. *Revista Controle e Automação*, v. 13, no.3, 2002.
- [3] FERRAZ, J. C. R. et al. Fluxo de potência continuado e análise modal na avaliação e melhoria da estabilidade de tensão do sistema sul-sudeste. *VII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2000.
- [4] DAMASCENO, F. F. *Notas de Aula - Análise de Sistemas de Potência*. [S.l.], 2005. Disponível on—line em: http://www.gsep.ene.unb.br/osem_damasceno.php.
- [5] PRADA, R. et al. Identificação do ramo de transmissão crítico para reforço das condições de segurança de tensão. *Revista Controle e Automação*, v. 17, 2006.
- [6] KUNDUR, P. Power system stability and control. In: BALU, N. J.; LAUBY, M. G. (Ed.). *Electric Power Research Institute*, 3412 Hillview Avenue, Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994, (Power Systems Engineering Series).
- [7] FERREIRA, C.; COSTA, V. da. Controle de tensão no fluxo de potência continuado - modelagens e efeitos na estabilidade de tensão. *Revista Controle e Automação*, 2004.
- [8] SOUZA, A. C. Z. de et al. Increasing the loadability of power systems through optimal-local-control actions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, 2004.
- [9] HERNÁNDEZ, E. et al. Fluxo de carga da continuação: Determinação automática do parâmetro de continuação. *UNICAMP/UNESP*, 2000.
- [10] SOUZA, A. C. Z. de; CAÑIZARES, A.; QUINTANA, V. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. *PSE/IEEE—Paper PE—PWSR—0—11—1996*, 1996.
- [11] TAYLOR, C. W. Power system voltage stability. In: BALU, N. J.; MARATUKULAM, D. (Ed.). *Electric Power Research Institute*, 3412 Hillview Avenue, Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1992, (Power Systems Engineering Series).

- [12] [S.l.]. Disponível on—line em: <http://www.pi.gov.br/materia.php?id=15866> - Piauí investe R\$ 78 milhões em capacidade energética.
- [13] ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; GAN, D. *MATPOWER - Power System Simulation Package Users Manual*. [S.l.], 2006. Disponível on—line em: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>.

I. DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS 09,14 E 57 BARRAS

I.1 DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS 09 BARRAS

```
function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = case9
%CASE9 Power flow data for 9 bus, 3 generator case.
% Please see 'help caseformat' for details on the case file format.
%
% Based on data from Joe H. Chow's book, p. 70.
% MATPOWER
% $Id: case9.m,v 1.6 2004/09/21 01:48:34 ray Exp $
%%--- Power Flow Data ---%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
    1 3 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
    2 2 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
    3 2 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
    4 1 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
    5 1 90 30 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
    6 1 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
    7 1 100 35 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
    8 1 0 0 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
    9 1 125 50 0 0 1 1 0 345 1 1.1 0.9;
];
%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
gen = [
    1 0 0 300 -300 1 100 1 250 10;
    2 163 0 300 -300 1 100 1 300 10;
    3 85 0 300 -300 1 100 1 270 10;
];
%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
branch = [
    1 4 0 0.0576 0 250 250 250 0 0 1;
    4 5 0.017 0.092 0.158 250 250 250 0 0 1;
    5 6 0.039 0.17 0.358 150 150 150 0 0 1;
    3 6 0 0.0586 0 300 300 300 0 0 1;
    6 7 0.0119 0.1008 0.209 150 150 150 0 0 1;
    7 8 0.0085 0.072 0.149 250 250 250 0 0 1;
    8 2 0 0.0625 0 250 250 250 0 0 1;
];
```

```

        8      9      0.032      0.161      0.306      250      250      250      0      0      1;
        9      4      0.01      0.085      0.176      250      250      250      0      0      1;
];
%%--- OPF Data ---%%
%% area data
areas = [
                                1                                5;
];
%% generator cost data
%      1      startup      shutdown      n      x0      y0      ...      xn      yn
%      2      startup      shutdown      n      c(n-1)      ...      c0
gencost = [
        2      1500      0      3      0.11      5      150;
        2      2000      0      3      0.085      1.2      600;
        2      3000      0      3      0.1225      1      335;
];
return;

```

I.2 DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS 14 BARRAS

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = case14
%CASE14 Power flow data for IEEE 14 bus test case.
% Please see 'help caseformat' for details on the case file format.
% This data was converted from IEEE Common Data Format
% (ieee14cdf.txt) on 20-Sep-2004 by cdf2matp, rev. 1.11
% See end of file for warnings generated during conversion.
%
% Converted from IEEE CDF file from:
% http://www.ee.washington.edu/research/pstca/
%
% 08/19/93 UW ARCHIVE 100.0 1962 W IEEE 14 Bus Test Case
% MATPOWER
% $Id: case14.m,v 1.5 2004/09/21 01:46:23 ray Exp $
%%--- Power Flow Data ---%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
        1      3      0      0      0      0      1      1.06      0      0      1      1.06      0.94;
        2      2      21.7      12.7      0      0      1      1.045      -4.98      0      1      1.06      0.94;
        3      2      94.2      19      0      0      1      1.01      -12.72      0      1      1.06      0.94;
        4      1      47.8      -3.9      0      0      1      1.019      -10.33      0      1      1.06      0.94;
        5      1      7.6      1.6      0      0      1      1.02      -8.78      0      1      1.06      0.94;
        6      2      11.2      7.5      0      0      1      1.07      -14.22      0      1      1.06      0.94;
        7      1      0      0      0      0      1      1.062      -13.37      0      1      1.06      0.94;

```

