

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ALYNE NOGUEIRA JUSTI  
FELIPE DANIEL MAZZA  
LUCIANA RINALDI FOGAÇA**

**ANÁLISE ESTÁTICA DO PONTO DE COLAPSO DE TENSÃO  
ATRAVÉS DO MÉTODO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CURITIBA**

**2014**

**ALYNE NOGUEIRA JUSTI  
FELIPE DANIEL MAZZA  
LUCIANA RINALDI FOGAÇA**

**ANÁLISE ESTÁTICA DO PONTO DE COLAPSO DE TENSÃO  
ATRAVÉS DO MÉTODO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso Superior de Engenharia Industrial Elétrica - Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito.

**CURITIBA**

**2014**

Alyne Nogueira Justi  
Felipe Daniel Mazza  
Luciana Rinaldi Fogaça

# **ANÁLISE ESTÁTICA DO PONTO DE COLAPSO DE TENSÃO ATRAVÉS DO MÉTODO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO**

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Industrial Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 24 de fevereiro de 2014.

---

Prof. Emerson Rigoni, Dr.  
Coordenador de Curso  
Engenharia Elétrica

---

Profa. Annemarlen Gehrke Castagna, Mestre  
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso  
de Engenharia Elétrica do DAELT

## **ORIENTAÇÃO**

---

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Orientador

## **BANCA EXAMINADORA**

---

Alvaro Augusto Waldrigues de Almeida, Prof. Esp.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Paulo Cícero Fritzen, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

*“This is how you do it: you sit down at the keyboard and you put one word after another until it's done. It's that easy, and that hard.”*

(Neil Gaiman)

“É assim que você faz: você senta atrás do teclado e coloca uma palavra depois da outra até terminar. É tão fácil, e tão difícil.”

(Neil Gaiman)

## RESUMO

FOGAÇA, Luciana R.; JUSTI, Alyne N.; MAZZA, Felipe D. **Análise Estática do Ponto de Colapso de Tensão Através do Método do Fluxo de Potência Continuado**. 2014. 75f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

A crescente demanda energética e a alta complexidade dos atuais Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), aliadas ao elevado nível de exigência por parte dos consumidores, demandam maior qualidade do fornecimento de energia elétrica. Como parâmetros de qualidade, enquadram-se a continuidade do suprimento (qualidade de serviço) e perfis adequados de tensão elétrica (qualidade do produto), mesmo após a ocorrência de perturbações. Assim, torna-se fundamental ao operador do sistema conhecer o estado atual do SEP e, além disso, dispor de ferramentas que permitam prever situações que venham a comprometer o bom funcionamento do sistema. Entre estas situações, figura o fenômeno da instabilidade de tensão (ou colapso de tensão). Deste modo, este trabalho aborda os principais conceitos de estabilidade de sistemas elétricos, com foco no problema de estabilidade de tensão. Neste cenário, é aplicado o método de continuação do fluxo de potência considerando como parâmetro de continuação a carga do sistema. São analisados casos de até cinco barras, utilizando uma ferramenta computacional para a realização dos cálculos de fluxo de potência para várias configurações de despacho e obtenção das chamadas curvas PV e PQ. A partir das curvas, é possível estimar o ponto de colapso de tensão do sistema, o qual representa o máximo carregamento que o SEP é capaz de assumir sem que ocorra a instabilidade de tensão. Então, são simulados cenários de manobra, como entrada de capacitores em derivação nas barras e entrada de linhas de transmissão adicionais em operação, a fim de verificar qual será a contribuição desses procedimentos na alteração da margem de carregamento do sistema.

**Palavras-chave:** Estabilidade de Tensão. Máximo carregamento. Colapso de tensão. Margem de Estabilidade de Tensão. Fluxo de Potência Continuado.

## ABSTRACT

FOGAÇA, Luciana R.; JUSTI, Alyne N.; MAZZA, Felipe D. **Static Analysis of the Voltage Colapse Point Using the Continuation Power Flow Method.** 2014. 75f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

The growing energetic demand and the high complexity of electric power systems nowadays, added to the consumers high level of requirements, demands a higher quality power supply service. As parameters of quality, lies its continuity (service quality) and adequate voltage profile (product quality), even after disturbances. This way, it becomes essential to the operator to know the system's actual state and, furthermore, to dispose of tools to foresee situations that would compromise the system's regular work. Among these situations, figures the phenomenon of voltage instability (or voltage collapse). The aim of the present paper is to study the main concepts of power systems stability, focusing on voltage stability. Within this theme, continuous power flow taking the load as a parameter for continuity. Systems of a maximum of 5 bars are analyzed with the aid of a computational tool that applies the continuous power flow and plots the so called PV and PQ curves. With these curves, it is possible to estimate the collapse point of the system, which represents the maximum load that the it is able to take without suffering from voltage instability. Corrective measures are also simulated, such as capacitors bank introduction and the addition of extra transmission lines on the system, aiming to verify what is the contribution of this procedures on the control of the load margin.

**Palavras-chave:** Voltage Stability. Maximum Load. Voltage Colapse. Voltage Stability Margin. Continuation Power Flow.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação da curva PV com ênfase no “nariz” da curva .....	7
Figura 2 – Classificação da estabilidade de um sistema de potência .....	8
Figura 3 – Representação da estabilidade de frequência .....	18
Figura 4 – Variação de frequência observada no sistema elétrico de potência da Irlanda no dia 5 de agosto de 2005 .....	20
Figura 5 – Sistema de duas barras .....	22
Figura 6 – Sistema de duas barras utilizado como exemplo .....	23
Figura 7 – Tensão, corrente e potência na carga para o sistema da Figura 5 .....	24
Figura 8 – Relação PV para o sistema da Figura 5 .....	25
Figura 9 – Curvas PV do sistema da Figura 5 para vários fatores de potência .....	26
Figura 10 – Curvas QV do sistema da Figura 5 .....	27
Figura 11 – Modelo $\pi$ -equivalente de uma linha de transmissão .....	29
Figura 12 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado utilizando a carga como parâmetro de continuação .....	33
Figura 13 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado considerando a Técnica de Parametrização Local. ....	36
Figura 14 – Fluxograma do algoritmo utilizado na aplicação do fluxo de potência continuado, com a utilização de incrementos de potência de passo fixo. ....	41
Figura 15 – Fluxograma do algoritmo utilizado na aplicação do fluxo de potência continuado, com a utilização de incrementos de potência de passo variável. ....	42
Figura 16 – Modelo $\pi$ de uma linha de transmissão .....	43
Figura 17 – Curvas P-V de um sistema de duas barras, considerando cenários distintos de carregamento. ....	44
Figura 18 – Curvas Q-V de um sistema de duas barras, considerando cenários distintos de carregamento .....	44
Figura 19 – Modelo $\pi$ de duas linhas de transmissão .....	45
Figura 20 – Modelo $\pi$ -equivalente das linhas mostradas na Figura 19 .....	45
Figura 21 – Curvas P-V de um sistema com uma e com duas linhas de transmissão, fator de potência constante igual a 0.98 indutivo e passo variável .....	46
Figura 22 – Curvas Q-V de um sistema com uma e com duas linhas de transmissão, fator de potência constante igual a 0.98 indutivo e passo variável .....	47
Figura 23 – Linhas de transmissão de ITAIPU .....	48
Figura 24 – Modelo $\pi$ de uma linha de transmissão com banco de capacitores ou de indutores na barra m .....	49
Figura 25 – Modelo $\pi$ -equivalente da linha mostrada na Figura 24 .....	49
Figura 26 – Curvas P-V de um sistema com carga constante (FP unitário), considerando cenários distintos para o banco de capacitores/indutores .....	50
Figura 27 – Representação gráfica do sistema de cinco barras .....	53
Figura 28 – Curvas P-V de diferentes fatores de participação da geração .....	57
Figura 29 – Curvas Q-V de diferentes fatores de participação da geração .....	58
Figura 30 – Curvas P-V de diferentes fatores de participação da geração .....	61
Figura 31 – Curvas Q-V de diferentes fatores de participação da geração .....	62
Figura 32 – Curvas P-V de um sistema com uma (em azul) e duas (em preto) linhas de transmissão entre as barras 2 e 4 .....	65
Figura 33 – Curvas P-V de um sistema com uma (em azul) e duas (em preto) linhas de transmissão entre as barras 1 e 2 .....	66

Figura 34 – Curvas P-V de um sistema de cinco barras com e sem banco de capacitores na barra de carga três.....68

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - dados de barra do SEP de cinco barras apresentado na Figura 27.....	53
Tabela 2 - dados de linha do SEP de cinco barras apresentado na Figura 27.....	54
Tabela 3 - fatores de participação dos geradores do sistema da Figura 27 para três cenários distintos de simulação.....	56
Tabela 4 - fatores de participação das barras de carga do sistema da Figura 27 para três cenários distintos de simulação.....	60

## LISTA DE SIGLAS

FP	Fator de Potência
P	Potência Ativa
PQ	Potência Ativa - Potência Reativa
PV	Potência Ativa - Tensão
Q	Potência Reativa
QV	Potência Reativa – Tensão
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
V	Tensão
$\Delta P$	Variação de Potência Ativa
$\Delta Q$	Variação de Potência Reativa

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>6</b>
1.1	TEMA .....	6
1.1.1	Delimitação do Tema .....	6
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	8
1.3	OBJETIVOS .....	9
1.3.1	Objetivo Geral .....	9
1.3.2	Objetivos Específicos.....	9
1.4	JUSTIFICATIVA .....	10
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	10
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	12
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>13</b>
2.1	INTRODUÇÃO .....	13
2.2	CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE DE UM SEP .....	16
2.2.1	Estabilidade do ângulo do rotor .....	16
2.2.2	Estabilidade de frequência.....	18
2.3	ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	21
2.3.1	Estabilidade de Tensão considerando a Carga como Impedância .....	22
2.4	FLUXO DE POTÊNCIA .....	28
2.4.1	Fluxo de potência ativa e reativa em linhas de transmissão.....	29
2.4.2	Resolução do sistema de equações de fluxo de potência através do método de Newton Raphson .....	31
2.5	MÉTODO DE CONTINUAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO COMO PARÂMETRO DE CONTINUAÇÃO A CARGA DO SISTEMA .....	32
2.6	MÉTODO DE CONTINUAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO COMO PARÂMETRO DE CONTINUAÇÃO A CARGA DO SISTEMA E UMA DAS TENSÕES EFICAZES – TÉCNICA DE PARAMETRIZAÇÃO LOCAL .....	34
2.7	CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTE CAPÍTULO .....	36
<b>3</b>	<b>APLICAÇÃO DO MÉTODO DE FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO .....</b>	<b>38</b>
3.1	INTRODUÇÃO .....	38
3.2	FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO PARA SEP DE DUAS BARRAS....	43
3.2.1	Duplicação da linha de transmissão .....	45
3.2.2	Adição de capacitores/indutores na barra de carga .....	48
3.3	FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO PARA SEP DE CINCO BARRAS ..	52
3.3.1	Alteração dos fatores de participação.....	54
3.3.1.1	Fator de participação da geração.....	56
3.3.1.2	Fator de participação da carga .....	59
3.3.2	Duplicação de uma das linhas de transmissão .....	63
3.3.3	Adição de banco de capacitores em uma das barras de carga .....	67
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>70</b>

## **1 INTRODUÇÃO**

Desde a revolução industrial, a demanda e o consumo de energia crescem continuamente. O ramo do suprimento de energia elétrica traz consigo diversos desafios àqueles responsáveis pelo planejamento do sistema, desde a geração até a distribuição. Uma operação de sucesso depende amplamente da habilidade de fornecimento confiável e contínuo. Segundo Anderson e Fouad (2003, p. 3), idealmente, as cargas deveriam ser alimentadas com tensão e frequência constantes durante todo o tempo. Na prática, trabalha-se para manter as tensões e frequências dentro de limites de tolerância a fim de que os equipamentos dos consumidores possam operar de maneira satisfatória. Outro fator atrelado à qualidade do fornecimento é a continuidade do serviço. Este ponto fica ainda mais evidente quando se tratam de Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) altamente interligados, onde um blecaute tem o potencial de se estender às regiões vizinhas.

Partindo do pressuposto de que a operação deve ser contínua, Martins (2000, p.1) ressalta que é fundamental aos engenheiros disporem de ferramentas que permitam prever a ocorrência de situações que venham a comprometer o bom funcionamento de um SEP. Entre estas situações, figura a instabilidade de tensão, fenômeno que representa um mecanismo de falha de um sistema e é o objeto de estudo deste trabalho.

### **1.1 TEMA**

Análise de colapso de tensão devido ao aumento do carregamento em um sistema elétrico de potência.

#### **1.1.1 Delimitação do Tema**

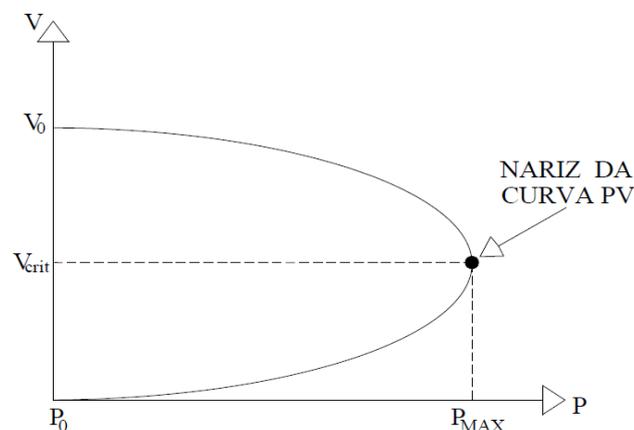
Segundo Ajarapu et al. (2004, p. 1390), a estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um SEP em manter os perfis adequados de tensão, em operação normal ou até mesmo após a ocorrência de perturbações. De acordo com Oliveira (2008, p. 1), quando a condição anterior não é satisfeita, verifica-se o fenômeno da instabilidade de tensão. Como consequência, observa-se redução progressiva da tensão em uma ou mais barras do sistema, podendo estender-se

para regiões vizinhas e resultar em um colapso parcial ou total do sistema se não forem tomadas medidas corretivas.

O estudo da instabilidade de tensão pode ser feito sob duas óticas: a análise estática ou a dinâmica. Martins (2000, p. 2) aponta que, na análise de colapso, os distúrbios mais severos e abruptos não são considerados, focando-se a análise no aumento gradual da demanda. Este aumento é lento em relação à dinâmica dos demais componentes do sistema, sendo considerado quase estático. Dessa maneira, considera-se que o sistema atinge o regime permanente após cada incremento de carga. Assim, é possível efetuar o estudo do colapso de tensão através de uma análise estática. Morison (1993, p.1164) faz uma comparação entre as análises estática e dinâmica da estabilidade de tensão, concluindo que a análise estática leva a resultados satisfatórios em uma ampla gama de situações, possuindo ainda vantagens práticas como o menor esforço computacional.

Como explicitado anteriormente, neste trabalho, estudou-se o fenômeno do colapso de tensão em decorrência do carregamento do sistema. Este objetivo foi atingido por meio de análise estática através da aplicação do método do fluxo de carga continuado, o qual consiste em um novo cálculo do fluxo de potência a cada aumento gradual da carga, culminando na representação da operação estável de um SEP através da porção superior de uma curva PV. Segundo Santos (2008, p.47):

A parte da curva que corresponde à região de operação estável é aquela onde as tensões são superiores à tensão correspondente ao “nariz” da curva PV. A parte da curva que corresponde a região de operação instável é aquela em que as tensões são inferiores à tensão correspondente ao “nariz” da curva PV.



**Figura 1 – Representação da curva PV com ênfase no “nariz” da curva**  
**Fonte: Santos (2008, p.47).**

O “nariz” da curva PV representa o ponto de colapso de tensão, o qual foi anteriormente mencionado.

## 1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

A operação bem sucedida de um sistema de potência depende fortemente do fornecimento de um serviço confiável e sem interrupções às cargas (ANDERSON; FOUAD, 2003, p. 3).

Segundo Guerra (2009, p. 15), esta operação bem sucedida depende de alguns requisitos básicos, sendo o citado a seguir um dos que recebe maior destaque: “A qualidade no suprimento de energia deve atender um desempenho mínimo em relação à variação de frequência, à variação de tensão e ao nível de confiabilidade.”

Assim, para a obtenção um desempenho mínimo com relação à variação de tensão, o SEP deve ser considerado estável.

Segundo Machowski et al. (2008, p.9, traduzido): “Estabilidade de um sistema de potência é entendida como a habilidade de retomar um estado de equilíbrio após ser submetido a uma perturbação física<sup>1</sup>”.

Tem-se ainda que a estabilidade de um sistema de potência pode ser dividida em subitens, os quais são mostrados na Figura 2.



**Figura 2 – Classificação da estabilidade de um sistema de potência**  
**Fonte: Machowski et al. (2008, p. 9, traduzido).**

<sup>1</sup> “Power system stability is understood as the ability to regain an equilibrium state after being subjected to a physical disturbance” (MACHOWSKI et al., 2008, p.9).

Como descrito anteriormente na delimitação do tema, o foco deste trabalho é o colapso de tensão em decorrência do aumento de carga. Sendo assim, dentro do item de estabilidade do sistema, analisou-se mais especificamente a parte relativa à tensão, na presença de pequenas perturbações.

Para Oliveira (2005, p.2), pequenas perturbações do sistema correspondem a variação normal da carga. Já entre as grandes perturbações estão listados fenômenos como curto-circuitos, desligamentos de linhas de transmissão ou transformadores, entre outros. Ele afirma também que “a instabilidade de tensão causada por pequenas perturbações [...] está associada aos limites de máxima transferência de potência reativa na área afetada” (OLIVEIRA, 2005, p.2).

## **1.3 OBJETIVOS**

### **1.3.1 Objetivo Geral**

Aplicar o método do fluxo de potência continuado a sistemas elétricos de potência de no máximo cinco barras de forma a entender os efeitos da variação do carregamento (considerando uma pequena perturbação), traçando, posteriormente, a curva PV do mesmo de maneira a estimar o ponto onde é observado o colapso de tensão.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

Além do objetivo principal, uma série de outras atividades foram desenvolvidas durante o trabalho, são estas:

- Definir os conceitos de estabilidade de tensão em um sistema elétrico de potência;
- compreender o método do fluxo de potência continuado;
- estudar o fenômeno do colapso de tensão;
- estudar o método do fluxo de potência continuado para a determinação da porção instável da curva PV.
- aplicar o método do fluxo de potência continuado em sistemas elétricos matematicamente modelados, os quais são representações da estrutura e leis físicas fundamentais que governam o sistema;

- traçar as curvas PV resultantes do fluxo de potência na região de operação estável dos SEPs;
- encontrar o “nariz” da curva PV, o qual define o ponto de colapso de tensão e o carregamento crítico;

#### **1.4 JUSTIFICATIVA**

Sabendo que os sistemas de potência têm sido operados cada vez mais próximos de seus limites de carregamento, devido a limitações econômicas e ambientais, é de extrema importância o conhecimento de seus limites estáveis e seguros de operação.

Sociedades com demandas crescentes de energia contam com um sistema complexo de geração e distribuição, com grandes extensões de redes interligadas. Caso o ponto de máximo carregamento do sistema seja ultrapassado, podem ocorrer blecautes parciais ou totais, impactando assim o fornecimento contínuo de energia.

Dito isto, ressalta-se que a construção da curva PV de um sistema de potência permite conhecer o ponto de colapso de tensão (ponto de bifurcação da curva PV), possibilitando ao operador do sistema visualizar o quão próximo do colapso a operação está. Desta maneira, pode-se prever e controlar possíveis falhas no sistema, atuando, por exemplo, no aumento da margem de carregamento.

#### **1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS**

De maneira a facilitar o andamento do projeto e, tendo em vista os objetivos previamente estabelecidos, foram definidas as seguintes etapas a serem completadas.

##### **Etapas 1 - Pesquisa Bibliográfica**

A primeira etapa destinou-se ao entendimento dos temas abordados ao longo deste trabalho acadêmico. Esta compreensão foi alcançada por meio de abrangente pesquisa bibliográfica, com base no acervo da biblioteca da

Universidade Tecnológica Federal do Paraná e na bibliografia indicada pelo professor orientador. Apesar da maior densidade na fase inicial, a pesquisa bibliográfica se estendeu ao longo de todo o projeto.

### **Etapa 2 – Aplicação do método do fluxo de potência através da modelagem estática de SEPs**

Segundo Monticelli (1983, p.1), a modelagem do sistema elétrico para o cálculo do fluxo de potência é estática, significando que a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. Com o auxílio de algoritmos desenvolvidos pela equipe e, considerando uma modelagem estática de um SEP, foi aplicado o método do fluxo de potência continuado. Os sistemas algébricos decorrentes da modelagem foram resolvidos por meio do método de Newton-Raphson.

### **Etapa 3 – Construção da curva PV**

Neste estágio, foi avaliada a característica de tensão nas barras do sistema em função de um acréscimo constante de potências ativa  $\Delta P$  e reativa  $\Delta Q$  durante toda a região de operação estável do sistema.

### **Etapa 4 – Verificação do ponto de colapso de tensão e do carregamento crítico do sistema**

Partindo da curva PV, verificou-se o ponto de colapso de tensão do sistema, no limiar entre as soluções estáveis e instáveis do sistema em questão. Este ponto também define a situação de máximo carregamento.

### **Etapa 5 – Estudo de outros métodos**

Além do método utilizado para a determinação da porção estável da curva PV, estudou-se também um método para a determinação da porção instável (de modo similar ao desenvolvido em Martins (2000)).

## **Etapa 6 - Documentação**

Esta etapa conclui o projeto, reunindo todas as informações pertinentes levantadas durante as etapas prévias. Foram documentados todos os resultados obtidos, tanto da pesquisa quanto da aplicação do método e análises.

### **1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO**

Tendo em vista os objetivos descritos nesta proposta, bem como as etapas definidas no item anterior, estruturou-se o trabalho da seguinte maneira:

**Capítulo 1:** Introdução ao tema, proposta de trabalho e definição de objetivos.

**Capítulo 2:** Revisão bibliográfica e preparação da fundamentação teórica sobre estabilidade de tensão, colapso de tensão, modelagem de sistemas e sobre o método de continuação do fluxo de potência com resolução através de Newton-Raphson.

**Capítulo 3:** Aplicação do método do fluxo de potência continuado usando a carga como parâmetro de continuação para a construção da curva PV de sistemas de até cinco barras e aproximação do ponto de colapso de tensão. Simulação de diferentes cenários que alteram as condições de estabilidade.

