

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA**

ALYNE NOGUEIRA JUSTI

**METODOLOGIA DE ANÁLISE DO COLAPSO DE TENSÃO EM
TEMPO REAL CONSIDERANDO LIMITES DE POTÊNCIA ATIVA E
REATIVA DE GERADORES**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2017

ALYNE NOGUEIRA JUSTI

**METODOLOGIA DE ANÁLISE DO COLAPSO DE TENSÃO EM
TEMPO REAL CONSIDERANDO LIMITES DE POTÊNCIA ATIVA E
REATIVA DE GERADORES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia (PPGSE) do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

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

CURITIBA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Justi, Alyne Nogueira
J96m Metodologia de análise do colapso de tensão em tempo real
2017 considerando limites de potência ativa e reativa de geradores / Alyne
Nogueira Justi.-- 2017.
118 f.: il.; 30 cm

Texto em português com resumo em inglês
Disponível também via World Wide Web
Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do
Paraná. Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia,
Curitiba, 2017
Bibliografia: f. 112-114

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Energia elétrica –
Distribuição – Corrente contínua. 3. Energia elétrica – Controle de
qualidade. 4. Energia elétrica – Transmissão. 5. Sistemas de
energia elétrica – Estabilidade. 6. Sistemas de energia elétrica –
Dissertações. I. Benedito, Raphael Augusto de Souza.
II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de
Pós-graduação em Sistemas de Energia. III. Título.

CDD: Ed. 23–621.31

Biblioteca Central da UTFPR, Câmpus Curitiba
Bibliotecário : Adriano Lopes CRB9/1429

Título da Dissertação N°. 06

METODOLOGIA DE ANÁLISE DO COLAPSO DE TENSÃO EM TEMPO REAL CONSIDERANDO LIMITES DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA DE GERADORES

Por

Alyne Nogueira Justi

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de S Benedito (UTFPR)

Esta dissertação foi apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA – Área de Concentração: **Processamento e Análise de Energia** do Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia – PPGSE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, às 09h00 do dia 29 de agosto 2017. O trabalho foi aprovado pela Banca Examinadora, composta pelos professores doutores:

Prof. Dr. Raphael Augusto de S Benedito
(Presidente – UTFPR)

Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen
(UTFPR)

Prof. Dr. Roman Kuiava
(UFPR)

Visto da coordenação:

Prof. Dr. Guilherme Moritz
(Coordenador do PPGSE)

AGRADECIMENTOS

Inicialmente agradeço a Deus por ter me guiado até aqui. Agradeço aos meus familiares e amigos por me darem forças e incentivo para continuar.

Agradeço ao Programa de Pós Graduação em Sistemas de Energia por ter possibilitado a oportunidade de cursar o mestrado. Agradeço a UTFPR por ter disponibilizado toda a estrutura necessária neste período.

Agradeço a todos os professores que me deram suporte para chegar até aqui, especialmente meu orientador, Professor Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito, por todo o apoio e dedicação para finalizarmos este trabalho.

“O que sabemos é uma gota; o que ignoramos é um oceano. Mas o que seria o oceano se não infinitas gotas?”

(Isaac Newton)

RESUMO

JUSTI, Alyne Nogueira. **Metodologia de Análise do Colapso de Tensão em Tempo Real Considerando Limites de Potência Ativa e Reativa de Geradores**. 2017. 118f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

Devido à alta demanda energética e a grande complexidade dos atuais Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), altamente interligados, torna-se cada vez mais importante para o operador do sistema, conhecer o estado atual do SEP. Além disso, dispor de ferramentas que permitam prever situações que venham a comprometer o bom funcionamento do sistema. Como um bom funcionamento, enquadra-se a continuidade do suprimento e perfis adequados de tensão elétrica, mesmo após a ocorrência de perturbações, o que pode ser afetado pelo fenômeno de instabilidade de tensão (ou colapso de tensão). Por isso, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia de análise do colapso de tensão em tempo real considerando limites de potência ativa e reativa de geradores, a qual visa auxiliar o operador do sistema. Esta metodologia é dividida em cinco etapas. A primeira delas consiste em uma análise do caso base dos SEPs considerados, utilizando um algoritmo que permite estimar a margem de estabilidade de tensão do sistema, considerando os limites de potência ativa e reativa dos geradores. Esta primeira etapa utiliza a metodologia de fluxo de potência continuado, utilizando a carga e a tensão como parâmetros de continuação. A segunda etapa apresenta uma análise de contingências rápida considerando contingências simples de linhas de transmissão, seguindo o critério N-1. Nesta segunda etapa, foi utilizado o método de *Look Ahead* Modificado. A terceira etapa é uma análise apurada das contingências mais críticas, identificadas na etapa dois, a fim de verificar a presença de bifurcações induzidas por limites. Nesta terceira etapa, também se utilizou a metodologia de fluxo de potência continuado. Na quarta etapa, são aplicados todos os controle disponíveis no sistema, como inserção de banco de capacitores e ajuste do TAP dos transformadores, a fim de verificar qual seria o impacto dessas ações de controle no limite de operação segura do sistema, utilizando o método de *Look Ahead* Modificado. Essas quatro etapas possibilitam uma análise da estabilidade de tensão do sistema em tempo real. Por fim, é proposta uma quinta etapa de análise de contingências *Offline*, sendo uma análise mais precisa de todas as contingências, utilizando a metodologia de fluxo de potência continuado. Os SEPs analisados nesta dissertação foram o sistema de cinco barras Stagg, o sistema de quatorze barras padrão do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) e o sistema de trinta barras padrão IEEE.