```

8      2      0      0      0      0      1      1.09      -13.36      0      1      1.06      0.94;
9      1     29.5     16.6      0     19      1      1.056     -14.94      0      1      1.06      0.94;
10     1      9      5.8      0      0      1      1.051     -15.1      0      1      1.06      0.94;
11     1      3.5      1.8      0      0      1      1.057     -14.79      0      1      1.06      0.94;
12     1      6.1      1.6      0      0      1      1.055     -15.07      0      1      1.06      0.94;
13     1     13.5      5.8      0      0      1      1.05      -15.16      0      1      1.06      0.94;
14     1     14.9      5      0      0      1      1.036     -16.04      0      1      1.06      0.94;
];

%% generator data
%      bus      Pg      Qg      Qmax      Qmin      Vg      mBase      status      Pmax      Pmin
gen = [
1      232.4      -16.9      10      0      1.06      100      1      332.4      0;
2      40      42.4      50      -40      1.045      100      1      140      0;
3      0      23.4      40      0      1.01      100      1      100      0;
6      0      12.2      24      -6      1.07      100      1      100      0;
8      0      17.4      24      -6      1.09      100      1      100      0;
];

%% branch data
%      fbus      tbus      r      x      b      rateA      rateB      rateC      ratio      angle      status
branch = [
1      2      0.01938      0.05917      0.0528      9900      0      0      0      0      1;
1      5      0.05403      0.22304      0.0492      9900      0      0      0      0      1;
2      3      0.04699      0.19797      0.0438      9900      0      0      0      0      1;
2      4      0.05811      0.17632      0.034      9900      0      0      0      0      1;
2      5      0.05695      0.17388      0.0346      9900      0      0      0      0      1;
3      4      0.06701      0.17103      0.0128      9900      0      0      0      0      1;
4      5      0.01335      0.04211      0      9900      0      0      0      0      1;
4      7      0      0.20912      0      9900      0      0      0.978      0      1;
4      9      0      0.55618      0      9900      0      0      0.969      0      1;
5      6      0      0.25202      0      9900      0      0      0.932      0      1;
6      11      0.09498      0.1989      0      9900      0      0      0      0      1;
6      12      0.12291      0.25581      0      9900      0      0      0      0      1;
6      13      0.06615      0.13027      0      9900      0      0      0      0      1;
7      8      0      0.17615      0      9900      0      0      0      0      1;
7      9      0      0.11001      0      9900      0      0      0      0      1;
9      10      0.03181      0.0845      0      9900      0      0      0      0      1;
9      14      0.12711      0.27038      0      9900      0      0      0      0      1;
10     11      0.08205      0.19207      0      9900      0      0      0      0      1;
12     13      0.22092      0.19988      0      9900      0      0      0      0      1;
13     14      0.17093      0.34802      0      9900      0      0      0      0      1;
];

%%--- OPF Data ---%%
%% area data
areas = [

1

1;

];

%% generator cost data

```

```

%      1      startup      shutdown      n      x0      y0      ...      xn      yn
%      2      startup      shutdown      n      c(n-1)      ...      c0
gencost = [
      2      0      0      3      0.0430293      20      0;
      2      0      0      3      0.25      20      0;
      2      0      0      3      0.01      40      0;
      2      0      0      3      0.01      40      0;
      2      0      0      3      0.01      40      0;
];
return;
% Warnings from cdf2matp conversion:
%
% ***** Qmax = Qmin at generator at bus 1 (Qmax set to Qmin + 10)
% ***** area data conversion not yet implemented (creating dummy area data)
% ***** MVA limit of branch 1 - 2 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 1 - 5 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 2 - 3 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 2 - 4 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 2 - 5 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 3 - 4 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 4 - 5 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 4 - 7 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 4 - 9 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 5 - 6 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 6 - 11 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 6 - 12 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 6 - 13 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 7 - 8 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 7 - 9 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 9 - 10 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 9 - 14 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 10 - 11 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 12 - 13 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 13 - 14 not given, set to 9900

```

I.3 DADOS DE ENTRADA DOS SISTEMAS 57 BARRAS

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = case57
%CASE57 Power flow data for IEEE 57 bus test case.
% Please see 'help caseformat' for details on the case file format.
% This data was converted from IEEE Common Data Format
% (ieee57cdf.txt) on 20-Sep-2004 by cdf2matp, rev. 1.11
% See end of file for warnings generated during conversion.
%
% Converted from IEEE CDF file from:
% http://www.ee.washington.edu/research/pstca/