**Capítulo 4:** Conclusão

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 INTRODUÇÃO

Como citado anteriormente, os SEPs têm sido operados sob condições cada vez mais estressantes. Além disso, a crescente interligação destes e o descobrimento de novas tecnologias e metodologias de controle acarretaram no aparecimento de novas formas de instabilidade.

Ajjarapu et al. (2004, p. 1388, traduzido), propõem uma definição fundamentada fisicamente para o termo “estabilidade de um sistema de potência”. De acordo com os autores:

Estabilidade de um sistema de potência é a habilidade de um sistema elétrico de potência, para uma dada condição de operação inicial, recobrar um estado de equilíbrio estável após ser submetido a um distúrbio físico, com a maioria das variáveis do sistema limitadas de modo que praticamente o sistema inteiro permaneça intacto<sup>2</sup>

Esta é uma definição bastante fiel, sendo que o termo “estabilidade” e seu conceito são amplamente utilizados em diversas áreas da engenharia, física e matemática e, ao menos o termo, é bastante antigo, sendo que segundo Leine (2009, p. 181), já constava nos trabalhos de Euler em 1749. Ainda segundo Leine (2009, p. 179), definições matemáticas exatas de estabilidade para sistemas dinâmicos, assim como teoremas de estabilidade para sistemas não lineares, foram primeiramente formuladas no final do século XIX por cientistas russos, entre eles, A.M. Lyapunov.

Já os problemas relacionados à estabilidade em sistemas de potência são bem mais recentes, sendo que, segundo Kundur (1994, p. 37), foram primeiramente reconhecidos em 1920 e apenas em 1925 foram realizados os primeiros testes de campo com relação ao assunto.

Apesar de, com base nas datas, parecer que existem problemas distintos de estabilidade, efetivamente, a análise da estabilidade em sistemas elétricos de potência é a mesma que em qualquer outro sistema dinâmico ou estático, ou seja,

---

<sup>2</sup> “Power system stability is the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact.” (Ajjarapu et al. (2004, p. 1388).

baseia-se em teoremas matemáticos como, por exemplo, no teorema de estabilidade de Lyapunov, um dos mais utilizados, principalmente na área de controle.

Assim, para que esta análise possa ser realizada, é importante construir um modelo matemático do sistema a ser estudado. Um sistema, de modo geral, é a “inter-relação das partes, elementos ou unidades que fazem funcionar uma estrutura organizada” (HOUAISS, 2004).

No caso em particular de sistemas elétricos de potência, a modelagem matemática dos efeitos físicos da rede pode ser estática ou dinâmica, dependendo do tipo de estudo a ser efetuado.

Com a modelagem estática, despreza-se o comportamento dinâmico dos elementos da rede, representando os sistemas elétricos através de equações algébricas não-lineares, ou até mesmo, lineares. Apesar das aproximações na modelagem matemática, as simulações estáticas dão um bom indicativo do comportamento dos sistemas elétricos e, além disso, suas exigências computacionais viabilizam utilizações em tempo-real.

Por outro lado, com a modelagem dinâmica o comportamento dinâmico dos elementos não é desprezado, fazendo-se com que os sistemas elétricos sejam representados através de equações diferenciais (não lineares ou lineares).

De modo geral, um modelo de um sistema é um conjunto de equações que representa de maneira simplificada a realidade. Segundo Pegollo (2005, p. 154), “obter o modelo matemático de um sistema significa obter a equação, ou o conjunto de equações, que rege sua dinâmica”.

Tanto as equações algébricas quanto as equações diferenciais são obtidas através das leis físicas que regem determinado sistema, como por exemplo, através das Leis de Kirchoff para sistemas elétricos ou através das Leis de Newton para sistemas mecânicos.

A equação diferencial que modela um sistema dinâmico não linear é a seguinte:

$$\dot{x} = F(x) \quad (1)$$

E a equação diferencial que modela um sistema dinâmico linear é a seguinte:

$$\dot{x} = Ax \quad (2)$$

Onde:

$x$  é um vetor de estados  $[x_1, x_2, x_3 \dots x_n]^T$ , composto pelas variáveis de estados  $x_1, x_2, x_3 \dots x_n$ ;

$\dot{x}$  é a derivada de  $x$  em relação ao tempo;

$F(x)$  é um vetor de funções não lineares;

$A$  é uma matriz quadrada.

Uma observação importante a ser feita é que um sistema é considerado autônomo caso as variáveis de estado sejam independentes do tempo, ou seja,  $x_1, x_2, x_3 \dots x_n$ . Já um sistema é não autônomo caso estas variáveis sejam da forma  $x_1(t), x_2(t), x_3(t) \dots x_n(t)$ , isto é, sejam dependentes do tempo.

Também, considera-se o ponto de equilíbrio  $\bar{x}$  de um sistema aquele em que todas as suas derivadas parciais são iguais a zero, ou seja, não há movimento. Tem-se, portanto,  $\dot{x} = 0$ .

Reescrevendo as equações (1) e (2) nesta condição de equilíbrio, tem-se:

$$F(\bar{x}) = 0 \text{ e } A\bar{x} = 0$$

Deve-se observar que um sistema não linear pode possuir mais de um ponto de equilíbrio devido ao fato de que equações não lineares poderem possuir mais de uma solução. No caso de equações lineares, sabe-se que existe um único ponto de equilíbrio se e somente se a matriz  $A$  for invertível, ou seja, se o determinante de  $A$  for diferente de zero (BESSA, 2011, p.22).

Antes de detalhar os tipos de fenômenos de instabilidade que ocorrem em um Sistema Elétrico de Potência, cabe reforçar que o estudo da instabilidade de tensão pode ser realizado considerando-se análise estática ou dinâmica.

Como anteriormente citado, pode-se considerar o aumento gradual da demanda como um caso quase estático, uma vez que este é lento em relação à dinâmica dos demais componentes do sistema. Isto permite tratar o sistema dinâmico, para efeitos de simplificação de cálculos, como estático. Esta análise, entretanto, não é simples, afinal, o fluxo de potência envolve equações não lineares (Martins, 2000, p.2), tópico que será abordado em detalhes na seção 2.4.

É importante lembrar que a estabilidade de tensão não é o único critério envolvido na boa operação de um SEP. No item seguinte serão apresentados as diferentes formas de estabilidade de um sistema.

## 2.2 CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE DE UM SEP

Os SEPs modernos podem se submeter a diferentes formas de instabilidade, dependendo da rede onde estão inseridos, tipo de perturbações a que estão sujeitos e das condições em que operam.

Por existirem tantas formas de instabilidade, a utilização da classificação facilita o entendimento e resolução dos problemas relacionados ao assunto.

A Figura 2 (tópico 1.2) deste trabalho mostra o modo de classificação mais empregado, o qual tem como base as principais variáveis em que a instabilidade pode ser observada e a magnitude das perturbações passíveis de ocorrência nos SEPs.

A seguir apresentam-se maiores detalhes com relação aos três tipos de estabilidade que normalmente ocorrem em um SEP, que são, como citado anteriormente:

- estabilidade do ângulo do rotor;
- estabilidade de frequência;
- estabilidade de tensão.

A estabilidade de tensão, por se tratar do tema central deste trabalho, será abordada mais detalhadamente no tópico 2.3.

### 2.2.1 Estabilidade do ângulo do rotor

Este tipo de estabilidade se refere à capacidade das máquinas síncronas em manter o sincronismo mesmo após sofrer uma perturbação (Ajarapu et al., 2004).

Quando duas ou mais máquinas síncronas estão interligadas, as correntes e tensões dos estatores de todas as máquinas devem possuir a mesma frequência. E, além disso, a velocidade mecânica angular dos rotores deve estar sincronizada com esta frequência, de acordo com a equação (3):

$$\omega_s = \frac{P}{2} * \omega_m = \frac{P}{2} * 2\pi f \quad (3)$$

Onde:

$\omega_m$  a velocidade mecânica da máquina em rad/s;

$\omega_s$  a velocidade síncrona angular elétrica em rad/s;

$f$  é a frequência em Hertz;

$P$  o número de polos da máquina.

Desta forma, percebe-se que, para uma mesma frequência de saída, os rotores de todas as máquinas devem estar sincronizados entre si (KUNDUR, 1994).

Por isto, deve-se procurar manter um equilíbrio entre o torque eletromagnético de saída e o torque mecânico de entrada em cada máquina do sistema, de modo que cada gerador seja capaz de manter o sincronismo entre si e os outros, fazendo com que sua velocidade angular permaneça constante, ou seja, sua aceleração seja zero, de acordo com a equação (4), de Stevenson e Grainger (1994, p. 698):

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (4)$$

Onde:

$J$  é o momento de inércia total do rotor, em kg-m<sup>2</sup>;

$\theta_m$  é o deslocamento angular do rotor, com relação a um eixo estático, em rad;

$t$  é tempo, em segundos;

$T_a$  é o torque resultante de aceleração, em N-m;

$T_m$  é o torque mecânico proveniente da turbina menos o torque devido a perdas de rotação, em N-m;

$T_e$  é o torque eletromagnético resultante, em N-m.

A instabilidade do sistema pode ocorrer caso este equilíbrio seja perturbado, causando aceleração ou desaceleração do rotor de uma das máquinas. Então, a diferença angular que surge entre as máquinas faz com que parte da carga de um dos geradores seja transferida para o outro, tendendo a diminuir a diferença de velocidade angular, buscando atingir um novo ponto de equilíbrio.

Como indica a Figura 2 (pág.7), a estabilidade do ângulo do rotor pode ser dividida em duas:

1) Estabilidade a pequenas perturbações de ângulo;

2) Estabilidade a grandes perturbações de ângulo ou também chamada estabilidade transitória.

A primeira é aquela em que as equações do sistema podem ser linearizadas em torno de um ponto de equilíbrio. Não é dependente da perturbação, uma vez que

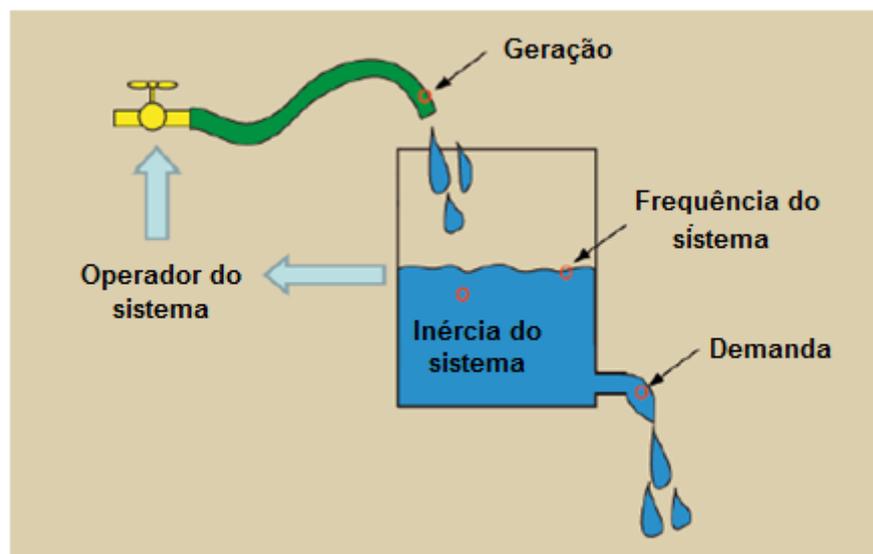
esta é considerada infinitesimal e arbitrária, e sim apenas dos parâmetros do sistema e do ponto de operação.

Já a segunda, além de também depender dos parâmetros do sistema e do ponto de operação, é dependente também da perturbação, o que torna naturalmente sua análise mais complexa e faz com que seus impactos sejam maiores (Ajjarapu et al., 2004).

### 2.2.2 Estabilidade de frequência

A estabilidade de frequência se refere à capacidade do sistema em manter uma frequência constante após uma perturbação, proveniente de um desequilíbrio entre demanda e geração.

A Figura 3 procura mostrar, de maneira didática, o fenômeno da estabilidade de frequência:



**Figura 3 – Representação da estabilidade de frequência**  
 Fonte: Facilitation of Renewables Public Forum, 2010 (adaptada).

O operador do sistema, representado na Figura 3 como uma torneira, deve procurar manter o equilíbrio entre a geração de potência ativa e a sua demanda. Caso haja desequilíbrio, há variação da frequência do sistema, representada na Figura 3 como o nível da água. Como consequência das forças eletromagnéticas, a velocidade angular das máquinas síncronas é dependente desta frequência, segundo a equação (3).

No caso de excesso de geração, a frequência do sistema se eleva e as máquinas são aceleradas e em caso de excesso de carga, ocorre o contrário: a frequência do sistema cai e as máquinas desaceleram.

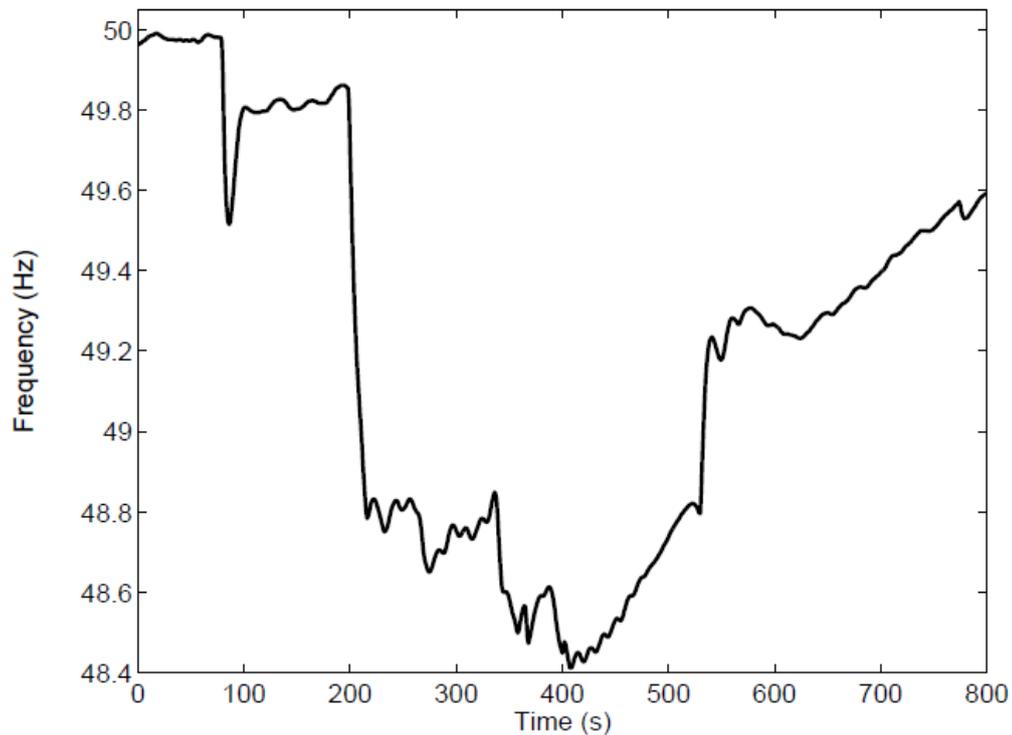
No entanto, percebe-se que, quanto maior for a inércia do sistema, representada na Figura 3 pela água em si, menos sensível ele é a oscilações instantâneas de frequência. Desta forma, percebe-se que o problema de estabilidade de frequência se torna significativo quando se está tratando de redes pequenas de geração, uma vez que possuem baixa inércia e conseqüentemente são altamente sensíveis a oscilações de frequência.

Um exemplo disto é visto com a presença de geração proveniente de usinas eólicas, que não contribuem para a inércia do sistema, uma vez que utilizam conversores eletrônicos de potência, os quais, por meio de softwares, controlam o torque e fazem com que não haja inter-relação entre frequência do sistema e a velocidade angular do gerador.

Segundo resultados apresentados na tese de Lalor (2005), com a crescente substituição da geração convencional pela geração eólica, a taxa a que a frequência se altera durante um desequilíbrio de potência irá aumentar.

A Irlanda presenciou uma variação abrupta na frequência de seu sistema em 5 de agosto de 2005, quando atingiu-se um mínimo de 48.41Hz. Ainda de acordo com Lalor (2005), no sistema elétrico da Irlanda, desvios de frequência de 1% são comuns, ou seja, é aceitável um desvio de 0,5Hz para mais ou para menos ao se considerar uma frequência nominal de 50Hz. Caso ocorra uma variação de frequência maior que 5% da frequência nominal, ou seja, de mais ou menos 2,5Hz ainda considerando  $f$  nominal de 50Hz, podem ocorrer danos ao gerador devido à vibrações mecânicas (KIRBY et al., 2002).

A variação máxima ocorrida na Irlanda em 2005 foi de 1,6Hz e pode ser vista na Figura 4.



**Figura 4 – Variação de frequência observada no sistema elétrico de potência da Irlanda no dia 5 de agosto de 2005**  
**Fonte: Lalor (2005).**

Através dos dados apresentados anteriormente, percebe-se que a oscilação da frequência mostrada na Figura 4 foi bastante significativa. Esta oscilação teve origem quando houve variações bruscas no fluxo de potência ativa. Como consequência, dois geradores, com geração conjunta total de aproximadamente 475MW saíram de operação do sistema.

Com o exemplo da Irlanda, fica evidente que o principal meio de ocorrência da instabilidade de frequência é realmente um grande desequilíbrio entre as potências geradas e demandadas. Mas também, “problemas de estabilidade de frequência estão associados com inadequações nas respostas de equipamentos, com a coordenação ruim entre equipamentos de controle e proteção ou com reserva insuficiente de geração”<sup>3</sup> (Ajarapu et al., 2004, p. 1392, traduzido).

<sup>3</sup> “...frequency stability problems are associated with inadequacies in equipment responses, poor coordination of control and protection equipment, or insufficient generation reserve.” (Ajarapu et al., 2004, p. 1392)

## 2.3 ESTABILIDADE DE TENSÃO

Como citado anteriormente, Machowski et al. (2008, p. 4) afirma que a estabilidade de tensão se refere à habilidade de um sistema em manter tensões constantes em todos os barramentos após sofrer um distúrbio, partindo de uma condição inicial de operação. Considerando que estes podem ter diferentes naturezas e características, Ajarapu et al. (2004, p. 1390) divide a estabilidade de tensão em subgrupos, classificando-a em função das proporções das perturbações e em função da janela de tempo no qual a análise de estabilidade é realizada.

Machowski et al. (2008, p. 5) ilustra sua definição de grandes perturbações como sendo caracterizadas por faltas no sistema, perdas de geradores e outras contingências nos circuitos. Já os distúrbios pequenos, segundo o mesmo artigo, seriam principalmente devido às mudanças nas cargas, como suas características de fator de potência. Neste contexto, Carson-Taylor (1994, p. 19) introduz o conceito de “segurança de tensão”, caracterizando-a como habilidade do sistema operar não apenas de maneira estável, mas também permanecer estável após contingências e mudanças nas cargas, ou seja, a margem entre o ponto de operação atual até a instabilidade.

De acordo com Ajarapu *et al.* (2004, p. 1391) a estabilidade a pequenas perturbações se refere à capacidade do sistema em manter as tensões quando exposto a pequenas contingências. Esta forma de estabilidade é influenciada pelas características de carga e controles contínuos e discretos do sistema. Neste caso é aceitável a modelagem simplificada e linearização de equações, de maneira a reduzir esforço computacional.

A estabilidade de tensão de curta duração está relacionada aos componentes de atuação rápida, como motores de indução. Neste caso, o período de interesse para a análise iria de 0 a 10 segundos e demandaria modelagem dinâmica do sistema e consequente resolução de equações diferenciais (Kundur, 2004, p. 34).

Estabilidade de tensão de longa duração, segundo Ajarapu *et al.* (2004, p. 1392), envolve equipamentos de atuação lenta, como mudança de *TAP* em transformadores e limitadores de corrente em geradores. O período de estudo pode se estender até vários minutos. Nestes casos, a estabilidade é geralmente resultado da reação dos equipamentos e não consequência direta do distúrbio.

No presente trabalho, trata-se principalmente da estabilidade de tensão de longa duração relativa a pequenas perturbações, daí justifica-se a análise estática.

Kundur (2004, p. 27) indica que um sistema entra em estado de instabilidade quando, após mudanças de condições, como aumentos de demanda ou contingências, observa-se uma queda progressiva e incontrolável da tensão. Usualmente, o fator causador de instabilidade é a impossibilidade de suprimento da potência reativa demandada. Como critério para estabilidade de um sistema elétrico, tem-se que, em um determinado ponto, com o aumento da injeção de potência reativa, a tensão nesta barra deve aumentar. Diz-se que o sistema é instável se este fato não é observado (Kundur, 2004, p. 27). Em outras palavras, o sistema é estável se há sensibilidade positiva entre V-Q para todas as barras.

### 2.3.1 Estabilidade de Tensão considerando a Carga como Impedância

Para ilustrar o problema da instabilidade será analisado o sistema de duas barras da Figura 5, composto de uma fonte de tensão constante  $E_s$ , fornecendo potência a uma carga  $Z_{LD}$  através de uma linha de impedância  $Z_{LN}$ .

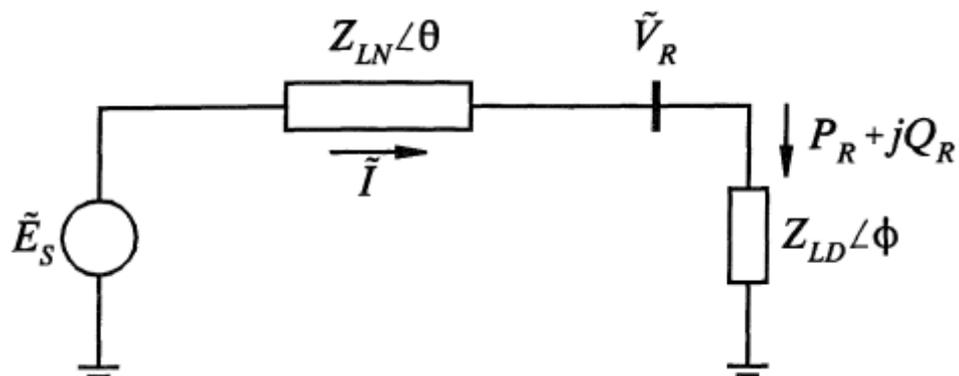


Figura 5 – Sistema de duas barras  
Fonte: Kundur (2004)

De modo a ilustrar melhor o problema e possibilitar a construção das curvas mostradas nas Figuras 7 a 10, foram adotados os valores mostrados na Figura 6 para as impedâncias complexas  $\vec{Z}_{LD}$  e  $\vec{Z}_{LN}$ .

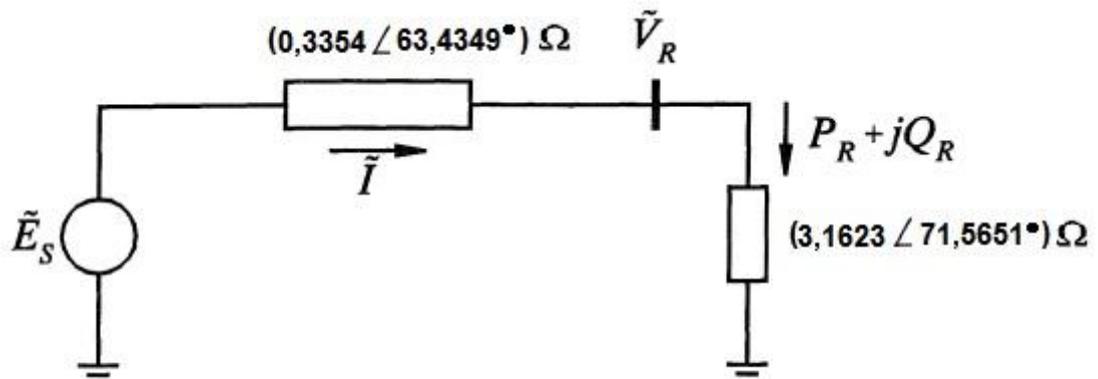


Figura 6 – Sistema de duas barras utilizado como exemplo  
Fonte: Kundur (2004, adaptado)

A magnitude da corrente na linha é dada por:

$$I = \frac{E_s}{\sqrt{(Z_{LN} \cos \theta + Z_{LD} \cos \phi)^2 + (Z_{LN} \sin \theta + Z_{LD} \sin \phi)^2}} \quad (5)$$

O que pode ser expresso como:

$$I = \frac{E_s}{\sqrt{F} Z_{LN}} \quad (6)$$

Onde F é:

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2 \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cos(\theta - \phi) \quad (7)$$

A tensão na carga será:

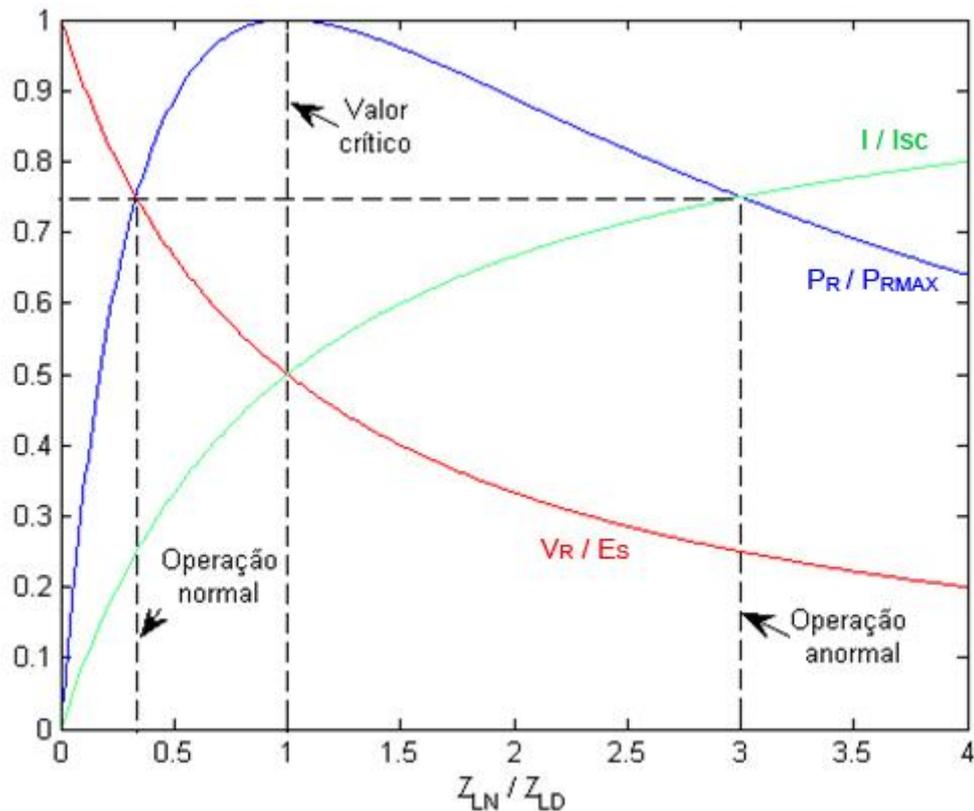
$$V_R = Z_{LD} I = \frac{E_s Z_{LD}}{\sqrt{F} Z_{LN}} \quad (8)$$

Já a potência ativa na carga é dada por:

$$P_R = V_R I \cos \phi \quad (9)$$

$$P_R = \frac{Z_{LD}}{F} \left(\frac{E_s}{Z_{LN}}\right)^2 \cos \phi$$

As curvas para a corrente (verde), tensão (vermelho) e potência (azul) entregues à carga são mostrados na Figura 7, considerando o sistema mostrado na Figura 6, onde o fator de potência da carga  $FP_{LD} = 0,3162$  e da linha  $FP_{LN} = 0,447$ . As variáveis  $I$ ,  $V_R$  e  $P_R$  foram normalizadas de modo a tornar os resultados aplicáveis a qualquer impedância de linha. Além disso, considerou-se  $I_{SC} = E_S / Z_{LN}$ .

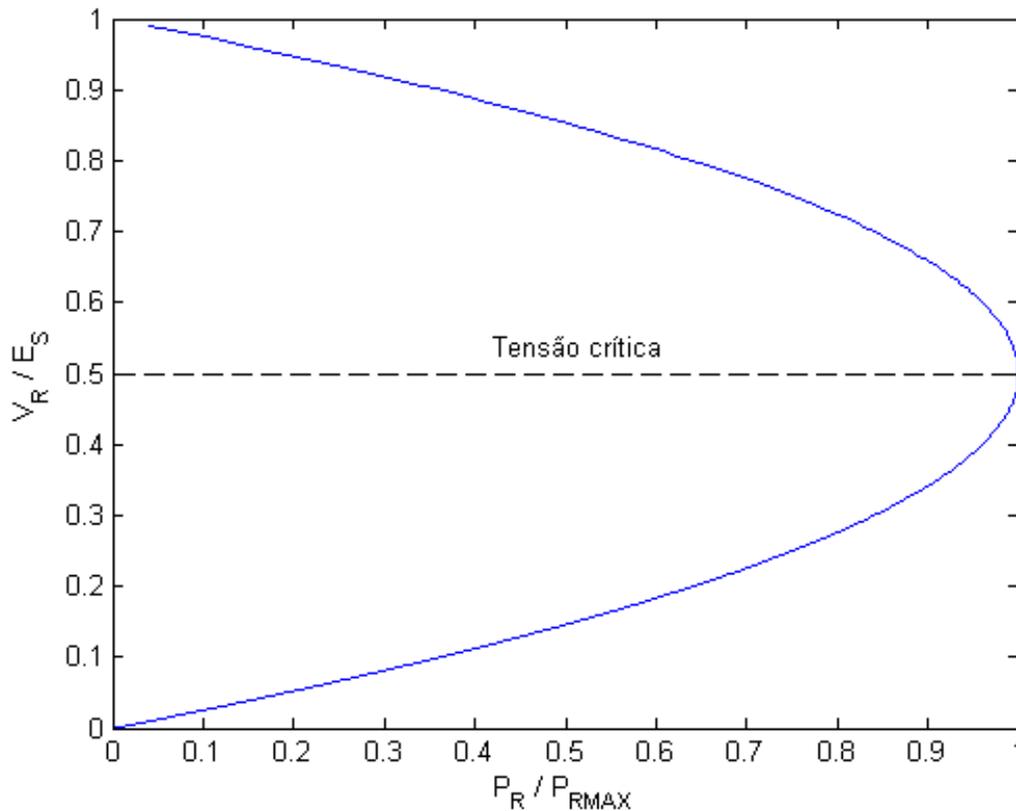


**Figura 7 – Tensão, corrente e potência na carga para o sistema da Figura 5**  
 Fonte: Própria, com base em Kundur (2004).

Segundo o teorema da máxima transferência de potência, tem-se o caso de  $P_{RMAX}$  quando  $Z_{LN}$  e  $Z_{LD}$  tem uma relação unitária, ou seja, a queda de tensão na linha é igual a tensão na carga.

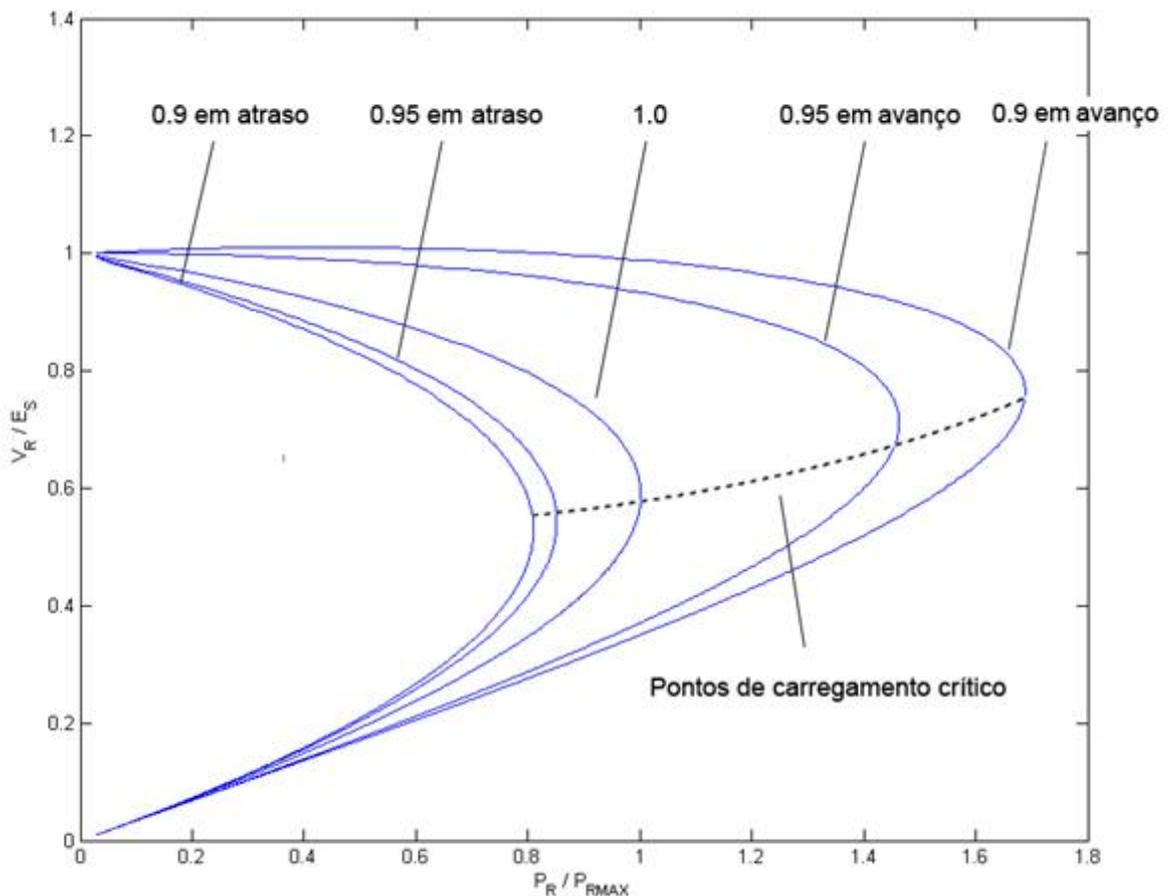
Segundo Kundur (2004, p. 29), o ponto de máxima transferência de potência é o limite crítico de uma operação satisfatória do sistema. Analisando-se a Figura 7, nota-se que a diminuição gradual da impedância da carga mostra, inicialmente, aumento de  $I$  e queda de  $V_R$ . Até o ponto de máxima transferência de potência, o aumento em  $I$  supera a queda de  $V_R$ , ocasionando aumento de  $P_R$ . O contrário é observado quando  $Z_{LD}$  torna-se menor que  $Z_{LN}$ , quando a queda de tensão é mais significativa que o aumento na corrente; conseqüentemente,  $P_R$  reduz.

Do ponto de vista de estabilidade de tensão, é interessante a análise da relação PV (Kundur, 2004 p.30). Estes dados estão isolados na Figura 8, considerando o sistema ainda com as mesmas condições de fator de potência (FP) anteriores.



**Figura 8 – Relação PV para o sistema da Figura 5**  
**Fonte: Própria, com base em Kundur (2004, p. 30)**

Analisando as equações (5) e (9), é notável a influência do fator de potência da carga sobre o estado do sistema. Isto é esperado, uma vez que a queda de tensão na linha é função tanto do fluxo de potência ativa quanto de reativa. Desta forma, tem-se que a estabilidade de tensão depende da relação entre P, Q e V. Duas maneiras utilizadas para mostrar estas relações podem ser observadas através de curvas PV e QV (Kundur, 2004, p. 31).



**Figura 9 – Curvas PV do sistema da Figura 5 para vários fatores de potência**  
**Fonte: Kundur (2004).**

A Figura 9 representa a curva PV do sistema da Figura 6 para vários FP diferentes da carga. O deslocamento dos pontos de operação críticos é mostrado pela linha pontilhada. Em condições normais de operação, apenas os pontos acima do ponto crítico são considerados estáveis. O deslocamento observado no ponto crítico permite concluir que uma mudança nas características de carga pode levar um sistema inicialmente estável a condições de instabilidade.

A influência da demanda por potência reativa fica mais clara na figura 10, na qual está representada uma família de curvas QV para o sistema da Figura 6, em função de um  $P_R$  fixo. Segundo Kundur (2004, p.32), o sistema é estável apenas na região onde a derivada  $dQ_R/dV_R$  é positiva, sendo que o limite de operação estável é dado pelo ponto de inflexão de cada curva, onde esta derivada é igual a zero.

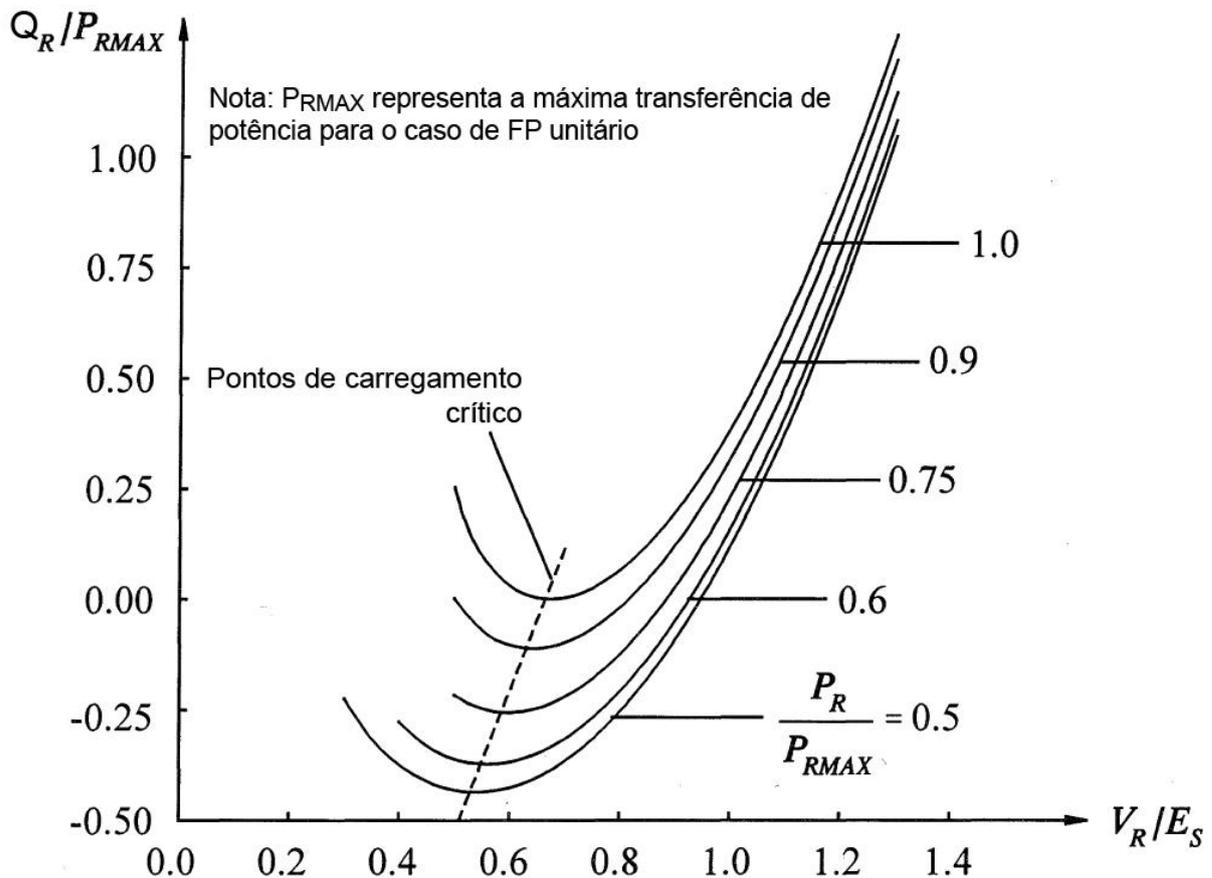


Figura 10 – Curvas QV do sistema da Figura 5  
 Fonte: Kundur (2004, traduzido)

É importante destacar aqui que o exemplo utilizado por Kundur (2004) representa, para efeitos de cálculo, a carga como uma impedância constante. O problema através deste ponto de vista torna-se muito didático, facilitando a construção das curvas PV de sistemas simples como, por exemplo, o das duas barras apresentado pelo autor. Assim, o fenômeno da instabilidade pode ser entendido mais facilmente.

No entanto, empiricamente, sabe-se que as cargas normalmente não são representadas como impedâncias constantes, mas sim como injeções de potência ativa e reativa nos barramentos. Deste modo, a construção das curvas PV e a consequente análise de instabilidade tornam-se mais complexas e, também, esta complexidade aumenta ainda mais ao considerar-se sistemas interligados de grande porte, nos quais tem-se os seguintes fatores:

- maior número de barras PQ e PV;
- redes deixam de ser radiais;
- difícil previsão exata de cargas futuras e do tipo de carregamento.

## 2.4 FLUXO DE POTÊNCIA

De acordo com Monticelli (1983, p.1), o cálculo do fluxo de potência em uma rede de energia elétrica determina, principalmente, o estado da rede e a sua distribuição de fluxos, seguindo uma modelagem estática do sistema. Este é utilizado em situações em que a variação com o tempo é muito lenta, podendo-se, assim, desprezar os transitórios.

As equações do fluxo de potência são obtidas por meio da aplicação da Primeira Lei de Kirchoff, uma vez que se considera a igualdade entre a potência líquida injetada no nó e a soma das potências que saem desse mesmo nó, e da Segunda Lei de Kirchoff, utilizada para expressar os fluxos de potências em função de suas tensões (Monticelli, 1983, p.1).

Na formulação básica do problema são associadas a cada barra – como incógnitas ou dados – as seguintes variáveis:

$V_k$  – magnitude da tensão nodal (barra k);

$\theta_k$  – ângulo da tensão nodal;

$P_k$  – geração líquida de potência ativa;

$Q_k$  – geração líquida de potência reativa.

Assim, são definidos três tipos de barras de acordo com quais variáveis são tidas como dados ou como incógnitas. A primeira é a barra PQ, na qual  $P_k$  e  $Q_k$  são dados e  $V_k$  e  $\theta_k$  são incógnitas, usada para representar barras de carga. A segunda é a barra PV, na qual  $P_k$  e  $V_k$  são dados e  $Q_k$  e  $\theta_k$  são calculados, utilizada para representar barras de geração. A última é a barra REFERÊNCIA, na qual  $V_k$  e  $\theta_k$  são dados e  $P_k$  e  $Q_k$  são incógnitas, usada como referência angular, além de fechar o balanço de potência do sistema (Monticelli, 1983, p.2).

Para cada barra são associadas duas equações, a primeira representa a injeção de potência ativa e a outra a injeção de potência reativa, as quais estão representadas a seguir:

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (10)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (11)$$

Nas quais:

$k = 1, 2, \dots$ , número total de barras da rede;

$\Omega_k$  – conjunto de barras vizinhas à barra  $k$ ;

$V_k, V_m$  – magnitudes das tensões das barras terminais do ramo  $k - m$ ;

$\theta_k, \theta_m$  – ângulos das tensões das barras terminais dos ramos  $k - m$ ;

$P_{km}$  – fluxo de potência ativa no ramo  $k - m$ ;

$Q_{km}$  – fluxo de potência reativa no ramo  $k - m$ ;

$Q_k^{sh}$  - componente de injeção de potência reativa devido ao elemento em derivação da barra  $k$ .

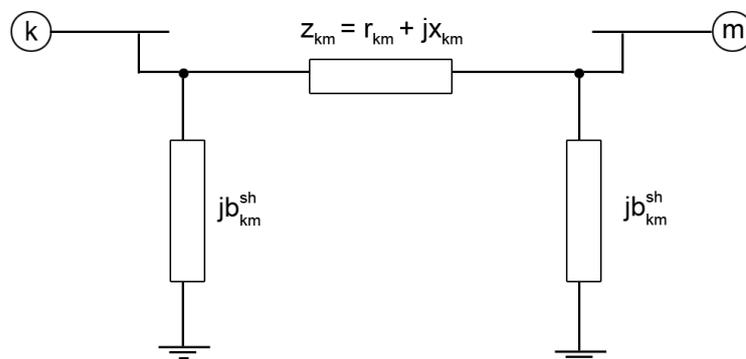
Já as inequações do problema de fluxo de potência são definidas pelas restrições das amplitudes das tensões nodais das barras PQ e pelos limites nas injeções de potência das barras PV (Monticelli, 1983, p.3):

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad (12)$$

$$Q_k^{min} \leq Q_k \leq Q_k^{max} \quad (13)$$

#### 2.4.1 Fluxo de potência ativa e reativa em linhas de transmissão

Para iniciar a análise de fluxo de potência, deve-se conhecer a modelagem da linha de transmissão. O modelo em questão é o  $\pi$ -equivalente de uma linha de transmissão, ilustrado na Figura 11. Esse é expresso por três parâmetros: a resistência série ( $r_{km}$ ), a reatância série ( $x_{km}$ ) e a susceptância em derivação ( $b_{km}^{sh}$ ) (Monticelli, 1983, p.4).