```

```

%
% Manually modified Qmax, Qmin on generator 1 to 200, -140, respectively.
%
% 08/25/93 UW ARCHIVE 100.0 1961 W IEEE 57 Bus Test Case
% MATPOWER
% $Id: case57.m,v 1.5 2004/09/21 01:47:48 ray Exp $
%%--- Power Flow Data ---%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;
%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
    1 3 55 17 0 0 1 1.04 0 0 1 1.06 0.94;
    2 2 3 88 0 0 1 1.01 -1.18 0 1 1.06 0.94;
    3 2 41 21 0 0 1 0.985 -5.97 0 1 1.06 0.94;
    4 1 0 0 0 0 1 0.981 -7.32 0 1 1.06 0.94;
    5 1 13 4 0 0 1 0.976 -8.52 0 1 1.06 0.94;
    6 2 75 2 0 0 1 0.98 -8.65 0 1 1.06 0.94;
    7 1 0 0 0 0 1 0.984 -7.58 0 1 1.06 0.94;
    8 2 150 22 0 0 1 1.005 -4.45 0 1 1.06 0.94;
    9 2 121 26 0 0 1 0.98 -9.56 0 1 1.06 0.94;
    10 1 5 2 0 0 1 0.986 -11.43 0 1 1.06 0.94;
    11 1 0 0 0 0 1 0.974 -10.17 0 1 1.06 0.94;
    12 2 377 24 0 0 1 1.015 -10.46 0 1 1.06 0.94;
    13 1 18 2.3 0 0 1 0.979 -9.79 0 1 1.06 0.94;
    14 1 10.5 5.3 0 0 1 0.97 -9.33 0 1 1.06 0.94;
    15 1 22 5 0 0 1 0.988 -7.18 0 1 1.06 0.94;
    16 1 43 3 0 0 1 1.013 -8.85 0 1 1.06 0.94;
    17 1 42 8 0 0 1 1.017 -5.39 0 1 1.06 0.94;
    18 1 27.2 9.8 0 10 1 1.001 -11.71 0 1 1.06 0.94;
    19 1 3.3 0.6 0 0 1 0.97 -13.2 0 1 1.06 0.94;
    20 1 2.3 1 0 0 1 0.964 -13.41 0 1 1.06 0.94;
    21 1 0 0 0 0 1 1.008 -12.89 0 1 1.06 0.94;
    22 1 0 0 0 0 1 1.01 -12.84 0 1 1.06 0.94;
    23 1 6.3 2.1 0 0 1 1.008 -12.91 0 1 1.06 0.94;
    24 1 0 0 0 0 1 0.999 -13.25 0 1 1.06 0.94;
    25 1 6.3 3.2 0 5.9 1 0.982 -18.13 0 1 1.06 0.94;
    26 1 0 0 0 0 1 0.959 -12.95 0 1 1.06 0.94;
    27 1 9.3 0.5 0 0 1 0.982 -11.48 0 1 1.06 0.94;
    28 1 4.6 2.3 0 0 1 0.997 -10.45 0 1 1.06 0.94;
    29 1 17 2.6 0 0 1 1.01 -9.75 0 1 1.06 0.94;
    30 1 3.6 1.8 0 0 1 0.962 -18.68 0 1 1.06 0.94;
    31 1 5.8 2.9 0 0 1 0.936 -19.34 0 1 1.06 0.94;
    32 1 1.6 0.8 0 0 1 0.949 -18.46 0 1 1.06 0.94;
    33 1 3.8 1.9 0 0 1 0.947 -18.5 0 1 1.06 0.94;
    34 1 0 0 0 0 1 0.959 -14.1 0 1 1.06 0.94;
    35 1 6 3 0 0 1 0.966 -13.86 0 1 1.06 0.94;

```

```

36    1    0    0    0    0    1    0.976    -13.59    0    1    1.06    0.94;
37    1    0    0    0    0    1    0.985    -13.41    0    1    1.06    0.94;
38    1   14    7    0    0    1    1.013    -12.71    0    1    1.06    0.94;
39    1    0    0    0    0    1    0.983    -13.46    0    1    1.06    0.94;
40    1    0    0    0    0    1    0.973    -13.62    0    1    1.06    0.94;
41    1    6.3    3    0    0    1    0.996    -14.05    0    1    1.06    0.94;
42    1    7.1    4.4    0    0    1    0.966    -15.5    0    1    1.06    0.94;
43    1    2    1    0    0    1    1.01    -11.33    0    1    1.06    0.94;
44    1   12    1.8    0    0    1    1.017    -11.86    0    1    1.06    0.94;
45    1    0    0    0    0    1    1.036    -9.25    0    1    1.06    0.94;
46    1    0    0    0    0    1    1.05    -11.89    0    1    1.06    0.94;
47    1   29.7   11.6    0    0    1    1.033    -12.49    0    1    1.06    0.94;
48    1    0    0    0    0    1    1.027    -12.59    0    1    1.06    0.94;
49    1   18    8.5    0    0    1    1.036    -12.92    0    1    1.06    0.94;
50    1   21   10.5    0    0    1    1.023    -13.39    0    1    1.06    0.94;
51    1   18    5.3    0    0    1    1.052    -12.52    0    1    1.06    0.94;
52    1    4.9    2.2    0    0    1    0.98    -11.47    0    1    1.06    0.94;
53    1   20   10    0    6.3    1    0.971    -12.23    0    1    1.06    0.94;
54    1    4.1    1.4    0    0    1    0.996    -11.69    0    1    1.06    0.94;
55    1    6.8    3.4    0    0    1    1.031    -10.78    0    1    1.06    0.94;
56    1    7.6    2.2    0    0    1    0.968    -16.04    0    1    1.06    0.94;
57    1    6.7    2    0    0    1    0.965    -16.56    0    1    1.06    0.94;
];

%% generator data
%    bus    Pg    Qg    Qmax    Qmin    Vg    mBase    status    Pmax    Pmin
gen = [
    1    128.9    -16.1    200    -140    1.04    100    1    575.88    0;
    2     0    -0.8    50    -17    1.01    100    1    100    0;
    3    40    -1    60    -10    0.985    100    1    140    0;
    6     0    0.8    25    -8    0.98    100    1    100    0;
    8   450    62.1    200    -140    1.005    100    1    550    0;
    9     0    2.2    9    -3    0.98    100    1    100    0;
   12   310    128.5    155    -150    1.015    100    1    410    0;
];

%% branch data
%    fbus    tbus    r    x    b    rateA    rateB    rateC    ratio    angle    status
branch = [
    1     2    0.0083    0.028    0.129    9900    0    0    0    0    1;
    2     3    0.0298    0.085    0.0818    9900    0    0    0    0    1;
    3     4    0.0112    0.0366    0.038    9900    0    0    0    0    1;
    4     5    0.0625    0.132    0.0258    9900    0    0    0    0    1;
    4     6    0.043    0.148    0.0348    9900    0    0    0    0    1;
    6     7    0.02    0.102    0.0276    9900    0    0    0    0    1;
    6     8    0.0339    0.173    0.047    9900    0    0    0    0    1;
    8     9    0.0099    0.0505    0.0548    9900    0    0    0    0    1;
    9    10    0.0369    0.1679    0.044    9900    0    0    0    0    1;
    9    11    0.0258    0.0848    0.0218    9900    0    0    0    0    1;
];