**Figura 11 – Modelo  $\pi$ -equivalente de uma linha de transmissão**  
Fonte: Autoria própria.

A impedância série desse modelo equivalente se dá por:

$$Z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (14)$$

Já a admitância série é expressa por:

$$y_{km} = g_{km} + b_{km} = z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (15)$$

Vale lembrar que se a rede for composta por mais barras, torna-se conveniente representar a rede de transmissão através da matriz de admitância nodal, com uma linha e uma coluna para cada barra do sistema, ou seja, será uma matriz quadrada de ordem igual ao número de barras da rede (Stevenson Jr, 1994, p.261). O  $ii$ -ésimo elemento dessa matriz será a soma das admitâncias de todas as linhas conectadas a barras  $i$ . Estes elementos compõem a diagonal principal e são chamados de elementos próprios. Já o  $ij$ -ésimo elemento da matriz de admitância é o negativo da admitância que liga a barra  $i$  à barra  $j$ . Estes elementos estão fora da diagonal principal e são chamados de elementos mútuos.

A corrente  $I_{km}$  pode ser calculada, de acordo com as Leis de Kirchoff, da seguinte maneira:

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh}E_k \quad (16)$$

Analogamente,  $I_{mk}$  pode ser calculada por:

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_k) + jb_{km}^{sh}E_m \quad (17)$$

A partir dessa modelagem, de acordo com Monticelli (1983, p.10), verifica-se que o fluxo de potência complexa pode ser expresso por:

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} = y_{km} V_k e^{-j\theta_k} (V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + jb_{km}^{sh} V_k^2 \quad (18)$$

Separando as partes reais e imaginárias da equação (18), encontram-se os fluxos  $P_{km}$  e  $Q_{km}$ , como mostrado a seguir:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin\theta_{km} \quad (19)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin\theta_{km} \quad (20)$$

Analogamente,  $P_{mk}$  e  $Q_{mk}$  serão: (21)

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin\theta_{km}$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin\theta_{km} \quad (22)$$

Assim, para encontrar as perdas de potência ativa e potencia reativa basta somar  $P_{km}$  com  $P_{mk}$  e  $Q_{km}$  com  $P_{mk}$  respectivamente, chegando ao resultado a seguir:

$$P_{km} + P_{mk} = g_{km} |E_k - E_m|^2 \quad (23)$$

$$Q_{km} + Q_{mk} = -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - b_{km} |E_k - E_m|^2 \quad (24)$$

#### 2.4.2 Resolução do sistema de equações de fluxo de potência através do método de Newton Raphson

A partir das equações básicas do fluxo de potência, mostradas na seção anterior, utiliza-se métodos iterativos para a resolução do sistema de equações não lineares (Monticelli, 1983, p.75). Vários métodos podem ser utilizados, porém o método abordado neste trabalho será o método de Newton Raphson.

Nesse método, considera-se um sistema n-dimensional:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \quad (25)$$

Assim, pretende-se encontrar o valor do vetor  $\mathbf{x}$  para o qual a função vetorial  $\mathbf{g}(\mathbf{x})$  se anula. Para isso, os passos do algoritmo a seguir devem ser seguidos, de acordo com Monticelli (1983, p.76):

1. Iniciar o contador de iterações ( $v = 0$ ) e escolher uma solução inicial  $\mathbf{x} = \mathbf{x}^{(v)} = \mathbf{x}^{(0)}$ ;
2. calcular  $\mathbf{g}(\mathbf{x}^{(v)})$ ;
3. testar a convergência: se  $|\mathbf{g}(\mathbf{x}^{(v)})| \leq \varepsilon$  (sendo  $\varepsilon$  uma tolerância previamente estabelecida) o processo convergiu, caso contrário, ir para o passo 4;
4. Calcular a matriz Jacobiana  $J(\mathbf{x}^{(v)})$ ;
5. Determinar uma nova solução  $\mathbf{x}^{v+1}$ ;

$$\Delta \mathbf{x}^v = -J[\mathbf{x}^v]^{-1} \mathbf{g}(\mathbf{x}^{(v)}) \quad (26)$$

$$\mathbf{x}^{v+1} = \mathbf{x}^v + \Delta \mathbf{x}^v \quad (27)$$

6. Fazer  $v = v+1$  e voltar para o passo 2.

Aplicando esse método para os problemas de fluxo de potência tem-se:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}^v) = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^{esp} - \mathbf{P}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) \\ \mathbf{Q}^{esp} - \mathbf{Q}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) \end{bmatrix} \quad (28)$$

As incógnitas serão os estados  $(V_k, \theta_k)$  de todas as barras da rede, representadas pelo vetor  $\mathbf{x}$ .

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (29)$$

Enquanto a matriz Jacobiana é dada por:

$$J(\mathbf{x}^{(v)}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Após a obtenção dos valores de  $\theta$  e  $V$ , incógnitas do processo iterativo, esses devem ser substituídos nas equações de injeção de potência 10 e 11 para encontrar a potência ativa da barra referência e as potências reativas das barras PV e referência.

Nas próximas seções, serão apresentadas duas metodologias de análise de colapso de tensão fundamentadas na continuação do Fluxo de Potência (também dito Fluxo de Potência Continuado).

## 2.5 MÉTODO DE CONTINUAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO COMO PARÂMETRO DE CONTINUAÇÃO A CARGA DO SISTEMA

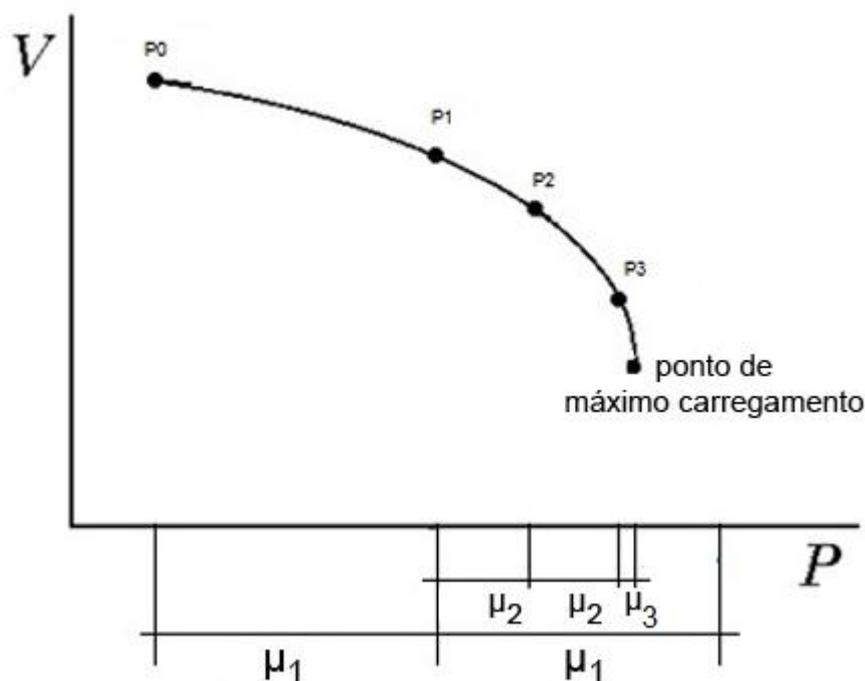
O método de continuação do fluxo de potência que será utilizado nas simulações contidas nesse trabalho, a fim de encontrar o ponto de máximo carregamento de um sistema elétrico, será o fluxo de potência continuado utilizando a carga como parâmetro de continuação. De acordo com Van Cutsem (1998, p.324) este método consiste em calcular diversas vezes o fluxo de potência convencional, sendo que em cada cálculo a carga é incrementada em um parâmetro de continuação denominado  $\mu$  pré-estabelecido. Este parâmetro representa uma variação gradual do carregamento do sistema, podendo corresponder a um  $\Delta P$  ou um  $\Delta Q$ . Assim, o resultado encontrado com o método do fluxo de potência convencional, para uma barra PQ, será um ponto da curva PV do sistema.

Quando o sistema elétrico estiver próximo do máximo carregamento, a matriz Jacobiana ( $J$ ) fica próxima da singularidade, fazendo com que o fluxo de potência convencional tenha problema de convergência ou até mesmo não convirja,

conforme citado anteriormente. Segundo Van Cutsem (1998, p.325), na prática é possível aproximar-se consideravelmente do ponto de máximo carregamento, denominado de ponto de bifurcação sela-nó pelo autor, enquanto em outros casos esta tarefa torna-se muito difícil, tendo em vista os motivos supracitados.

Caso não haja convergência para um determinado valor de carga, então, o incremento  $\mu$  será diminuído até se encontrar um carregamento em que o fluxo de potência convirja e seu resultado esteja próximo do ponto de colapso de tensão, dentro de uma tolerância previamente estabelecida. Na realidade, trata-se de um “refinamento” para encontrar o valor mais próximo do ponto exato de colapso.

A Figura 12 exemplifica a construção da curva PV, e conseqüente o encontro do ponto de máximo carregamento do sistema elétrico, a partir do método de fluxo de potência continuado utilizando a carga como parâmetro de continuação.



**Figura 12 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado utilizando a carga como parâmetro de continuação**  
**Fonte: Autoria Própria.**

Como mostrado na Figura 12, primeiramente foi executado o fluxo de potência convencional para uma situação inicial de carga e encontrado o ponto P0. Em seguida, foi acrescido o valor  $\mu_1$  à carga inicial e calculado novamente o fluxo de potência, encontrando o ponto P1. Se fosse executado o fluxo de potência mais uma vez com o incremento de carga  $\mu_1$  este não convergiria, pois o valor ultrapassa o

máximo carregamento do sistema. Assim, é necessário diminuir o incremento de carga para  $\mu_2$ . Então, as duas seguintes soluções são encontradas executando-se o fluxo de potência para cargas acrescidas do valor de  $\mu_2$ . Porém, a terceira é encontrada acrescentando-se um valor menor,  $\mu_3$ , pois se fosse acrescentado  $\mu_2$  novamente o fluxo de potência não convergiria. Dessa maneira é possível chegar a um valor muito próximo do ponto de máximo carregamento do sistema.

Deve-se considerar que esse método possibilita apenas encontrar a parte superior da curva PV de um sistema elétrico de potência, a qual corresponde aos pontos estáveis do mesmo. Para encontrar os pontos da parte inferior da curva, é necessário utilizar um método de continuação do fluxo de potência considerando não somente a carga como parâmetro de continuação, mas também uma tensão eficaz de uma das barras de carga, o qual será abordado na próxima seção apenas como parte da revisão da literatura, pois o foco desse trabalho está voltado à parte estável da curva PV.

## **2.6 MÉTODO DE CONTINUAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO COMO PARÂMETRO DE CONTINUAÇÃO A CARGA DO SISTEMA E UMA DAS TENSÕES EFICAZES – TÉCNICA DE PARAMETRIZAÇÃO LOCAL**

O Fluxo de Potência Continuado considerando como parâmetro de continuação a carga do sistema e uma das tensões eficazes, também denominado como a Técnica de Parametrização Local (VAN CUTSEM, 1998, p.325), é um método utilizado para contornar os problemas de não convergência do método de Continuação de Fluxo de Potência Convencional, abordado na seção 2.5, e também, para obter a parte inferior (soluções instáveis) da curva PV. O Fluxo de Potência Convencional deixa de convergir para valores de tensão próximos ao ponto de máximo carregamento do sistema ou quando a demanda é maior que a máxima capacidade de geração, pois a matriz Jacobiana atinge sua singularidade (Martins, 2000, p. 29).

O método de continuação do fluxo de potência considerando a Técnica de Parametrização Local não será utilizado no decorrer das simulações desse trabalho,

porém será citado por estar contido na maioria das literaturas relacionadas a esse tema.

Trata-se de um método iterativo composto de uma previsão e uma correção para cada situação, o qual soluciona a equação 31 (Castro Jr, 2009, p. 28):

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}, \mu) = \mathbf{0} \quad (31)$$

Onde  $\mu$ , como foi mencionado anteriormente, é o parâmetro de carga, o qual é também uma variável a ser determinada.

Tomando-se um incremento na direção tangente ao ponto de operação atual do sistema é que é feita a previsão. O vetor que dá a direção do vetor tangente pode ser calculado linearizando a equação 31 e especificando uma das componentes do vetor como unitária, como segue na equação 32 (Castro Jr, 2009, p. 28).

$$\begin{bmatrix} J_G(\mathbf{x}, \mu) \\ \mathbf{e}_k^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} d\mathbf{x} \\ d\mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (32)$$

Em que  $J_G(\mathbf{x}, \mu)$  é a matriz jacobiana da equação 31;  $\mathbf{e}_k$  é um vetor de zeros exceto na posição “k”, onde vale 1. Já o sinal “+” ou “-” do vetor independente deve ser atribuído levando em consideração o ponto atual de operação:

- se o ponto de operação atual for o ponto inicial, a componente especificada será  $d\mu$ , assim, a carga irá aumentar e o sinal será positivo;
- senão, o elemento da posição “k” receberá a tensão mais negativa no vetor tangente calculado na previsão anterior, assim, a tensão irá diminuir e o sinal será negativo.

Além do ponto de operação atual,  $[\mathbf{x}_0 \ \mu_0]^T$ , é necessário um passo  $\sigma$  para prever uma nova solução. Esse passo é estipulado de modo que o aumento de carga ou diminuição da tensão se dê de maneira coerente. A expressão da previsão pode ser obtida através da equação 33 (Castro Jr, 2009, p. 28).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x} \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_0 \\ \mu_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\mathbf{x} \\ d\mu \end{bmatrix} \quad (33)$$

Para encontrar a equação exata é feita uma correção da solução prevista adicionando uma equação que especifica uma das variáveis. O novo conjunto de equações está representado na equação 34, o qual pode ser solucionado através do método iterativo de Newton Raphson (Castro Jr, 2009, p. 15).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{G}(x, \mu) \\ x(k) - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad (34)$$

Na qual,  $x(k)$  corresponde ao valor da k-ésima variável e  $\eta$  é o valor previsto para a mesma na equação 33.

Na Figura 13 está ilustrado o esquema de funcionamento do fluxo de potência continuado na construção da curva PV.

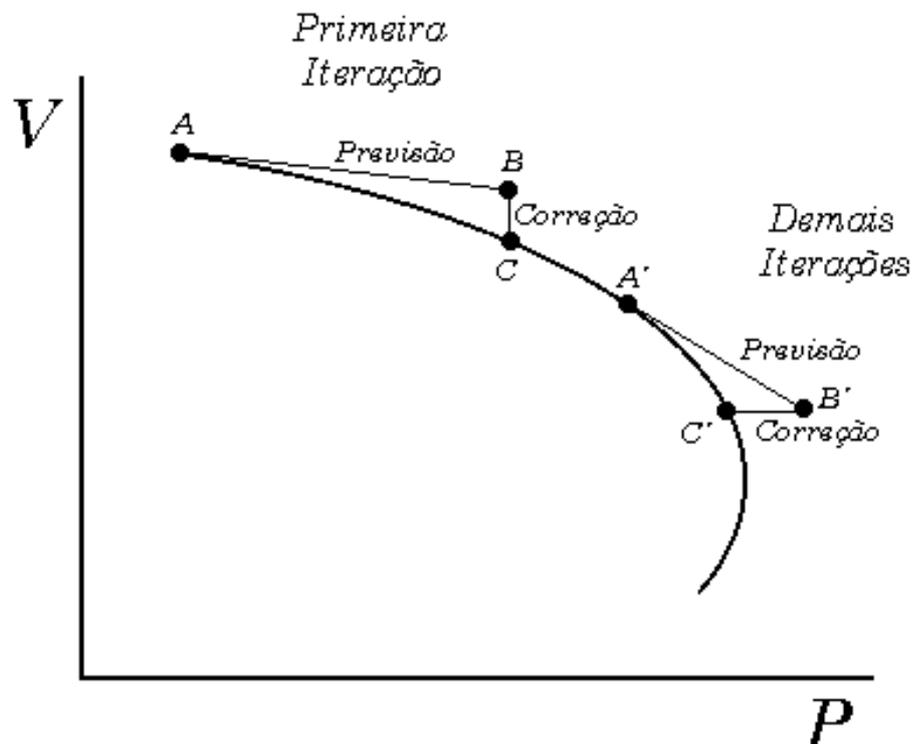


Figura 13 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado considerando a Técnica de Parametrização Local.  
Fonte: Martins (2000, p. 32).

## 2.7 CONSIDERAÇÕES SOBRE ESTE CAPÍTULO

Neste capítulo, de modo geral, foram apresentados os conceitos de Fluxo de Potência e de Estabilidade de SEPs.

Dentro do conceito de estabilidade de SEPs, utilizou-se da classificação mais utilizada na literatura para abordar o tema, sendo que foram discutidos três tipos de estabilidade: de ângulo do rotor, de frequência e de tensão. A última foi abordada com mais profundidade no tópico 2.3, onde foi apresentado um sistema de

duas barras com impedância da carga constante. A partir deste exemplo, foram traçadas algumas curvas, dentre elas a curva P-V do sistema.

Como mencionado anteriormente na seção 2.3 deste trabalho, o exemplo das barras apresentado é bastante didático para compreender melhor o fenômeno da instabilidade de tensão. No entanto, em problemas práticos de operações do sistema as cargas não são representadas como impedâncias constantes.

Dentro do conceito de Fluxo de Potência, foram apresentadas as equações que representam injeções de potências ativa e reativa nas barras de um determinado SEP. Além disso, apresentou-se o método de Newton Raphson como meio para resolução das mesmas.

Ainda dentro do conceito de Fluxo de Potência, foram abordados dois métodos de continuação do mesmo para a análise do colapso de tensão: o primeiro, utilizando apenas a carga como parâmetro de continuação; e o segundo, utilizando como parâmetro de continuação a carga do sistema e uma das tensões eficazes, também denominado como a Técnica de Parametrização Local.

Nos capítulos seguintes serão trabalhados casos de maior complexidade que aquele apresentado no tópico 2.3, considerando-se a carga como injeções de potência nos barramentos, ou seja, situações mais próximas da realidade de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Estes casos serão solucionados por meio da aplicação das equações do fluxo de potência e com a utilização do método de continuação do fluxo de potência utilizando apenas a carga como parâmetro de continuação, conforme mostrado no tópico 2.5.

Posteriormente, será traçada a curva PV dos sistemas modelados, permitindo a determinação do ponto de colapso de tensão.

### 3 APLICAÇÃO DO MÉTODO DE FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Com a finalidade de traçar as curvas PV e QV, neste capítulo será aplicado o método de continuação do fluxo de potência a sistemas de até cinco barras. Para isto, como apresentado anteriormente em 2.5, será considerado como parâmetro de continuação a carga do sistema.

Assim, com as curvas obtidas, será possível a aproximação do ponto de colapso de tensão e a definição da margem de estabilidade do sistema. Segundo Kundur (1994, p.1021), o sistema deve operar com uma margem de estabilidade adequada por meio de um correto planejamento da geração e do conhecimento do perfil de tensão. Apesar de não haver parâmetros pré-estabelecidos e reconhecidos mundialmente como índices de referência, cabe ao operador do sistema reconhecer sintomas relacionados a problemas de estabilidade de tensão e tomar medidas para remediá-las.

Ainda segundo Kundur (1994, p.621), as medidas tomadas envolvem o controle da produção, absorção e fluxo de potência reativa em todo o sistema, possibilitando assim o controle dos níveis de tensão do mesmo.

Neste ponto, a análise das curvas PV e QV de sistemas elétricos se mostra de extrema importância uma vez que estas permitem, de certa forma, prever quando ocorrerá o colapso de tensão do circuito. Quando o colapso se mostra próximo, o operador do sistema deve utilizar técnicas de controle preventivo para aumentar o ponto de máximo carregamento e evitar, desta forma, a perda de estabilidade do sistema elétrico em questão.

A utilização de técnicas e artifícios, os quais alteram o ponto de máximo carregamento do sistema, será evidenciada ao longo dos próximos capítulos deste trabalho, podendo seus efeitos serem melhores compreendidos por meio da análise das curvas PV e QV de sistemas de duas e cinco barras.

Para tais análises, os seguintes cenários serão considerados:

- mudança do FP da carga (tanto indutivo quanto capacitivo);
- inclusão de linhas de transmissão (circuitos) em paralelo ao sistema inicial;
- inclusão de banco de capacitores e de banco de indutores ligados em derivação com à barra de carga.

No geral, para traçar as curvas, utilizaram-se métodos computacionais. Primeiramente, foi desenvolvido um algoritmo capaz de executar o método de continuação do fluxo de potência, respeitando um passo fixo de incremento de potência ativa e reativa. O fluxograma da metodologia utilizada é apresentado na Figura 14.

O primeiro passo é a definição do SEP pelo usuário, descrevendo as barras segundo os seus parâmetros. A partir desses dados, é aplicado o fluxo de potência, o qual tem um limite de convergência baseado no número de iterações realizadas, estipulado pela variável “i”. O fluxo de potência é então aplicado repetidas vezes (por isso continuado), sendo que o limite de novos incrementos de potência para os quais o programa calcula os fluxos é dado pela variável “c”.

É importante ressaltar que foram aplicados incrementos de potência ativa e que o incremento da potência reativa foi calculado com base no primeiro, de modo a ser mantido FP constante ao longo de cada uma das curvas PV e QV.

Essa metodologia com passo fixo, ou incremento fixo de potência, é simples de ser implementado, desde que tenha disponível um programa de fluxo de potência convencional. Entretanto, para se obter resultados apurados, o passo deve ser o menor possível, implicando em um aumento considerável de execuções de fluxo de potência. As análises feitas na sequência utilizam um algoritmo de acréscimo de potência variável, o qual refina os dados na região próxima do ponto de inflexão da curva.

O segundo algoritmo desenvolvido, por isto, é um aperfeiçoamento do primeiro, em que se implementou o método de continuação do fluxo de potência com o passo ou incremento de potência ativa e reativa variável. Este método produz resultados mais apurados quando o fluxo de potência não converge, ou seja, quando os valores de carga ultrapassam o máximo carregamento possível ou se o ponto de operação está próximo do real ponto de colapso de tensão. Considera-se os resultados mais apurados porque, quando não há convergência pelo método de Newton, diminui-se o passo  $\mu$  (o qual foi considerado um vetor  $\mu = (\lambda_p, \lambda_q)$  nas Figuras 14 e 15 para indicar um incremento tanto de potência ativa quanto de reativa) e assim, aproxima-se cada vez mais do ponto de colapso de tensão na região estável da curva PV.

Além disto, essa metodologia possibilita traçar as curvas mais rapidamente e com menor esforço computacional, pois são necessários um menor número de iterações para se encontrar o ponto de colapso de tensão.

O fluxograma do último algoritmo desenvolvido, mais eficiente, pode ser visualizado na Figura 15.

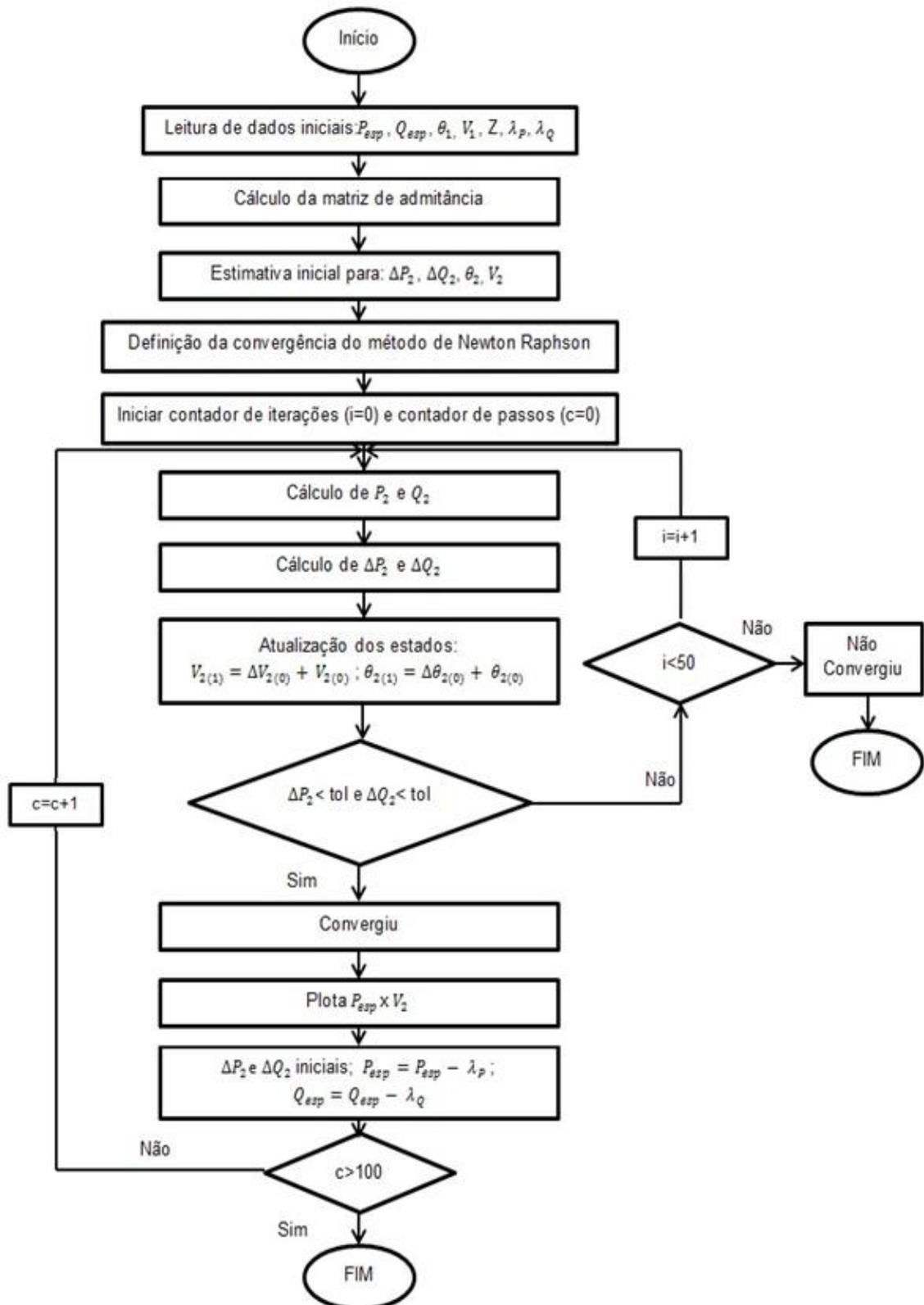


Figura 14 – Fluxograma do algoritmo utilizado na aplicação do fluxo de potência continuado, com a utilização de incrementos de potência de passo fixo.  
Fonte: Autoria própria.

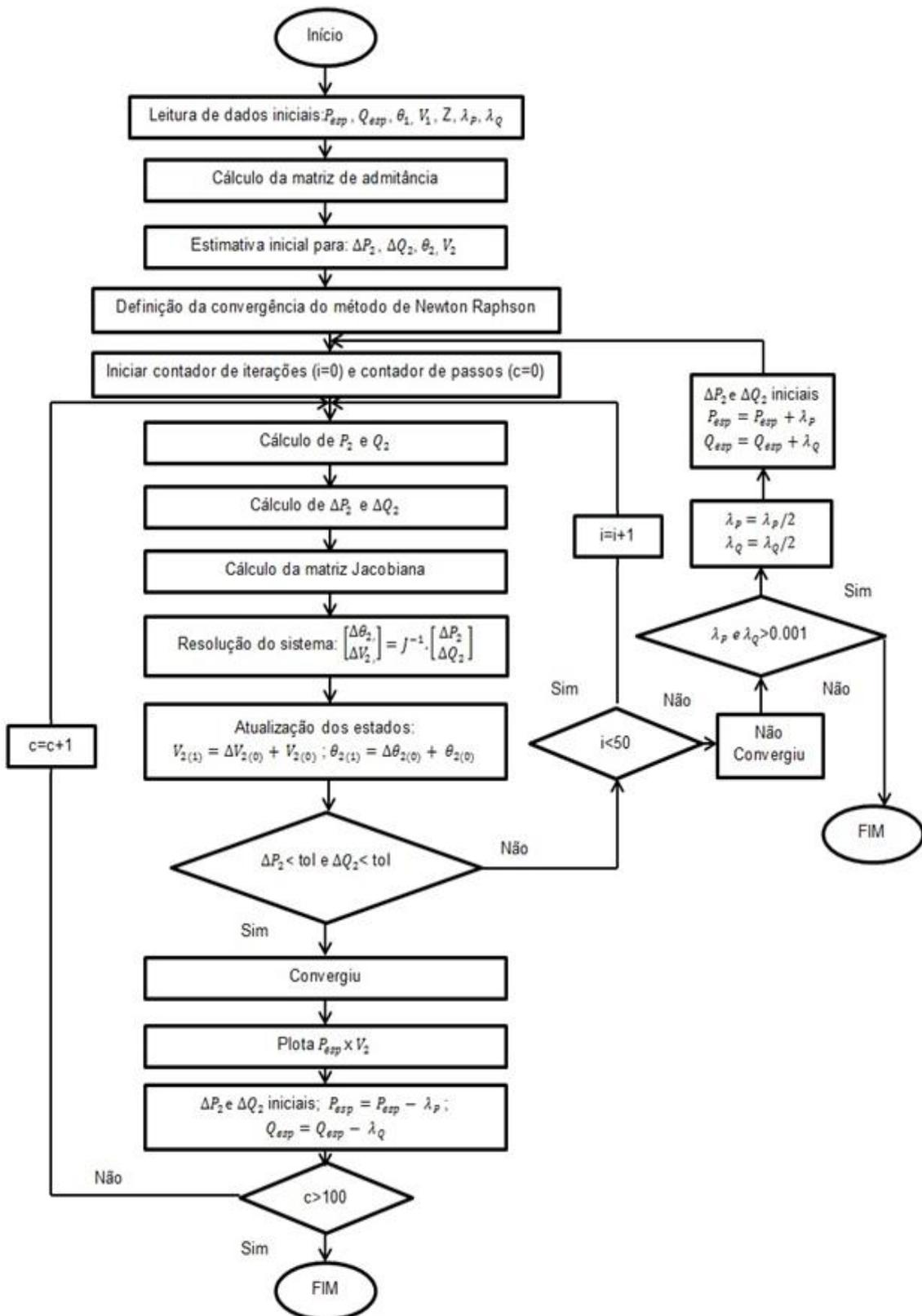
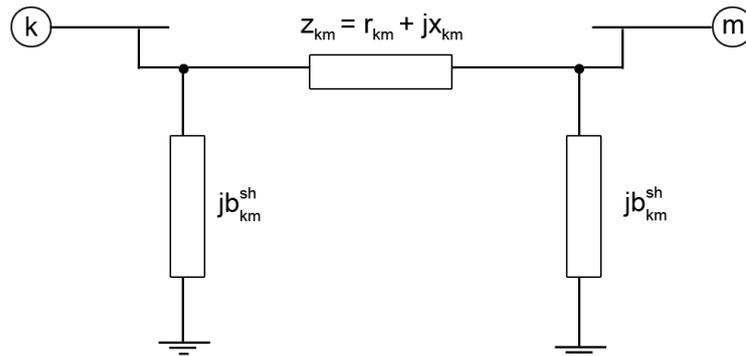


Figura 15 – Fluxograma do algoritmo utilizado na aplicação do fluxo de potência continuado, com a utilização de incrementos de potência de passo variável.  
Fonte: Autoria própria.

### 3.2 FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO PARA SEP DE DUAS BARRAS

O estudo de estabilidade foi iniciado por meio do sistema de duas barras apresentado na Figura 16.

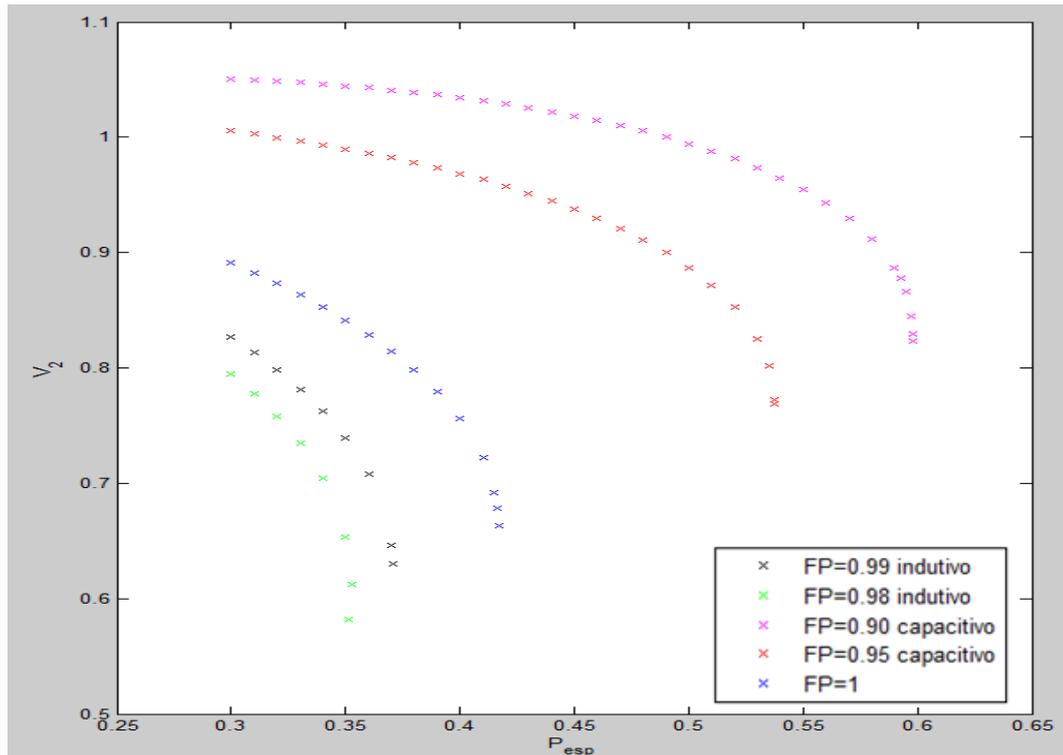


**Figura 16 – Modelo  $\pi$  de uma linha de transmissão**  
**Fonte: Autoria própria.**

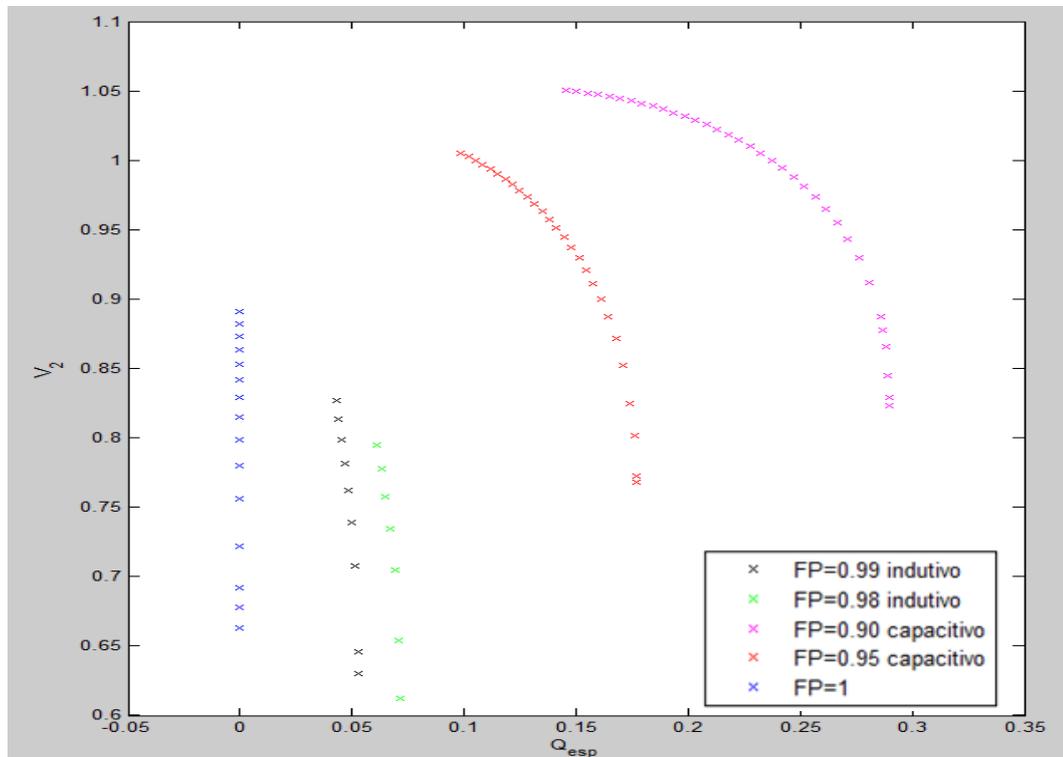
Para compreender o comportamento deste SEP em função da carga, o mesmo foi analisado para diferentes fatores de potência observados na barra “m”. Aplicando as metodologias anteriormente expostas, extraíram-se as curvas apresentadas na sequência.

Tomando como referência as curvas dispostas em azul, que levam em consideração carga de FP unitário, verificam-se alterações no perfil de tensão conforme altera-se a carga. Para uma carga de característica indutiva, nota-se que, quanto maior a natureza indutiva, menor será a tensão crítica na barra de carga e mais estreita será a margem de carregamento, tornando a operação do sistema mais susceptível à instabilidade.

Já para cargas capacitivas o efeito é contrário. O carregamento pode crescer em uma larga faixa antes que o colapso seja atingido. Entretanto, quanto maior for a carga reativa, maior será o valor da tensão crítica, podendo atingir valores próximos a 1 pu.



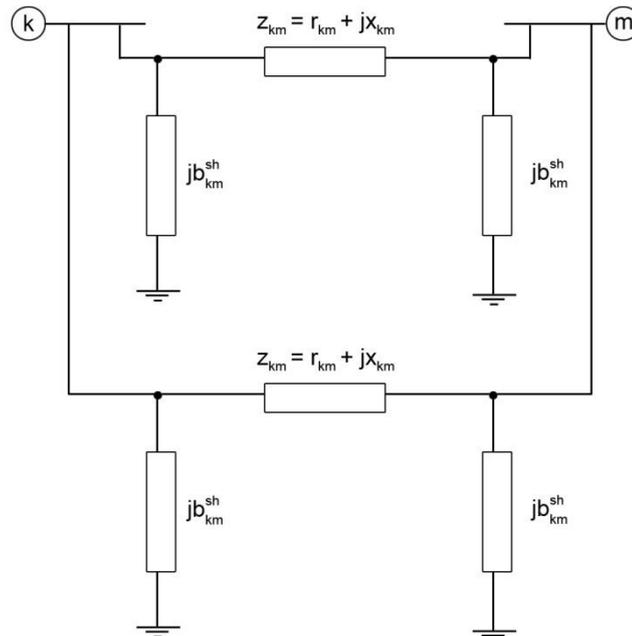
**Figura 17 – Curvas P-V de um sistema de duas barras, considerando cenários distintos de carregamento.**  
**Fonte: Autoria própria.**



**Figura 18 – Curvas Q-V de um sistema de duas barras, considerando cenários distintos de carregamento.**  
**Fonte: Autoria própria.**

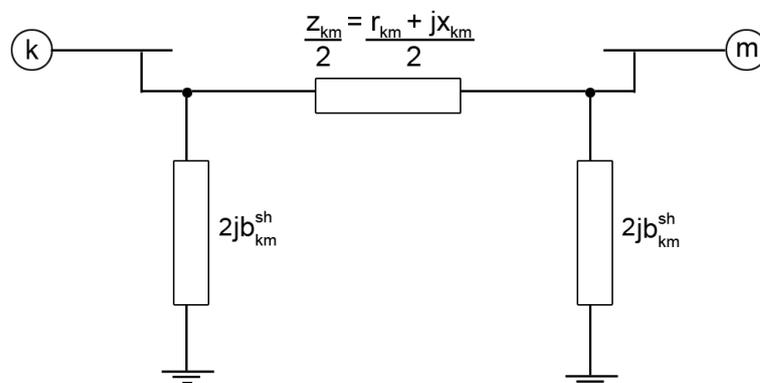
### 3.2.1 Duplicação da linha de transmissão

A fim de verificar quais seriam as estratégias passíveis de serem tomadas para aumentar a margem de carregamento dos sistemas, foi adicionada uma segunda linha em paralelo com a já existente, apresentada no tópico 3.2, conforme a Figura 19:



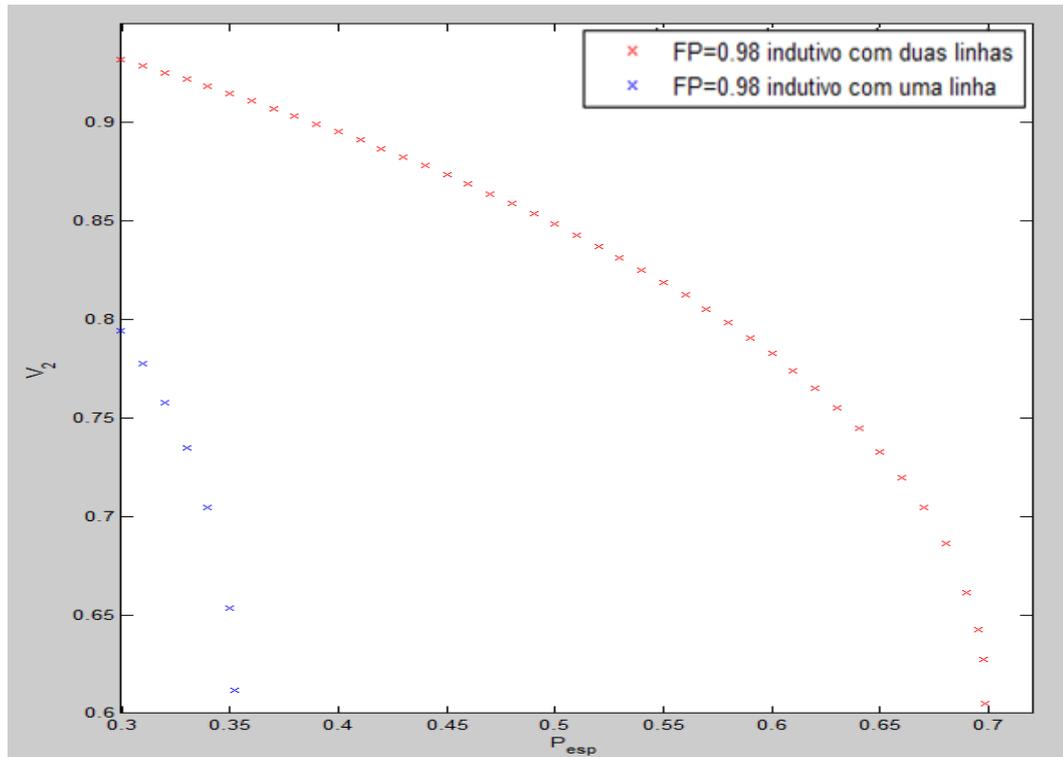
**Figura 19 – Modelo  $\pi$  de duas linhas de transmissão**  
**Fonte: Autoria própria.**

Este novo sistema pode ser simplificado e o circuito resultante terá a metade da impedância série e o dobro da susceptância em derivação em relação ao sistema da Figura 16 como mostrado na Figura 20:

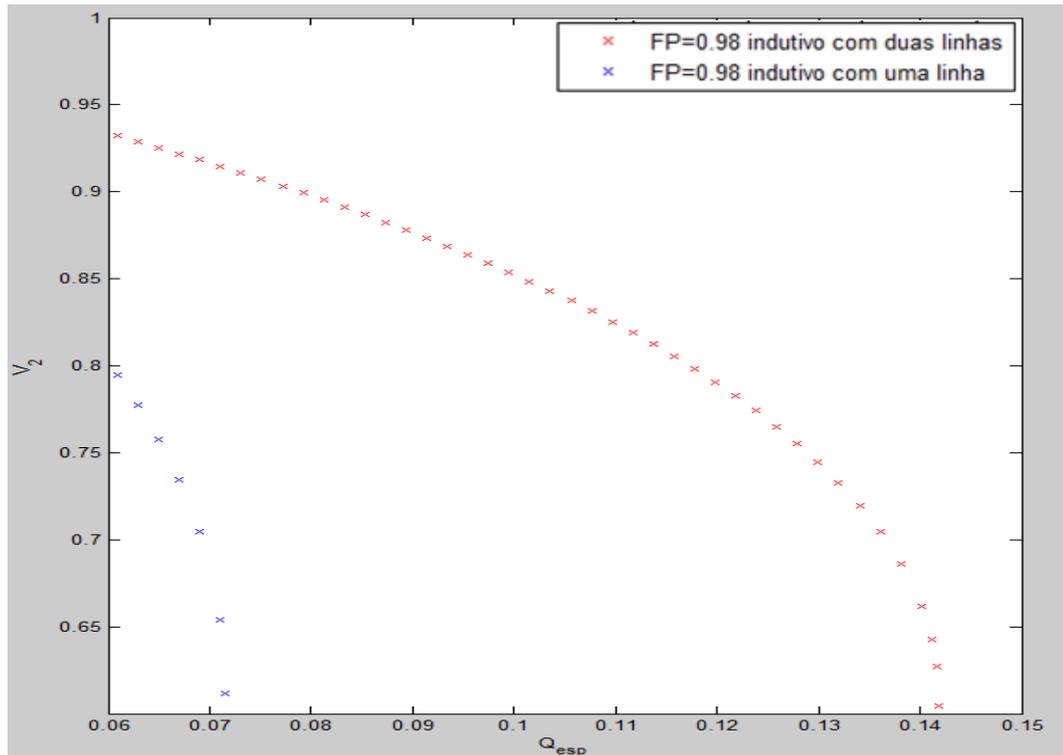


**Figura 20 – Modelo  $\pi$ -equivalente das linhas mostradas na Figura 19**  
**Fonte: Autoria própria.**

Com o objetivo de verificar o comportamento da margem de carregamento do sistema com a inclusão de uma segunda linha de transmissão, foram obtidas as curvas PV e QV mostradas nas Figuras 21 e 22, nas quais foi utilizado um FP indutivo igual a 0,98, o qual é passível de ocorrência em situações reais.