```

9	12	0.0648	0.295	0.0772	9900	0	0	0	0	1;
9	13	0.0481	0.158	0.0406	9900	0	0	0	0	1;
13	14	0.0132	0.0434	0.011	9900	0	0	0	0	1;
13	15	0.0269	0.0869	0.023	9900	0	0	0	0	1;
1	15	0.0178	0.091	0.0988	9900	0	0	0	0	1;
1	16	0.0454	0.206	0.0546	9900	0	0	0	0	1;
1	17	0.0238	0.108	0.0286	9900	0	0	0	0	1;
3	15	0.0162	0.053	0.0544	9900	0	0	0	0	1;
4	18	0	0.555	0	9900	0	0	0.97	0	1;
4	18	0	0.43	0	9900	0	0	0.978	0	1;
5	6	0.0302	0.0641	0.0124	9900	0	0	0	0	1;
7	8	0.0139	0.0712	0.0194	9900	0	0	0	0	1;
10	12	0.0277	0.1262	0.0328	9900	0	0	0	0	1;
11	13	0.0223	0.0732	0.0188	9900	0	0	0	0	1;
12	13	0.0178	0.058	0.0604	9900	0	0	0	0	1;
12	16	0.018	0.0813	0.0216	9900	0	0	0	0	1;
12	17	0.0397	0.179	0.0476	9900	0	0	0	0	1;
14	15	0.0171	0.0547	0.0148	9900	0	0	0	0	1;
18	19	0.461	0.685	0	9900	0	0	0	0	1;
19	20	0.283	0.434	0	9900	0	0	0	0	1;
21	20	0	0.7767	0	9900	0	0	1.043	0	1;
21	22	0.0736	0.117	0	9900	0	0	0	0	1;
22	23	0.0099	0.0152	0	9900	0	0	0	0	1;
23	24	0.166	0.256	0.0084	9900	0	0	0	0	1;
24	25	0	1.182	0	9900	0	0	1	0	1;
24	25	0	1.23	0	9900	0	0	1	0	1;
24	26	0	0.0473	0	9900	0	0	1.043	0	1;
26	27	0.165	0.254	0	9900	0	0	0	0	1;
27	28	0.0618	0.0954	0	9900	0	0	0	0	1;
28	29	0.0418	0.0587	0	9900	0	0	0	0	1;
7	29	0	0.0648	0	9900	0	0	0.967	0	1;
25	30	0.135	0.202	0	9900	0	0	0	0	1;
30	31	0.326	0.497	0	9900	0	0	0	0	1;
31	32	0.507	0.755	0	9900	0	0	0	0	1;
32	33	0.0392	0.036	0	9900	0	0	0	0	1;
34	32	0	0.953	0	9900	0	0	0.975	0	1;
34	35	0.052	0.078	0.0032	9900	0	0	0	0	1;
35	36	0.043	0.0537	0.0016	9900	0	0	0	0	1;
36	37	0.029	0.0366	0	9900	0	0	0	0	1;
37	38	0.0651	0.1009	0.002	9900	0	0	0	0	1;
37	39	0.0239	0.0379	0	9900	0	0	0	0	1;
36	40	0.03	0.0466	0	9900	0	0	0	0	1;
22	38	0.0192	0.0295	0	9900	0	0	0	0	1;
11	41	0	0.749	0	9900	0	0	0.955	0	1;
41	42	0.207	0.352	0	9900	0	0	0	0	1;
41	43	0	0.412	0	9900	0	0	0	0	1;
38	44	0.0289	0.0585	0.002	9900	0	0	0	0	1;


```

15      45      0      0.1042      0      9900      0      0      0.955      0      1;
14      46      0      0.0735      0      9900      0      0      0.9      0      1;
46      47      0.023      0.068      0.0032      9900      0      0      0      0      1;
47      48      0.0182      0.0233      0      9900      0      0      0      0      1;
48      49      0.0834      0.129      0.0048      9900      0      0      0      0      1;
49      50      0.0801      0.128      0      9900      0      0      0      0      1;
50      51      0.1386      0.22      0      9900      0      0      0      0      1;
10      51      0      0.0712      0      9900      0      0      0.93      0      1;
13      49      0      0.191      0      9900      0      0      0.895      0      1;
29      52      0.1442      0.187      0      9900      0      0      0      0      1;
52      53      0.0762      0.0984      0      9900      0      0      0      0      1;
53      54      0.1878      0.232      0      9900      0      0      0      0      1;
54      55      0.1732      0.2265      0      9900      0      0      0      0      1;
11      43      0      0.153      0      9900      0      0      0.958      0      1;
44      45      0.0624      0.1242      0.004      9900      0      0      0      0      1;
40      56      0      1.195      0      9900      0      0      0.958      0      1;
56      41      0.553      0.549      0      9900      0      0      0      0      1;
56      42      0.2125      0.354      0      9900      0      0      0      0      1;
39      57      0      1.355      0      9900      0      0      0.98      0      1;
57      56      0.174      0.26      0      9900      0      0      0      0      1;
38      49      0.115      0.177      0.003      9900      0      0      0      0      1;
38      48      0.0312      0.0482      0      9900      0      0      0      0      1;
9       55      0      0.1205      0      9900      0      0      0.94      0      1;

];

%%--- OPF Data ---%%
%% area data
areas = [

                                1                                1;

];

%% generator cost data
%      1      startup      shutdown      n      x0      y0      ...      xn      yn
%      2      startup      shutdown      n      c(n-1)      ...      c0
gencost = [

      2      0      0      3      0.0775795      20      0;
      2      0      0      3      0.01      40      0;
      2      0      0      3      0.25      20      0;
      2      0      0      3      0.01      40      0;
      2      0      0      3      0.0222222      20      0;
      2      0      0      3      0.01      40      0;
      2      0      0      3      0.0322581      20      0;

];

return;

% Warnings from cdf2matp conversion:
%
% ***** Qmax = Qmin at generator at bus 1 (Qmax set to Qmin + 10)
% ***** area data conversion not yet implemented (creating dummy area data)
% ***** Insufficient generation, setting Pmax at slack bus (bus 1) to 575.88