**Figura 21 – Curvas P-V de um sistema com uma e com duas linhas de transmissão, fator de potência constante igual a 0.98 indutivo e passo variável**  
**Fonte: Autoria própria.**

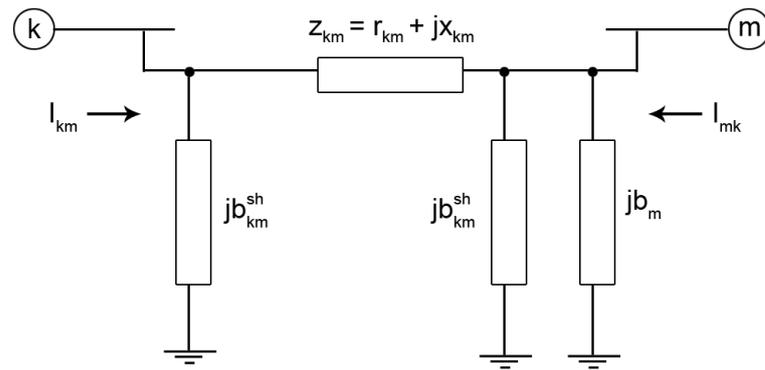


**Figura 22 – Curvas Q-V de um sistema com uma e com duas linhas de transmissão, fator de potência constante igual a 0.98 indutivo e passo variável**  
**Fonte: Autoria própria.**

A partir dessas curvas foi possível verificar que adicionando uma linha de transmissão, aumenta-se o ponto de máximo carregamento. De acordo com Carson-Taylor (1994, p.19), as curvas PV e QV mostram a margem de estabilidade de tensão do sistema, que é a distância, em MW, MVar ou em percentual, do ponto base de operação até o ponto de máximo carregamento do sistema. A partir disso, entende-se que ao adicionar uma linha de transmissão ao sistema, a margem de estabilidade aumenta devido à capacidade de transmissão do sistema ser aumentada sem que seu ponto base de operação seja alterado. Assim, a probabilidade de ocorrência do colapso de tensão diminui.

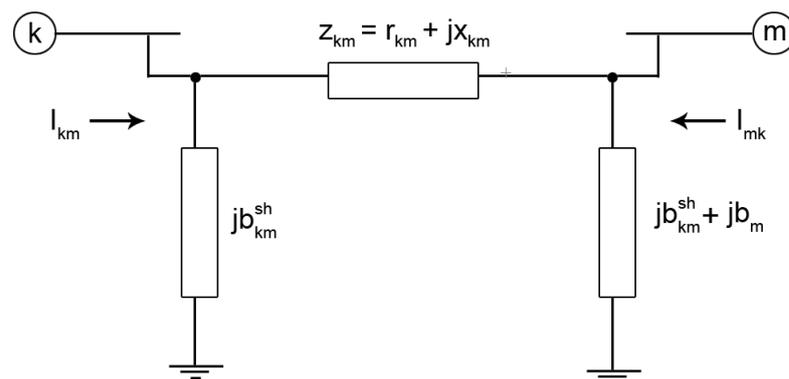
A instalação de novas linhas de transmissão pode ser uma estratégia para aumentar o ponto de máximo carregamento de um sistema em médio e longo prazo, ou seja, essa análise deve ser usada no planejamento de expansão, pois requer um grande investimento financeiro e será vantajoso quando o aumento da carga demandada for grande o suficiente para justificar os gastos. Porém, a análise desses casos devem ser levados em consideração também em curto prazo, pois se um sistema de transmissão é duplo e uma de suas linhas é desligada devido a uma falta ou mesmo manutenção, o ponto de máximo carregamento é afetado e o colapso de tensão pode vir a ocorrer.





**Figura 24 – Modelo  $\pi$  de uma linha de transmissão com banco de capacitores ou de indutores na barra m**  
**Fonte: Autoria própria.**

Como a barra m apresenta agora duas susceptâncias em derivação, pode-se representar o efeito equivalente das duas da seguinte forma (vide Figura 25):



**Figura 25 – Modelo  $\pi$ -equivalente da linha mostrada na Figura 24**  
**Fonte: Autoria própria.**

Deste modo, é possível reescrever a matriz de admitâncias do SEP em análise, o qual sofre alteração apenas no elemento pertencente à segunda linha e à segunda coluna da matriz que, como citado anteriormente neste trabalho, é chamado de elemento próprio.

A nova matriz é calculada da seguinte maneira:

$$Y = \begin{bmatrix} y + jb_{km}^{sh} & -y \\ -y & y + jb_{km}^{sh} + jb_m \end{bmatrix} \quad (35)$$

Onde:

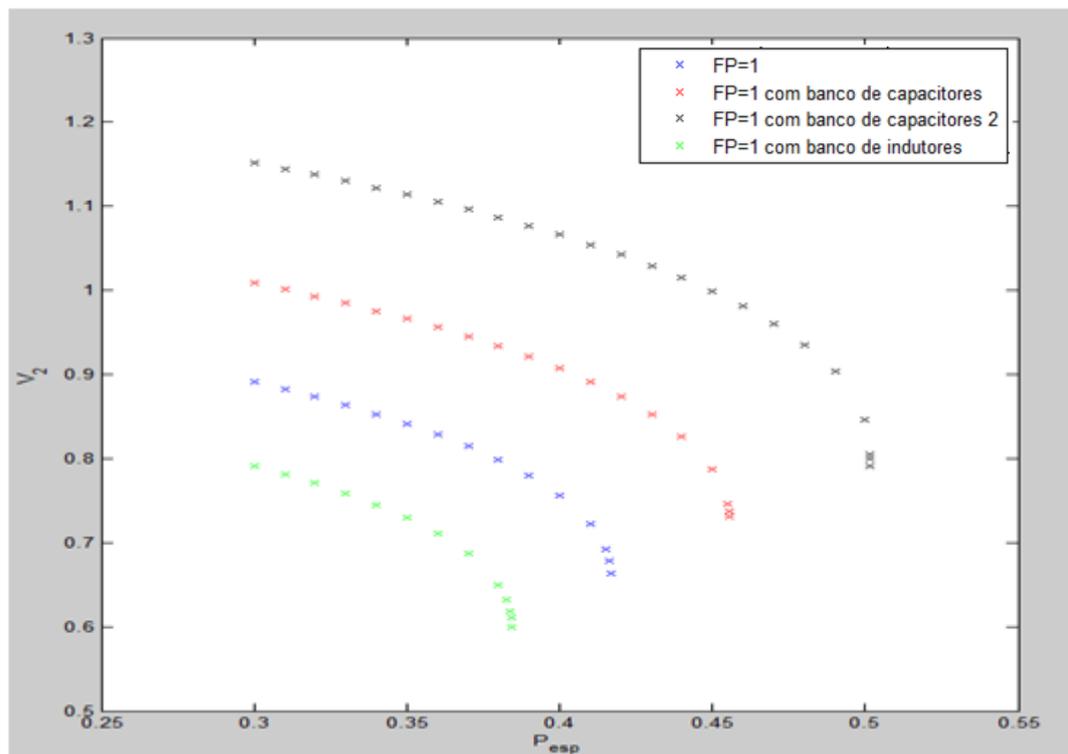
$y$  é a admitância série da linha, ou seja,  $y = \frac{1}{z_{km}}$ ;

$jb_{km}^{sh}$  e  $jb_m$  são as admitâncias representadas nas Figuras 24 e 25.

Utiliza-se o sinal de  $jb_m$  positivo caso seja considerado um banco de capacitores na barra m e negativo no caso de um banco de indutores.

Aplicando-se, então, as equações do fluxo de potência e a sua resolução através do método de Newton-Rapshon, obteve-se as curvas PV mostradas na Figura 26 para quatro situações distintas:

- FP=1 sem banco de capacitores/indutores em paralelo com a admitância em derivação da linha, ou seja,  $b_m = 0$ ;
- FP=1 com banco de capacitores onde  $b_m = 0,1 pu$ ;
- FP=1 com banco de capacitores chamado de banco de capacitores 2, onde  $b_m = 0,2 pu$ ;
- FP=1 com banco de indutores, onde  $b_m = 0,1 pu$ .



**Figura 26 – Curvas P-V de um sistema com carga constante (FP unitário), considerando cenários distintos para o banco de capacitores/indutores**  
**Fonte: Autoria própria.**

Da Figura 26 percebe-se que, com a inserção de banco de capacitores, o perfil de tensão  $V_2$  na barra m se eleva enquanto que, quando um banco de indutores é inserido na mesma barra, ocorre o oposto, ou seja, a tensão  $V_2$  diminui.

No entanto, fica claro que o ponto de máximo carregamento do sistema é deslocado para a direita no gráfico quando bancos de capacitores são inseridos,

possibilitando uma maior transferência de potência ativa à carga e um consequente aumento da margem de estabilidade do SEP em questão.

No caso da inserção de bancos de indutores no sistema, tem-se o efeito oposto, ou seja, diminui-se a margem de estabilidade de tensão do mesmo e também seu ponto de máximo carregamento.

Segundo Carson-Taylor (1994, p. 41), a forma mais efetiva de se aprimorar tanto a estabilidade de tensão de um SEP quanto sua capacidade de transmissão de potência ativa é através da compensação de potência reativa. O autor divide então a compensação de potência reativa em dois grupos, a saber:

- compensação ativa;
- compensação passiva.

Para Kundur (1994, p.621) capacitores e indutores em derivação, como é o caso da admitância  $b_m$  representada na Figura 24, fornecem uma compensação de potência reativa do segundo grupo, ou seja, uma compensação passiva ao sistema. Este termo “passivo” se refere ao fato de que os elementos supracitados modificam as características da rede, podendo ser permanentemente conectados ao sistema ou chaveados. Segundo ABB (2011, p.3), eles são chaveados quando é necessário fazer o controle de tensão em situações de carga leve e são permanentemente conectados quando se deseja estabilizar a transmissão de potência ativa.

A compensação ativa, por sua vez, novamente de acordo com Carson-Taylor (1994, p. 41), significa que existe um sistema de controle responsável por fazer a regulação da tensão ou de outras variáveis do SEP participando, portanto, “ativamente” na regulação da tensão.

Apenas como critério de curiosidade, uma compensação ativa poderia ser feita através de compensadores síncronos (geradores operando a vazio) ou de SVCs (sigla do inglês para “*static var compensators*”).

Retomando à compensação passiva, a qual está sendo analisada no presente tópico, os indutores em derivação são, de acordo com ABB (2011, p.3), os equipamentos mais compactos e economicamente eficientes que são usualmente aplicados na compensação de potência reativa em linhas longas de alta tensão. Kundur (1994, p. 629) considera linhas longas como aquelas com comprimento superior a 200km.

Segundo Saadat (1999, p. 165), indutores em derivação são utilizados para compensar os efeitos capacitivos da linha, principalmente de forma a limitar o

aumento da tensão quando há uma carga leve conectada ao sistema ou quando o mesmo está em aberto.

Quanto aos capacitores em derivação, Kundur (1994, p. 633) afirma que são amplamente utilizados para reduzir perdas na transmissão e para manter os níveis de tensão quando, ao contrário dos indutores, o sistema está operando com cargas pesadas. Para o autor, a principal vantagem da utilização destes capacitores é o baixo custo e a flexibilidade de instalação e operação.

Para Carson-Taylor (1994, p. 51), bancos de capacitores em derivação são extremamente úteis no sentido de que permitem que geradores próximos possam operar próximo do FP unitário, o que maximiza reservas de reativo para rápida atuação.

De modo geral, pode-se afirmar que a compensação passiva de reativos é bastante empregada por caracterizar uma solução simples e de baixo custo quando comparada à compensação ativa. Além disso, fica evidente que as curvas PV e QV sofrem alterações quando se incluem capacitores ou indutores no sistema, o que permite ao operador obter uma margem de operação mais segura no sentido da estabilidade de tensão.

Nos tópicos seguintes deste trabalho serão apresentadas simulações com um sistema com mais barras de geração e de carga (no total de cinco barras), de modo a observar as alterações sofridas nas curvas PV e QV quando há inserção de banco de capacitores em uma das barras de carga, duplicação de uma das linhas ou alteração do fator de participação de geração e de carga (a ser melhor abordado no tópico 3.3.1).

### **3.3 FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO PARA SEP DE CINCO BARRAS**

Após o entendimento e análise do sistema mais simples de duas barras, estudou-se então o sistema de cinco barras apresentado na Figura 27.

Escolheu-se esse sistema uma vez que é bastante empregado por estudiosos da área de SEP em trabalhos publicados.

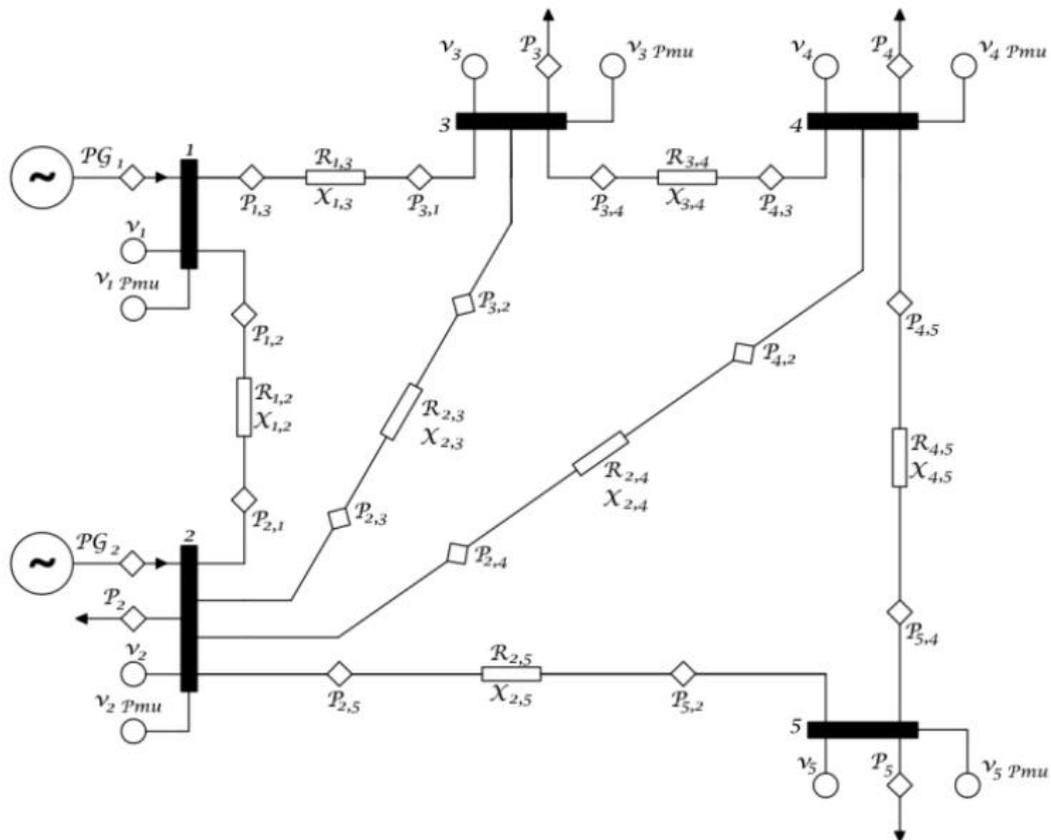


Figura 27 – Representação gráfica do sistema de cinco barras  
Fonte: STAGG e EL-ABIAD (1982, p. 427).

Os dados de barra e de linha do sistema mostrado na Figura 27 podem ser vistos nas Tabelas 1 e 2, respectivamente.

Tabela 1 - dados de barra do SEP de cinco barras apresentado na Figura 27

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência ativa gerada (MW)	Potência reativa gerada (Mvar)	Potência ativa consumida (MW)	Potência reativa consumida (Mvar)	Shunt (pu)
1	2	1.06	0	-	-	0	0	0
2	1	1.042	-	21.7	-	0	0	0
3	0	-	-	0	0	45	15	0
4	0	-	-	0	0	40	5	0
5	0	-	-	0	0	60	10	0

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 1, considerou-se como convenção para os tipos de barras o seguinte:

- tipo 1: barra PV (geração);
- tipo 2: barra referência, também conhecida por “slack” ou  $\theta V$ ;
- tipo 0: barra PQ (carga).

**Tabela 2 - dados de linha do SEP de cinco barras apresentado na Figura 27**

De (barra)	Para (barra)	Resistência - R(%)	Reatância - X(%)	Admitância shunt (%)
1	2	2	6	3
1	3	8	24	2.5
2	3	6	18	2
2	4	6	18	2
2	5	4	12	1.5
3	4	1	3	1
4	5	8	24	2.5

Fonte: Autoria própria.

De posse dos dados de barra e de linha do SEP de cinco barras, foram realizadas diferentes simulações, visando sempre a obtenção de curvas PV e QV em três situações diversas:

- 1) Alteração no fator de participação das cargas e dos geradores.
- 2) Duplicação de uma das linhas do sistema;
- 3) Inserção de banco de capacitores em derivação em uma das barras de carga do sistema;

As duas últimas situações representam apenas uma confirmação do comportamento do SEP, uma vez que já foram estudadas nos tópicos 3.2.1 e 3.2.2 deste trabalho. A primeira situação, por sua vez, apresenta um novo conceito a ser estudado e aplicado: o conceito de fator de participação dos geradores ou da carga. No tópico 3.3.1, este conceito será melhor explicado.

Os resultados das simulações realizadas em todas as situações podem ser visualizados nos tópicos seguintes deste trabalho.

### **3.3.1 Alteração dos fatores de participação**

O fator de participação dos geradores associa-se com variações de suas injeções de potência ativa no sistema (Silva, 2010, p. 108), ou seja, reflete o quanto cada gerador contribui para o fornecimento de potência ativa do sistema.

Segundo Neto (2007, p. 26):

Para cada incremento na carga, o balanço de potência do sistema é reestabelecido entre os geradores de acordo com os respectivos fatores de participação e limites de potência ativa. Esta redistribuição de potência pode ser efetuada entre os geradores da área onde ocorreu o desbalanço ou

entre todos os geradores do sistema, dependendo da simulação requerida (i.e., controle de intercâmbio entre áreas ou resposta inercial dos geradores)

De acordo com Silva (2001, p. 108), esses fatores podem melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema analisado, se corretamente distribuídos. Assim, o operador do sistema pode se valer do redespacho ativo para controlar a estabilidade do sistema. Segundo Mansour (2013, p. 74), “os ramos com altos fatores de participação indicam quais são os ramos mais sensíveis ao SEP”.

Os fatores de participação podem ser de dois tipos: fator de participação ativo e fator de participação reativo. O primeiro diz respeito à injeção de potência ativa e o segundo à capacidade de suporte de potência reativa dos geradores.

Segundo Silva (2001, p. 100), para aumentar a margem de estabilidade do sistema deve-se atribuir maiores fatores de participação ativo para os geradores cuja injeção de potência ativa possa ser transmitida pela rede com menor depreciação das reservas reativas do sistema. Esses geradores são os mais próximos dos centros de carga, apresentam maiores tensões terminais e localizam-se em áreas com maiores reservas de reativos ou com melhor perfil de tensão.

A metodologia utilizada neste trabalho para variação dos fatores de participação, tanto nas cargas quanto nos geradores, tem como base a apresentada em Mansour (2013, p. 85), sendo que o incremento de potência ativa adicionado a cada novo cálculo do fluxo de potência do método de continuação será uma porcentagem da carga total presente no sistema. Esta variação é dada, para cada barra, por:

$$\Delta P_i = fpg_i \Delta P_{Carga\ Total} \quad (36)$$

Onde:

$fpg_i$  é o fator de participação da  $i$ -ésima barra. No caso dos geradores, este é definido pelo operador do SEP (MANSOUR, 2013, p. 85).

$\Delta P_{Carga\ Total}$  corresponde à variação total de potência ativa nas barras de carga do SEP, definida por:

$$\Delta P_{Carga\ Total} = x(\%) P_{TOTAL} \quad (37)$$

Onde:

$x(\%)$  indica o percentual da carga total a ser incrementado no próximo cálculo do fluxo de potência e é definido arbitrariamente. Por exemplo, caso se deseje trabalhar com acréscimo de 10% da potência total, considera-se  $x(\%)=0,1$ .

$P_{TOTAL}$  é a soma das potências ativas das barras de carga do sistema

Desta forma, tem-se, para cada barra:

$$P_i = P_i(\lambda_0) + \Delta P_i \quad (38)$$

Em que:

$P_i(\lambda_0)$  é a potência ativa fornecida pelo gerador ou consumida pela carga no caso base, antes de qualquer incremento.

Além disso, o fator de participação reativo deve ser analisado conjuntamente ao fator de participação ativo. O cálculo para a parte reativa é feito de maneira análoga ao da potência ativa. Segundo Silva (2001, p. 101), ocorre um aumento da margem de estabilidade quando a reserva de reativos de cada gerador é aumentada.

### 3.1.1.1 Fator de participação da geração

A fim de analisar os efeitos nas curvas PV e QV considerando apenas alterações do fator de participação na geração, mantendo constantes os outros parâmetros do SEP, definiram-se três cenários, a saber:

**Tabela 3 - fatores de participação dos geradores do sistema da Figura 27 para três cenários distintos de simulação**

Cenário/Gerador	Gerador 1	Gerador 2
<b>Cenário 1</b>	50% de participação	50% de participação
<b>Cenário 2</b>	90% de participação	10% de participação
<b>Cenário 3</b>	10% de participação	90% de participação

Fonte: Autoria própria.

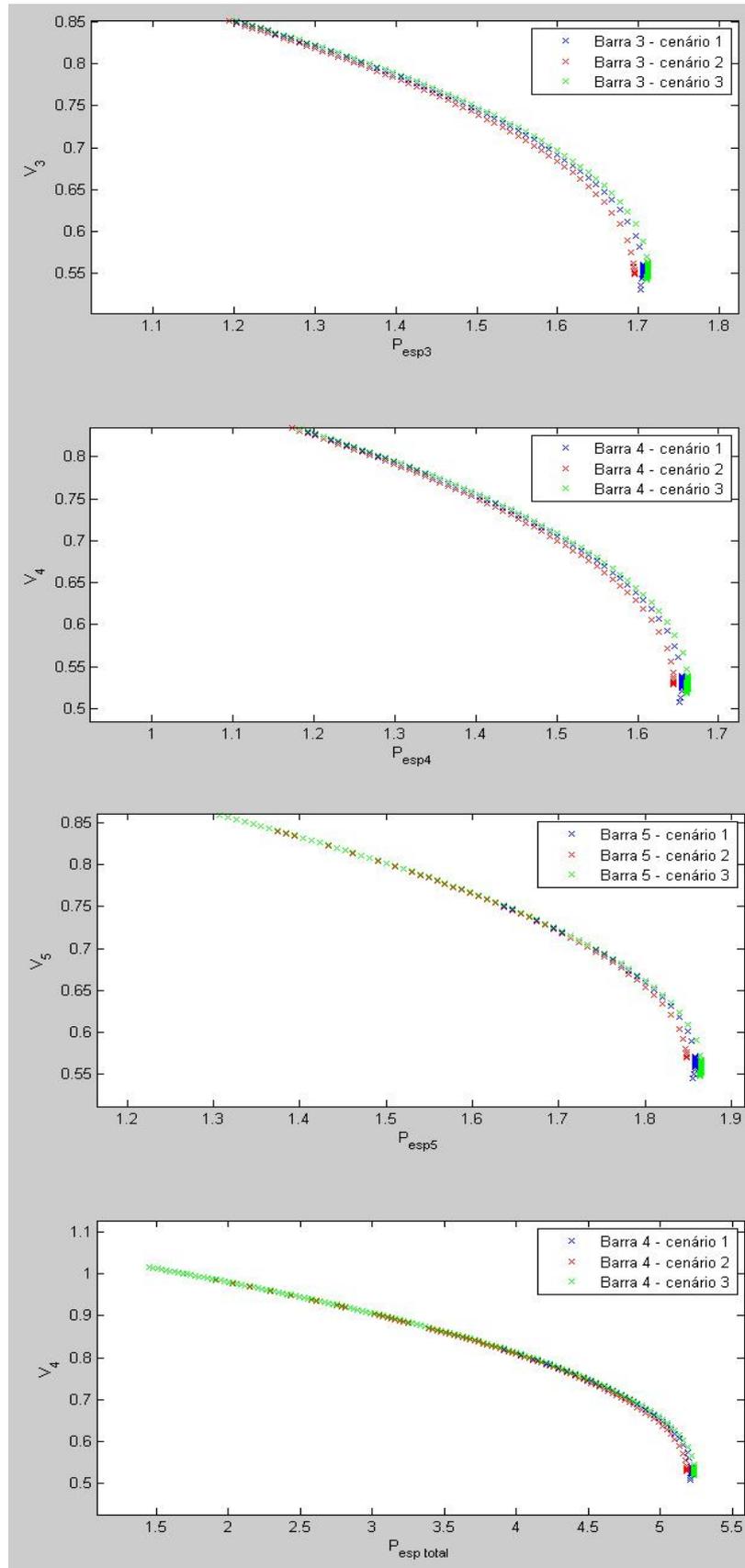
Os resultados destas simulações, ou seja, as curvas PV e QV para os três cenários apresentados podem ser vistos nas Figuras 28 e 29.

É relevante ressaltar que considerou-se como caso-base o cenário 1 (em azul nas figuras 28 e 29), o qual apresenta fatores de participação iguais para ambos os geradores.

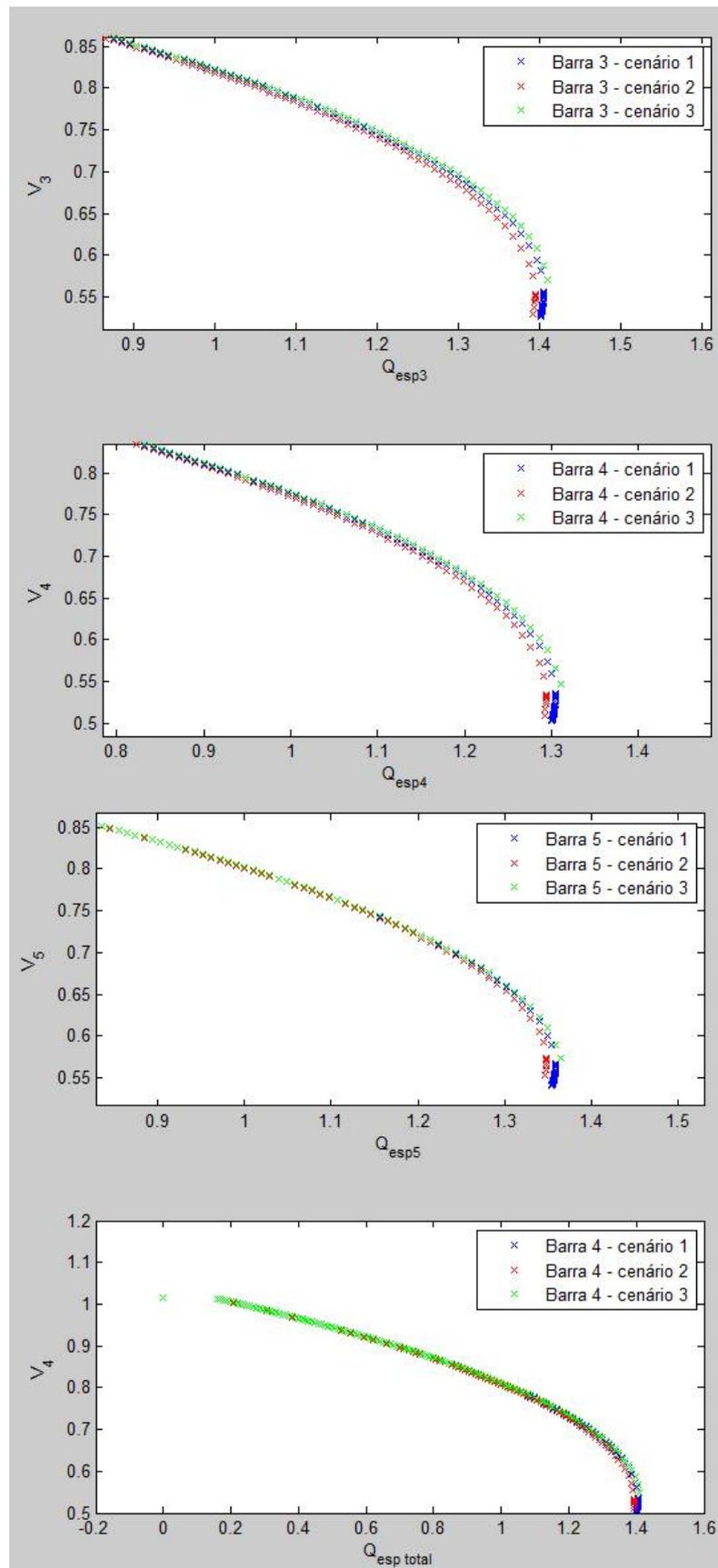
Também, nas Figuras 28 e 29, utilizou-se a seguinte nomenclatura dos eixos:

- $V_i$  é a tensão na barra  $i$ , em pu;
- $P_{espi}$  é a potência ativa esperada na barra  $i$ , em pu;
- $Q_{espi}$  é a potência reativa esperada na barra  $i$ , em pu;
- $P_{esp\ total}$  é a potência total consumida por todas as barras de carga, em pu;

Onde  $i$  representa o número da barra que está sendo estudada.



**Figura 28 – Curvas P-V de diferentes fatores de participação da geração**  
**Fonte: Autoria própria.**



**Figura 29 – Curvas Q-V de diferentes fatores de participação da geração**  
**Fonte: Autoria própria.**

Observa-se que as curvas da Figura 28, de potência ativa para diferentes cenários, são muito parecidas com as da Figura 29, as de potência reativa para os mesmos cenários. Isto acontece devido ao fato de que se utilizou o mesmo incremento de carga tanto para uma delas quanto para a outra. Ambas permitem observar que, com a alteração do fator de participação da geração, há também o deslocamento horizontal do ponto onde ocorre o máximo carregamento do sistema. Este deslocamento, entretanto, não foi tão significativo neste sistema elétrico, como as curvas traçadas também demonstram. Mesmo assim, na prática, deve-se atentar até mesmo a alterações mínimas no ponto de máximo carregamento do SEP.

Para este sistema em específico, a margem de estabilidade de tensão é aumentada em todas as barras quanto maior for o fator de participação do gerador 2. Isto é, o cenário três se mostra o mais favorável à manutenção da estabilidade no SEP.

Observou-se ainda que a barra mais sensível, ou seja, que sofre a maior variação de tensão com relação à variação do carregamento, é a barra quatro. Por este motivo, plotou-se a curva  $P_{esp\ total} \times V_4$ , mostrada nas Figuras 28 e 29 pois é a que tem maior impacto sobre a condição de estabilidade do sistema.

É importante ressaltar que as análises deste trabalho foram feitas para um determinado SEP. Em outros casos de análise os resultados podem variar. Por este motivo, o operador deve realizar consecutivas simulações de forma a compreender mais a fundo o comportamento do sistema que opera para ter embasamento técnico na tomada de decisões.

Outro fator de participação que pode ter influência significativa nas análises de colapso de tensão é o da carga, a ser visto no tópico seguinte.

### **3.1.1.2 Fator de participação da carga**

Da mesma maneira que foi efetuado com a geração, atribuíram-se fatores de participação distintos para as barras de carga do sistema da Figura 27, com o objetivo de analisar seus efeitos nas curvas PV e QV do mesmo. Foram considerados igualmente três cenários, apresentados na Tabela 4.

**Tabela 4 - fatores de participação das barras de carga do sistema da Figura 27 para três cenários distintos de simulação**

<b>Cenário/Carga</b>	<b>Barra 3</b>	<b>Barra 4</b>	<b>Barra 5</b>
<b>Cenário 1</b>	33,33% de participação	33,33% de participação	33,33% de participação
<b>Cenário 2</b>	60% de participação	20% de participação	20% de participação
<b>Cenário 3</b>	80% de participação	10% de participação	10% de participação

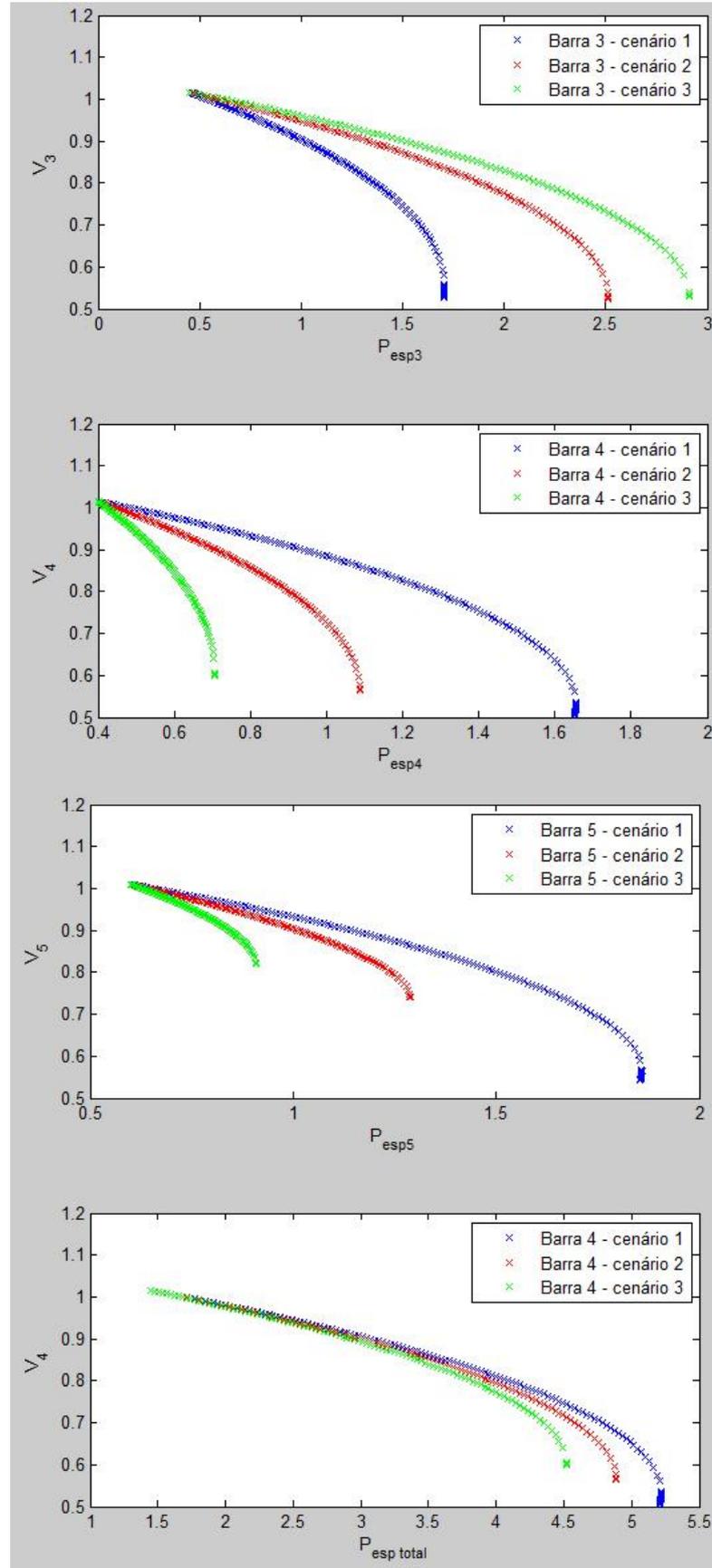
Fonte: Autoria própria.

Neste caso, o caso-base considerado foi também o cenário 1 (curva em azul nas figuras 30 e 31), com fator de participação igual para as três barras de carga.

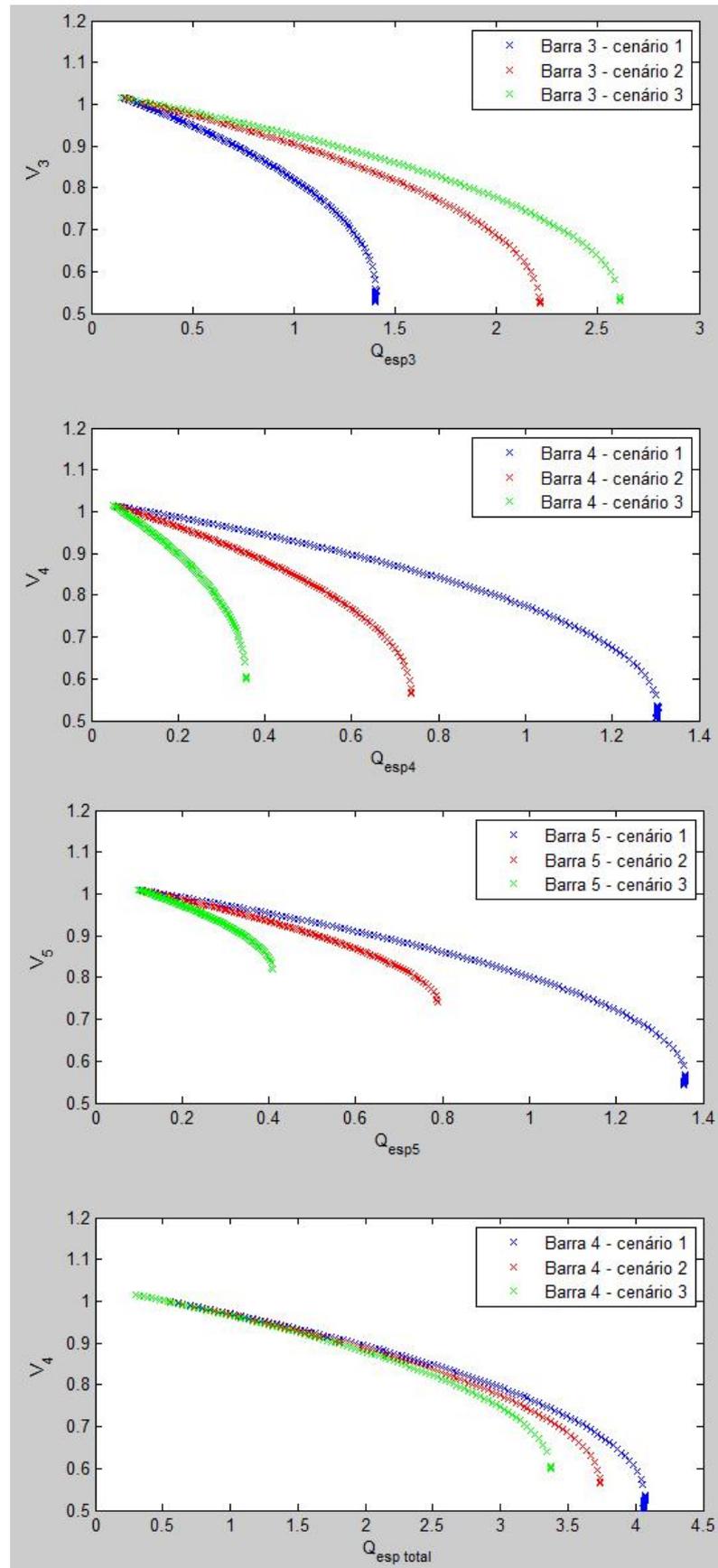
Também, nas Figuras 30 e 31, nomeou-se os eixos da mesma maneira que anteriormente:

- $V_i$  é a tensão na barra  $i$ , em pu;
- $P_{espi}$  é a potência ativa esperada na barra  $i$ , em pu;
- $Q_{espi}$  é a potência reativa esperada na barra  $i$ , em pu;
- $P_{esp\ total}$  é a potência total consumida por todas as barras de carga, em pu;

Onde  $i$  representa o número da barra que está sendo estudada.



**Figura 30 – Curvas P-V de diferentes fatores de participação da geração**  
**Fonte: Autoria própria.**



**Figura 31 – Curvas Q-V de diferentes fatores de participação da geração**  
**Fonte: Autoria própria.**

Das Figuras 30 e 31, é evidente que o ponto de máximo carregamento é alterado, de acordo com o cenário considerado. Para as barras com maior participação, este ponto é deslocado para a direita e, para as barras de menor participação ocorre o contrário. Então, pode-se afirmar que a margem de carregamento é diretamente proporcional ao fator de participação nas barras de carga. Além disso, pode-se afirmar também que a barra mais sensível à variação de carga no sentido da estabilidade de tensão é a barra quatro.

Ao contrário do que mostrou a alteração do fator de participação na geração, que evidencia uma mudança sutil no ponto onde ocorre o colapso de tensão para os diferentes cenários, a variação do fator de participação nas barras de carga se mostra muito mais significativo.

Na prática, este fator não pode ser alterado pelo operador, pois é uma característica de cada uma das cargas. Por exemplo, no caso de cidades, sabe-se que a cidade de São Paulo possui um maior fator de participação de carga que o de uma cidade de menor porte, como Curitiba, uma vez que a primeira consome maior potência ativa. Conhecendo-se isto, na simulação das diferentes situações de carregamento, deve-se levar em consideração esta discrepância dos fatores de participação, de modo a se aproximar o máximo possível da situação real já que, como mostram as simulações deste trabalho, eles influenciam significativamente as curvas PV e QV dos sistemas.

Uma vez que não se tem controle direto sobre os fatores de participação das cargas, deve-se tomar outras providências para preservar a boa operação do SEP. Dentre elas, no planejamento da expansão, busca-se prever a inclusão de novas linhas no SIN, de forma a aumentar sua capacidade de transmissão de potência, como pode ser visto no tópico 3.3.2.

### **3.3.2 Duplicação de uma das linhas de transmissão**

Da mesma forma que no tópico 3.2.1, duplicou-se a linha de transmissão entre as barras dois e quatro e, posteriormente, aquela entre as barras um e dois. Para a escolha das linhas a serem duplicadas, foram simuladas alterações em todas as outras linhas que conectavam geradores às cargas e, comparando-se as simulações, observou-se que o cenário que apresenta o efeito mais perceptível nas curvas PV e QV é o apresentado na Figura 32, com a duplicação da linha entre 2 e

4. O que apresenta o efeito menos perceptível é o da duplicação da linha entre as barras 1 e 2, a que liga os geradores entre si. Por este motivo, optou-se por mostrar somente os resultados atrelados a estes dois casos.

É relevante ressaltar também que foram utilizados, em todas as simulações, fatores de participação iguais para os geradores e cargas.

Quanto à nomenclatura dos eixos, na Figura 32 utilizou-se:

- $V_i$  é a tensão na barra  $i$ , em pu;
- $P_{espi}$  é a potência ativa esperada na barra  $i$ , em pu;
- $Q_{espi}$  é a potência reativa esperada na barra  $i$ , em pu;
- $P_{esp\ total}$  é a potência total consumida por todas as barras de carga, em pu;

Onde  $i$  representa o número da barra que está sendo estudada.