```


% ***** MVA limit of branch 35 - 36 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 36 - 37 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 37 - 38 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 37 - 39 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 36 - 40 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 22 - 38 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 11 - 41 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 41 - 42 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 41 - 43 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 38 - 44 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 15 - 45 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 14 - 46 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 46 - 47 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 47 - 48 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 48 - 49 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 49 - 50 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 50 - 51 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 10 - 51 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 13 - 49 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 29 - 52 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 52 - 53 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 53 - 54 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 54 - 55 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 11 - 43 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 44 - 45 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 40 - 56 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 56 - 41 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 56 - 42 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 39 - 57 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 57 - 56 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 38 - 49 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 38 - 48 not given, set to 9900
% ***** MVA limit of branch 9 - 55 not given, set to 9900

II. PRINCIPAIS CÓDIGOS ADAPTADOS DO MATPOWER

II.1 NEWTONPF.M

```
function [MVABase, bus, gen, branch, success, et] = ...
runpf(casename, mpopt, fname, solvedcase)
%RUNPF Runs a power flow.
%
% [baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = ...
% runpf(casename, mpopt, fname, solvedcase)
%
% Runs a power flow (full AC Newton's method by default) and optionally
% returns the solved values in the data matrices, a flag which is true if
% the algorithm was successful in finding a solution, and the elapsed time
% in seconds. All input arguments are optional. If casename is provided it
% specifies the name of the input data file or struct (see also 'help
% caseformat' and 'help loadcase') containing the power flow data. The
% default value is 'case9'. If the mpopt is provided it overrides the
% default MATPOWER options vector and can be used to specify the solution
% algorithm and output options among other things (see 'help mpooption' for
% details). If the 3rd argument is given the pretty printed output will be
% appended to the file whose name is given in fname. If solvedcase is
% specified the solved case will be written to a case file in MATPOWER
% format with the specified name. If solvedcase ends with '.mat' it saves
% the case as a MAT-file otherwise it saves it as an M-file.
%
% If the ENFORCE_Q_LIMS options is set to true (default is false) then if
% any generator reactive power limit is violated after running the AC power
% flow, the corresponding bus is converted to a PQ bus, with Qg at the
% limit, and the case is re-run. The voltage magnitude at the bus will
% deviate from the specified value in order to satisfy the reactive power
% limit. If the reference bus is converted to PQ, the first remaining PV
% bus will be used as the slack bus for the next iteration. This may
% result in the real power output at this generator being slightly off
% from the specified values.
% MATPOWER
% $Id: runpf.m,v 1.10 2005/01/18 22:48:32 ray Exp $
% by Ray Zimmerman, PSERC Cornell
% Enforcing of generator Q limits inspired by contributions
% from Mu Lin, Lincoln University, New Zealand (1/14/05).
% Copyright (c) 1996-2005 by Power System Engineering Research Center (PSERC)
% See http://www.pserc.cornell.edu/matpower/ for more info.
%%--- initialize ---
%% define named indices into bus, gen, branch matrices
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
```

```

VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] = idx_bus;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, ...
RATE_C, TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST] = idx_brch;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, ...
GEN_STATUS, PMAX, PMIN, MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN] = idx_gen;
%% default arguments
if nargin < 4
solvedcase = ''; %% don't save solved case
if nargin < 3
fname = ''; %% don't print results to a file
if nargin < 2
mpopt = mppopt; %% use default options
if nargin < 1
casename = 'case9Compensado'; %% default data file is 'case9.m'
end
end
end
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
sig=0.002;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% options
verbose = mppopt(31);
qlim = mppopt(6); %% enforce Q limits on gens?
dc = mppopt(10); %% use DC formulation?
%% read data & convert to internal bus numbering
[baseMVA, bus, gen, branch] = loadcase(casename);
[i2e, bus, gen, branch] = ext2int(bus, gen, branch);
%% get bus index lists of each type of bus
[ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);
%% generator info
on = find(gen(:, GEN_STATUS) > 0); %% which generators are on?
gbus = gen(on, GEN_BUS); %% what buses are they at?
%%--- run the power flow ---
t0 = clock;
if dc %% DC formulation
%% initial state
Va0 = bus(:, VA) * (pi/180);
%% build B matrices and phase shift injections
[B, Bf, Pbusinj, Pfinj] = makeBdc(baseMVA, bus, branch);
%% compute complex bus power injections (generation - load)
%% adjusted for phase shifters and real shunts
Pbus = real(makeSbus(baseMVA, bus, gen)) - Pbusinj - bus(:, GS) / baseMVA;
%% "run" the power flow
Va = dcpf(B, Pbus, Va0, ref, pv, pq);
%% update data matrices with solution
branch(:, [QF, QT]) = zeros(size(branch, 1), 2);