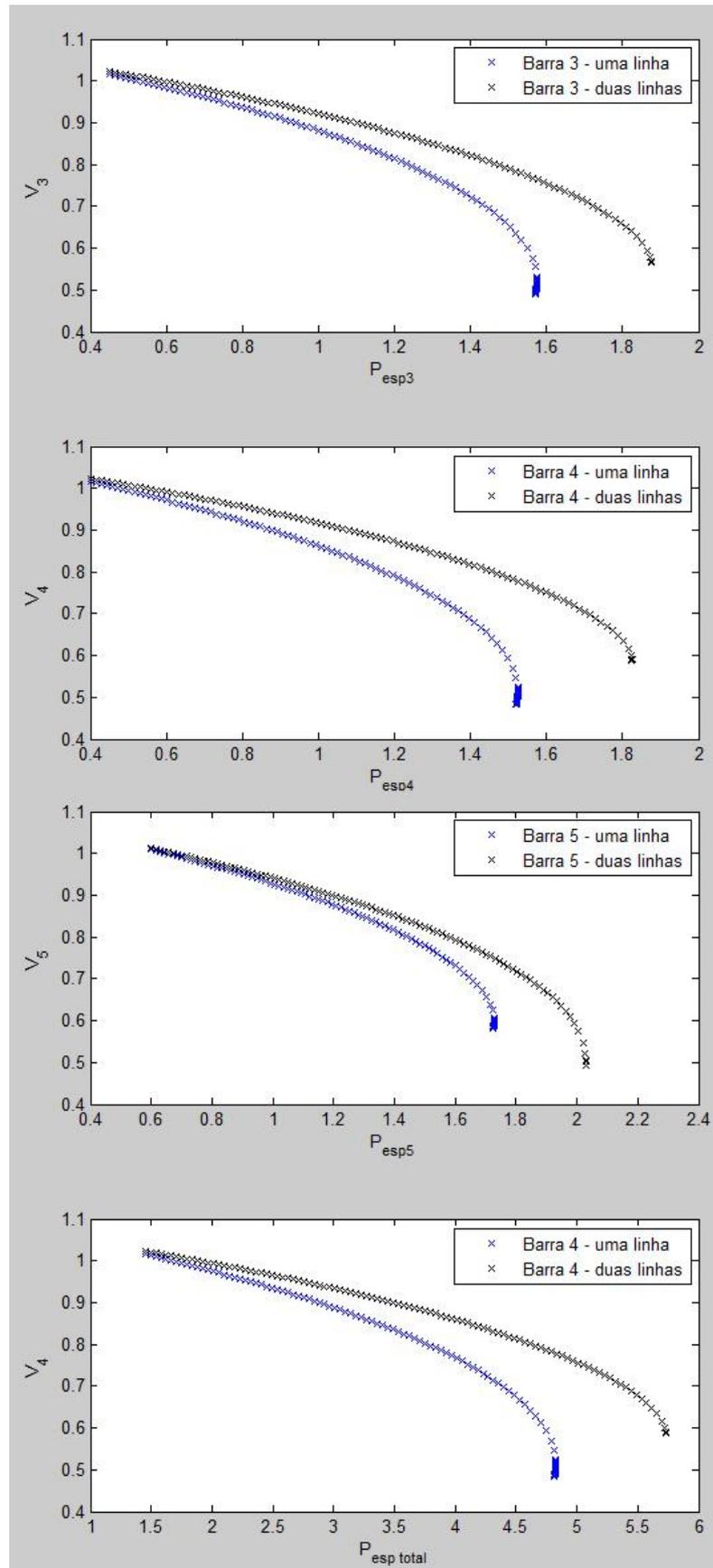
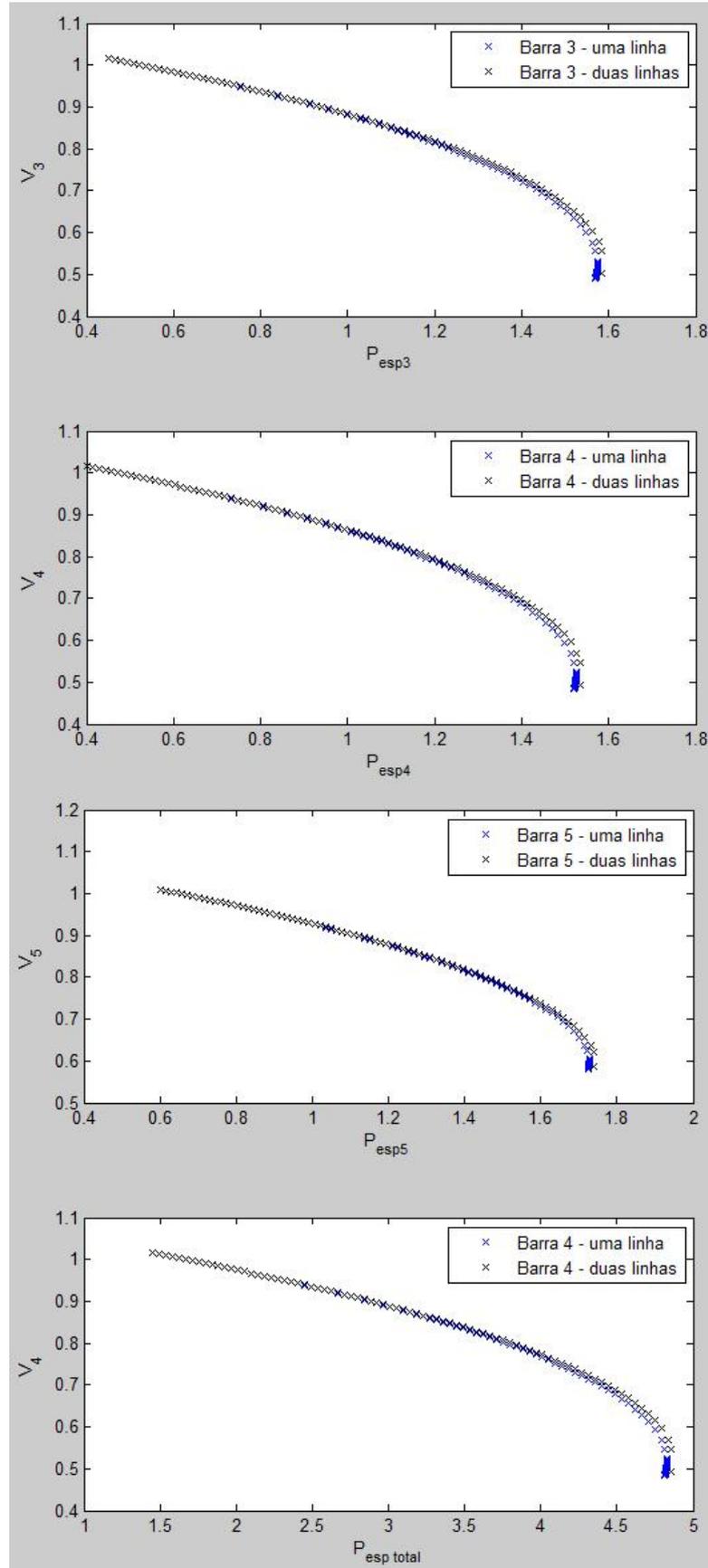


Figura 32 – Curvas P-V de um sistema com uma (em azul) e duas (em preto) linhas de transmissão entre as barras 2 e 4  
 Fonte: Autoria própria.



**Figura 33 – Curvas P-V de um sistema com uma (em azul) e duas (em preto) linhas de transmissão entre as barras 1 e 2**  
**Fonte: Autoria própria.**

Na Figura 32 nota-se um deslocamento evidente do ponto de máximo carregamento para as três barras de carga, denotando o crescimento da margem de estabilidade de tensão. Os efeitos se estendem às barras que não estão ligadas diretamente à linha que foi duplicada, no caso, quatro e cinco.

Este efeito era esperado, uma vez que, com a duplicação da linha de transmissão, ocorre aumento da capacidade de transmissão de potência ativa gerada às cargas, fato que foi comprovado previamente através da mesma simulação para o sistema de duas barras.

No caso da Figura 33, este aumento é diminuto, uma vez que a linha entre as barras 1 e 2 está interligando somente os dois geradores, os quais não trocam significativos fluxos de potência ativa entre si, quando comparado à uma ligação gerador-carga.

O operador do sistema deve estar atento a estes fatos, pois uma decisão de duplicar a linha 1-2, para esta situação, por exemplo, não seria vantajosa, enquanto que a duplicação da linha 2-4 seria mais apropriada.

No tópico seguinte será analisada uma mudança também estrutural do sistema, porém através da utilização de bancos de capacitores.

### 3.3.3 Adição de banco de capacitores em uma das barras de carga

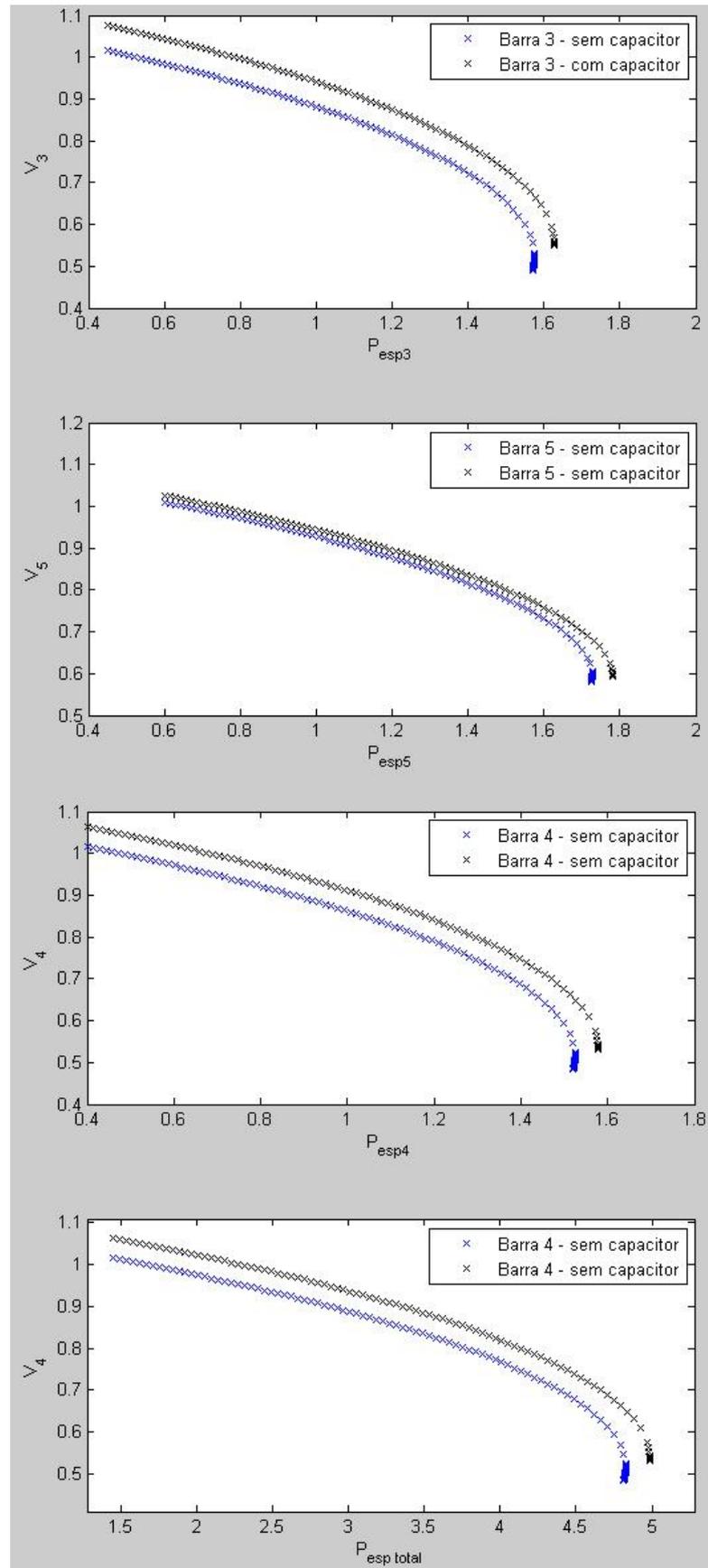
Do mesmo modo que realizado no tópico 3.2.2 deste trabalho, inseriu-se um banco de capacitores em derivação em uma das barras de carga do sistema. Para isto, escolheu-se arbitrariamente a de número três. Quanto aos fatores de participação da geração e da carga, utilizou-se novamente o cenário 1, onde todos os geradores contribuem igualmente para o suprimento da carga e as cargas consomem potência ativa e reativa também de maneira equilibrada.

O resultado da simulação, ou seja, a curva PV para esta situação nas três barras de carga (três, quatro e cinco) é mostrado na Figura 34.

Ainda na Figura 34, adotou-se a nomenclatura de eixos utilizada anteriormente:

- $V_i$  é a tensão na barra  $i$ , em pu;
- $P_{espi}$  é a potência ativa esperada na barra  $i$ , em pu;
- $Q_{espi}$  é a potência reativa esperada na barra  $i$ , em pu;
- $P_{esp\ total}$  é a potência total consumida por todas as barras de carga, em pu;

Onde  $i$  representa o número da barra que está sendo estudada.



**Figura 34 – Curvas P-V de um sistema de cinco barras com e sem banco de capacitores na barra de carga três**  
**Fonte: Autoria própria.**

Como era esperado (devido aos resultados das simulações com o sistema de duas barras), é possível perceber pela Figura 34 que a tensão na barra três se elevou. Também, na mesma barra, houve o deslocamento do ponto de máximo carregamento para a direita, aumentando a margem de estabilidade do sistema. Porém, percebe-se que isto ocorreu não apenas na barra três mas também nas outras barras de carga (as barras quatro e cinco).

Ainda da Figura 34, fica evidente que a barra cinco foi a que sofreu menor influência da inserção do banco de capacitores, uma vez que não está conectada diretamente à três.

Por sua vez, na barra quatro o aumento da tensão e da margem de carregamento foi quase tão significativo quanto na três, já que as duas barras estão conectadas diretamente entre si por meio de uma linha.

## 4 CONCLUSÃO

Com o constante aumento da demanda de energia, é imprescindível a qualidade no suprimento desse recurso, buscando sempre evitar interrupções em seu fornecimento. Para isso, é importante conhecer o ponto de máximo carregamento do sistema e saber o quão próximo o ponto de operação encontra-se do colapso, evitando, assim, a perda de estabilidade.

Neste trabalho, foi estudado e aplicado o método do fluxo de potência continuado utilizando a carga como parâmetro de continuação, a fim de construir a curva PV e QV para SEPs de duas e cinco barras. Com isso, foi possível perceber que este método é bastante eficaz, permitindo estimar o ponto de máximo carregamento.

No capítulo 3, com auxílio de ferramentas computacionais, simularam-se várias situações para esses sistemas, possibilitando verificar certas ações que o operador pode tomar a fim de evitar a perda de estabilidade do circuito. Uma dessas ações é aumentar o fator de potência da carga, pois, quanto mais capacitiva, maior é a margem de carregamento do SEP. Assim, a instalação de bancos de capacitores próximos às cargas pode evitar situações de instabilidade.

Outra ação que pode ser tomada é a duplicação das linhas de transmissão, pois, assim, a capacidade de transmissão de potência é aumentada e por consequência distancia-se o ponto de operação do ponto de colapso. No entanto, essa é uma ação de longo prazo, que deve ser antevista quando é efetuado o planejamento da expansão.

Os efeitos dessas medidas podem ser visualizados, em sistemas de maior complexidade, não apenas nas barras onde foram aplicadas, mas também nos elementos adjacentes. Observou-se que o efeito pode ser tão expressivo nas adjacências quanto no ponto onde a mudança efetivamente ocorreu. Este fenômeno foi visto principalmente no tópico 3.3.3, com a simulação da adição de um banco de capacitores no SEP de cinco barras.

Ainda nos sistemas mais complexos, quando há mais de uma barra de geração, o fator de participação também pode influenciar na estabilidade do circuito. Verificou-se que a configuração de despacho dos geradores pode aumentar ou até diminuir a margem de carregamento do sistema. Tal mudança se mostrou sutil

quando comparada a alterações na estrutura do SEP, como adição de indutores e capacitores ou inclusão de linhas de transmissão. Desta forma, conclui-se que os fatores de participação se mostram mais significativos em outras questões englobadas na operação do sistema, como as de ordem econômica ou limitações físicas. Como exemplo, pode-se entender que a participação deve ser planejada levando-se em consideração os custos de operação: um gerador com custo por MW menor do que um segundo deve ter fator de participação maior.

De forma geral, compreende-se que a visão do operador de sistema deve ser ampla, considerando diferentes cenários de crescimento carga, faltas no SEP, alterações nas características das cargas, entre outros. A combinação destes agentes torna o estudo da estabilidade dos SEPs mais complexo à medida que se aproxima de situações reais de operação. O foco deste trabalho foi isolar apenas alguns destes fatores e analisar a sua influência sobre o sistema, cumprindo com os objetivos previamente estabelecidos.

Durante os cenários simulados, ressalta-se que em momento algum foram consideradas limitações do gerador ou mesmo limites de transferência de potência nas linhas. Ambos teriam impacto direto sobre as condições de estabilidade, porém trariam complexidade extra aos estudos. A inclusão destas restrições serve como sugestão para novos trabalhos.

## REFERÊNCIAS

ABB. **Shunt Reactors: an investment for today and for the future.** Suíça, 2011. 8p.

AJJARAPU, Venkat; ANDERSSON, Göra; CANIZARES, Claudio ; CUTSEM, Thierry Van; KUNDUR, Prabha; PASERBA, John; BOSE, Anjan;; HATZIARGYRIOU, Nikos; HILL, David; STANKOVIC, Alex; TAYLOR, Carson;; VITTAL, Vijay. Definition and Classification of Power System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems.**, v. 19, n. 02, p.1387-1401, mai. 2004, IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability.** Estados Unidos: John Wiley & Sons, Inc, 2003.

BESSA, Gislene R. **Teoria de Estabilidade de Equações Diferenciais Ordinárias e Aplicações: modelos presa-predador e competição entre espécies.** 2011. 95 f. Dissertação (Pós Graduação – Mestrado Profissional em Matemática Universitária) - Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Rio Claro, 2011.

CARSON-TAYLOR, W. **Power system voltage stability.** Estados Unidos: McGraw-Hill, 1994.

CASTRO JR., Antonio Carlos Leal de. **Estudo de Controle Preventivo para Análise do Colapso de Tensão.** 2009. 66 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

FACILITATION OF RENEWABLES PUBLIC FORUM, 1, 2009, Dublin. **Final report...** Dublin: EirGrid, 2010. Disponível em: <<http://www.eirgrid.com/renewables/facilitationofrenewables/>>. Acesso em: 19 jul. 2013, 12:45.

GUERRA, Leonardo N. de A. **Indicadores de proximidade da instabilidade de tensão utilizando medição fasorial em tempo real.** 2009. 67 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

HOUAISS, Antônio. **Dicionário Eletrônico Houaiss da língua portuguesa.** Rio de Janeiro: Objetiva, 2004. Disponível em: <<http://200.241.192.6/cgi-bin/houaissnetb.dll/frame>>. Acesso em: 18 jul. 2013, 15:00.

ITAIPU BINACIONAL. **Integração ao sistema brasileiro.** [s.d.]. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-brasileiro>>. Acesso em: 08 jan. 2014, 20:00.

KIRBY, Brendan J.; DYER, Jim; MARTINEZ, Carlos; SHOURESHI, Rahmat A.; GUTTROMSON, Ross; DAGLE, Jeff. **Frequency control concerns in the North American Electric Power System.** Tech. Rep. ORNL/TM-2003/41, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, USA, 2002. Disponível em:

<<http://web.ornl.gov/~webworks/cppr/y2001/rpt/116362.pdf>>. Acesso em: 26 jul. 2013, 16:35.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. Estados Unidos: McGraw-Hill, 1994.

LALOR, Gillian R. **Frequency Control on an Island Power System with Evolving Plant Mix**. 2005. 200 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - School of Electrical, Electronic and Mechanical Engineering, University College Dublin, Dublin, 2005.

LEINE, Remco I. **The historical development of classical stability concepts: Lagrange, Poisson and Lyapunov stability**. Dordrecht: Springer Science+Business Media B.V., 2009. Disponível em: <<http://www.zfm.ethz.ch/~leine/papers/Leine%20-%20The%20historical%20development%20of%20classical%20stability%20concepts.pdf>>. Acesso em: 18 jul. 2013, 16:47.

MACHOWSKI, Jan; BIALEK, Janusz W.; BUMBY, James R.; **Power System Dynamics: Stability and Control**. Reino Unido: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.

MARTINS, André C. P. **Simulação estática do colapso de tensão através do método da resolução continuada de um fluxo de carga modificado**. 2000. 54 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2000.

MONTICELLI, Alcir J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.

MORISON, G. K. Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches. **IEEE Transactions on Power Systems.**, v. 8, n. 03, p.1159-1171, aug 1993.

MANSOUR, Moussa R. **Método rápido para análise de contingências e seleção de controles preventivos no contexto de estabilidade de tensão**. 2013. 226f. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

NETO, Rodolfo S. **Estudos de fluxo de carga no sistema de transmissão da companhia paulista de força e luz (CPFL)**. 2007. 67f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

OLIVEIRA, Augusto C. C. de. **Método para aumento da margem de Estabilidade de Tensão via Redespacho Ótimo da Geração Ativa**. 2005. 102 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

PEGOLLO, Carlos A. G. Modelos Matemáticos em Engenharia: Motivando a pesquisa e a integração. **Integração**, ano XI, n. 41, p.153-158, abr-mai-jun. 2005.

SAADAT, Hadi. **Power System Analysis**. Estados Unidos: McGraw-Hill, Inc, 1999.

SANTOS, Carlisson J. R. dos. **Método rápido para avaliação da margem de estabilidade de tensão considerando os limites de potência reativa dos geradores**. 2008. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

SILVA, Luiz Carlos Pereira da. **Uma expansão dos métodos de curvas-PV e de análise modal estática para o estudo da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica**. 2001. 143f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

STAGG, G. W.; EL-ABIAD, A. H. **Computer Methods in Power System Analysis**. McGraw-Hill: Nova Iorque, 1982.

STEVENSON Jr., William D. GRAINGER, John J. **Power System Analysis**. Estados Unidos: McGraw-Hill, Inc, 1994.

VAN CUTSEM, Thierry. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. Inglaterra: Kluwer Academic Publishers, 1998.

ZHAO, Jinqun.; CHIANG, Hsiao-Dong; LI, Hua. **Enhanced look-ahead load margin estimation for voltage security assessment**. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, volume 26, p.431-438, jul. 2004.