```

```

branch(:, PF) = (Bf * Va + Pfinj) * baseMVA;
branch(:, PT) = -branch(:, PF);
bus(:, VM) = ones(size(bus, 1), 1);
bus(:, VA) = Va * (180/pi);

%% update Pg for swing generator (note: other gens at ref bus are accounted for in
Pbus)
%% Pg = Pinj + Pload + Gs
%% newPg = oldPg + newPinj - oldPinj
refgen = find(gbus == ref); %% which is(are) the reference gen(s)?
gen(on(refgen(1)), PG) = gen(on(refgen(1)), PG) + (B(ref, :) * Va - Pbus(ref)) * baseMVA;
success = 1;
else %% AC formulation
%% initial state
% V0 = ones(size(bus, 1), 1); %% flat start
V0 = bus(:, VM) .* exp(sqrt(-1) * pi/180 * bus(:, VA));
V0(gbus) = gen(on, VG) ./ abs(V0(gbus)).* V0(gbus);
if qlim
ref0 = ref; %% save index and angle of
Varef0 = bus(ref0, VA); %% original reference bus
limited = []; %% list of indices of gens @ Q lims
fixedQg = zeros(size(gen, 1), 1); %% Qg of gens at Q limits
end
repeat = 1;
while (repeat)
%% build admittance matrices
[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch);
%% compute complex bus power injections (generation - load)
Sbus = makeSbus(baseMVA, bus, gen);
%% run the power flow
alg = mpopt(1); %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if alg == 1 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[V, success, iterations, SbusF] = NewtonContinuado(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq, mpopt, sig, gen);
elseif alg == 2 | alg == 3
[Bp, Bpp] = makeB(baseMVA, bus, branch, alg);
[V, success, iterations] = fdpf(Ybus, Sbus, V0, Bp, Bpp, ref, pv, pq, mpopt);
elseif alg == 4
[V, success, iterations] = gausspf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq, mpopt);
else
error('Only Newton"s method, fast-decoupled, and Gauss-Seidel power flow algorithms
currently implemented.');
```

```

if isempty(mx) | isempty(mn) %% we have some Q limit violations
if verbose & isempty(mx)
fprintf('Gen %d at upper Q limit, converting to PQ bus\n', mx);
end
if verbose & isempty(mn)
fprintf('Gen %d at lower Q limit, converting to PQ bus\n', mn);
end
%% save corresponding limit values
fixedQg(mx) = gen(mx, QMAX);
fixedQg(mn) = gen(mn, QMIN);
mx = [mx;mn];
%% convert to PQ bus
gen(mx, QG) = fixedQg(mx); %% set Qg to binding limit
gen(mx, GEN_STATUS) = 0; %% temporarily turn off gen,
for i = 1:length(mx) %% (one at a time, since
bi = gen(mx(i), GEN_BUS); %% they may be at same bus)
bus(bi, [PD,QD]) = ... %% adjust load accordingly,
bus(bi, [PD,QD]) - gen(mx(i), [PG,QG]);
end
bus(gen(mx, GEN_BUS), BUS_TYPE) = PQ; %% & set bus type to PQ
%% update bus index lists of each type of bus
ref_temp = ref;
[ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);
if verbose & ref == ref_temp
fprintf('Bus %d is new slack bus\n', ref);
end
limited = [limited; mx];
else
repeat = 0; %% no more generator Q limits violated
end
else
repeat = 0; %% don't enforce generator Q limits, once is enough
end
end
if qlim & isempty(limited)
%% restore injections from limited gens (those at Q limits)
gen(limited, QG) = fixedQg(limited); %% restore Qg value,
for i = 1:length(limited) %% (one at a time, since
bi = gen(limited(i), GEN_BUS); %% they may be at same bus)
bus(bi, [PD,QD]) = ... %% re-adjust load,
bus(bi, [PD,QD]) + gen(limited(i), [PG,QG]);
end
gen(limited, GEN_STATUS) = 1; %% and turn gen back on
if ref == ref0
%% adjust voltage angles to make original ref bus correct
bus(:, VA) = bus(:, VA) - bus(ref0, VA) + Varef0;
end

```

```

end
end
et = etime(clock, t0);
%%--- output results ---
%% convert back to original bus numbering & print results
[bus, gen, branch] = int2ext(i2e, bus, gen, branch);
if fname
[fd, msg] = fopen(fname, 'at');
if fd == -1
error(msg);
else
fprintf(baseMVA, bus, gen, branch, [], success, et, fd, mpopt);
fclose(fd);
end
end
fprintf(baseMVA, bus, gen, branch, [], success, et, 1, mpopt);
%% save solved case
if solvedcase
savecase(solvedcase, baseMVA, bus, gen, branch);
end
%% this is just to prevent it from printing baseMVA
%% when called with no output arguments
if nargout, MVAbase = baseMVA; end
return;

```

II.2 NEWTONCONTINUADO.M

```

function [V, converged, i, SbusF] = NewtonContinuado(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq, mpopt, sig, gen)
%NEWTONPF Solves the power flow using a full Newton's method.
% [V, converged, i] = newtonpf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq, mpopt)
% solves for bus voltages given the full system admittance matrix (for
% all buses), the complex bus power injection vector (for all buses),
% the initial vector of complex bus voltages, and column vectors with
% the lists of bus indices for the swing bus, PV buses, and PQ buses,
% respectively. The bus voltage vector contains the set point for
% generator (including ref bus) buses, and the reference angle of the
% swing bus, as well as an initial guess for remaining magnitudes and
% angles. mpopt is a MATPOWER options vector which can be used to
% set the termination tolerance, maximum number of iterations, and
% output options (see 'help mpoption' for details). Uses default
% options if this parameter is not given. Returns the final complex
% voltages, a flag which indicates whether it converged or not, and
% the number of iterations performed.
% MATPOWER
% $Id: newtonpf.m,v 1.6 2005/01/14 17:22:23 ray Exp $
% by Ray Zimmerman, PSERC Cornell

```



```

% Copyright (c) 1996-2005 by Power System Engineering Research Center (PSERC)
% See http://www.pserc.cornell.edu/matpower/ for more info.
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%ESCOLHER SIGMA AQUI%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% sig=0.002;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% default arguments
if nargin < 7
mpopt = mpooption;
end
%% options
tol = mpooption(2);
max_it = mpooption(3);
verbose = mpooption(31);
%% initialize
j = sqrt(-1);
converged = 0;
i = 0;
V = V0;
Va = angle(V);
Vm = abs(V);
%% set up indexing for updating V
npv = length(pv);
npq = length(pq);
j1 = 1; j2 = npv; %% j1:j2 - V angle of pv buses
j3 = j2 + 1; j4 = j2 + npq; %% j3:j4 - V angle of pq buses
j5 = j4 + 1; j6 = j4 + npq; %% j5:j6 - V mag of pq buses
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Inicio do Fluxo de Potencia com Fluxo continuado
maxit=200;
Vt=zeros(npv+npq+1,maxit); %%Prepara para guardar todas as tensoes
VTGt=zeros(npv+2*npq+1,maxit); %%Prepara para guardar valores do vtg
lamb=1;
aclamb=1;
dlamb=1;
it=0;
while it < maxit %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%while do fluxo continuado - laço maior%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
it=it+1;
%% evaluate F(x0)
V = Vm .* exp(j * Va); %Atualiza os valores de Vm e Va do fluxo continuado
mis = V .* conj(Ybus * V) - Sbus;
F = [ real(mis([pv; pq]));
imag(mis(pq)) ];
%% check tolerance
normF = norm(F, inf);
if verbose > 1
fprintf('\n it max P & Q mismatch (p.u.)');
fprintf('\n--- -----');
fprintf('\n%3d %10.3e', i, normF);

```

```

end
if normF < tol
converged = 1;
if verbose > 1
fprintf('\nConverged!\n');
end
end
converged=0;
i=0; %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% do Newton iterations %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Laço do fluxo Usual%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
while ( converged & i < max_it)
% update iteration counter
i = i + 1;
% evaluate Jacobian
[dSbus_dVm, dSbus_dVa] = dSbus_dV(Ybus, V);
% selecting a subset of rows of a large sparse matrix is very slow
% in Matlab 5 (but not Matlab 4 ... go figure), but selecting a
% subset of the columns is fast, and so is transposing, so instead
% of doing this ...
% j11 = real(dSbus_dVa([pv; pq], [pv; pq]));
% j12 = real(dSbus_dVm([pv; pq], pq));
% j21 = imag(dSbus_dVa(pq, [pv; pq]));
% j22 = imag(dSbus_dVm(pq, pq));
%% ... we do the equivalent thing using
%% a temporary matrix and transposing
temp = real(dSbus_dVa(:, [pv; pq]))';
j11 = temp(:, [pv; pq])';
temp = real(dSbus_dVm(:, pq))';
j12 = temp(:, [pv; pq])';
temp = imag(dSbus_dVa(:, [pv; pq]))';
j21 = temp(:, pq)';
temp = imag(dSbus_dVm(:, pq))';
j22 = temp(:, pq)';
J = [ j11 j12; %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%MATRIZ JACOBIANA%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
j21 j22; ];
% compute update step
dx = -(J \ F);
% update voltage
if npv
Va(pv) = Va(pv) + dx(j1:j2);
end
if npq
Va(pq) = Va(pq) + dx(j3:j4);
Vm(pq) = Vm(pq) + dx(j5:j6);
end
V = Vm .* exp(j * Va);
Vm = abs(V); % update Vm and Va again in case

```

```

Va = angle(V); %% we wrapped around with a negative Vm
%% evalute F(x)
mis = V .* conj(Ybus * V) - Sbus;
F = [ real(mis(pv));
real(mis(pq));
imag(mis(pq)) ];
%% check for convergence
normF = norm(F, inf);
if verbose > 1
fprintf('\n%3d %10.3e', i, normF);
end
if normF < tol
converged = 1;
if verbose
fprintf('\nNewton"s method power flow converged in %d iterations.\n', i);
end
end
end
if verbose
if converged
fprintf('\nNewton"s method power did not converge in %d iterations.\n', i);
maxit=it;
end
end %%%%%%%%%%%Fim do Fluxo Usual%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%
SbusF=Sbus; %Sbus Depois do fluxo
Vt(:,it) = Vm; %%%%%%%%%%%Guarda Todas as Tensoes%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%Fluxo de Potencia Continuado%%%%%%%%%%
disp('Fluxo Continuado')
%%%%%%%%%%Calculo do Vetor Tangente%%%%%%%%%%
PQbus=[real(Sbus);
imag(Sbus)];
Pesp=PQbus(2:(npq+npv+1));
Qesp=PQbus((2*npv+npq+3):(2*npq+2*npv+2));
PQesp=[Pesp;
Qesp];
Jf=full(J);
dimJ=size(J);
zer=zeros(1,dimJ(1,2));
Ja=[Jf PQesp; zer 1]; %Jacobiana Aumentada
vtg=inv(Ja)*[zer 1]'; %% VETOR TANGENTE%%%%%%%%%%
dimvtg=size(vtg,1);
vtg;
VTGr=vtg((npv+npq+1):(npv+2*npq)); %vtg reduzido correspondente as tensoes
[v1,v2]=max(VTGr);
disp('Posição do Elemento Maximo do Vetor Tangente')
ElmtoMax(it)=v2 %Guarda a Posição do elemento max no vetor tg

```

```

VTGt(:,it) = vtg; %%%%%%%%%%Guarda Todos os vetores tangentes%%%%%%%%%
%%%%%%%%%Calculo do Carregamento e Incremento%%%%%%%%%
sig=sig/norm(vtg); %sigma
vtg=sig*vtg;
dlamb=vtg(dimvtg,1)
lamb=lamb+dlamb
aclamb=aclamb*lamb
XXdlamb(it)=dlamb; %guarda lamb e aclamb para plotar
XXlamb(it)=aclamb;
x=[Va(pv); %Valores das icognitas
Va(pq);
Vm(pq)];
x=x+vtg(1:(dimvtg-1)); %Atualiza Valores das icognitas
Va(pv)=x(1:npv);
Va(pq)=x((npv+1):(npv+npq)); %Coloca nos vetores para novo calculo
Vm(pq)=x((npv+npq+1):(npv+2*npq));
Q0=zeros(npv,1); %Ajuste para multiplicar Sbus por lambda
Qespl=[Q0;Qesp];
swg=Sbus(1,1);
Sbusl=lamb*[Pesp+j*Qespl];
Sbus=[swg; Sbusl]; %Novo Sbus para entrar no fluxo usual
it
%%%%%%%%%Plot no final%%%%%%%%%
if it == maxit
%%%identificação da barra critica
ElmtoMax; %Vetor com todas as posições do elmtos max do vtg
bc=AchaMais(ElmtoMax); %%%%%%%%%Chama a função que acha qual elmto foi max o maior numero
de vezes (do mintsu)
barrasger=gen(:,1); %chama a coluna das barras de Geração
barrasger=sort(barrasger); %coloca as barras de geração em ordem crescente
[z1,z2]=size(barrasger); %z1 eh o numero de barras de geração
for i = 1:z1 %LOOP para endereçar a barra critica do sistema
if bc >= barrasger(i)
bc= bc+1;
end
end
disp('Barra Critica:')
bc
VbarraCritica=Vt(bc,1:maxit); %tesnao da barra critica
%%%identificação da barra de tensao mais baixa
Vt2=Vt(:,1:maxit); %mostra as tensoes acumuladas
Vt1=Vt(:,maxit);
[a1,a2] = min(Vt1); %Seleciona menor tensao, sera a barra a2
disp('Barra com tensao mais baixa:')
a2
Vminimo=Vt(a2,1:maxit); %barra com tensao mais baixa
%%%Seleciona uma barra do meio
nbar=npq+npv+1;

```

```

if mod(nbar,2)==1 %numero de barras for impar
nmeio=(npq+npv+1)/2 + 0.5;
else
nmeio=(npq+npv+1)/2;
end
disp('Barra do meio:')
nmeio
VbarraMeio=Vt(nmeio,1:maxit); %barra qualquer do meio
%%%Seleciona a Barra 1
Vbarra1=Vt(1,1:maxit); %barra1
Vbarra1=Vt(1,1:maxit);
%%%%%%%%Grafico%%%%%%%%
hold on;
plot(XXlamb,VbarraCritica,'c');
plot(XXlamb,Vminimo,'r');
plot(XXlamb,VbarraMeio,'m');
plot(XXlamb,Vbarra1,'g');
plot(XXlamb,XXdlamb,'b');
legend('VbarraCritica','Vminimo','VbarraMeio','Vbarra1','dlambda')
xlabel('Carregamento','FontSize',14)
ylabel('Tensão (p.u.)','FontSize',14)
title('Curva PV - Sistema 09 Barras','FontSize',14)
ylim([0 1.05])
set(findobj(gca,'Type','line'),'LineWidth',2)
set(gca,'FontSize',14)
hold off;
%legend('\nBarra %d.\n',bc,'\nBarra %d.\n',a2,'\nBarra %d.\n',nmeio,'Vbarra1','dlambda')
end
end

```