Palavras-chave: Estabilidade. Estabilidade de Tensão. Máximo Carregamento. Colapso de Tensão. Margem de Estabilidade. Fluxo de Potência Continuado. Limite de Operação Segura. Limite de Capacidade de Carga Pós-Contingência. *Look Ahead* Modificado.

ABSTRACT

JUSTI, Alyne Nogueira. **Methodology of Voltage Collapse Analysis in Real Time Considering Active and Reactive Power Limits of Generators**. 2017. 118f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2017.

Due to the high energy demand and the high complexity of today's interconnected Electrical Power Systems (SEPs), it is becoming increasingly important for the system operator to know the current state of the SEP. In addition, have the tools to predict situations that may compromise the smooth operation of the system. As a good operation, the continuity of the supply and adequate voltage profiles are correct, even after the occurrence of disturbances, which can be affected by the phenomenon of voltage instability (or voltage collapse). Therefore, the objective of this work is to develop a methodology for the analysis of voltage collapse in real time considering the limits of active and reactive power of generators, which aims to assist the system operator. This methodology is divided into five steps. The first one consists of an analysis of the base case of the considered SEPs, using an algorithm that allows estimating the voltage stability margin of the system considering the limits of active and reactive power of the generators. This first step uses the continuous power flow methodology, using load and voltage as continuation parameters. The second stage presents a fast contingency analysis considering simple contingencies of transmission lines, following the criterion N-1. In this second step, the Modified Look Ahead method was used. The third step is an accurate analysis of the most critical contingencies, identified in step two, in order to verify the presence of limits-induced bifurcations. In this third step, we also used the continuous power flow methodology. In the fourth step, all available system controls, such as capacitor bank insertion and TAP adjustment of the transformers, are applied in order to verify the impact of these control actions on the safe operation limit of the system, using the Look Ahead Modified. These four steps enable a real-time analysis of the voltage stability of the system. Finally, a fifth stage of analysis of Offline contingencies is proposed, and a more precise analysis of all the contingencies using the methodology of continuous power flow is proposed. The SEPs analyzed in this dissertation were the Stagg five-bar system, the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) standard fourteen bar system and the IEEE standard thirty-bar system.

Keywords: Stability. Stability of Voltage. Maximum Loading. Voltage Collapse. Margin of Stability. Continuous Power Flow. Safe Operation Limit. Post-Contingency Load Capacity Limit. Look Ahead Modified.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1– Representação da curva PV com ênfase no “nariz” da curva.....	15
Figura 2.1 – Classificação da estabilidade de um sistema de potência.....	19
Figura 2.2 – Sistema de duas barras.....	23
Figura 2.3 – Sistema de duas barras utilizado como exemplo	23
Figura 2.4 - Tensão, corrente e potência na carga para o sistema da Figura 2.3.....	25
Figura 2.5 – Relação PV para o sistema da Figura 2.3.....	26
Figura 2.6 – Curvas PV do sistema da Figura 2.3 para vários fatores de potência	27
Figura 2.7 – Curvas QV do sistema da Figura 2.3.....	28
Figura 2.8 – Pontos de equilíbrio: (a) nó estável, (b) nó instável, (c) sela-nó.....	30
Figura 2.9 – Bifurcação Sela-Nó	32
Figura 2.10 - Modelo π -equivalente de uma linha de transmissão	35
Figura 2.11 – Representação da simplificação QSS.....	41
Figura 2.12 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado utilizando a carga como parâmetro de continuação.....	43
Figura 2.13 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado utilizando a tensão como parâmetro de continuação	44
Figura 2.14 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado considerando a Técnica de Parametrização Local.....	47
Figura 2.15 – Determinação do Máximo Carregamento do Sistema Através do Método de <i>Look Ahead</i>	48
Figura 2.16 – Determinação do Máximo Carregamento do Sistema Através do Método de <i>Look Ahead</i> Modificado.....	51
Figura 2.17 – Princípio de pesquisa binária de um LOS.....	53
Figura 2.18 – Diagrama Fasorial de um gerador.....	58
Figura 2.19 – Curva de capacidade de um gerador	60
Figura 2.20 – Curva de capacidade de um gerador	61
Figura 2.21 – a) Curvas λV de uma barra PQ contemplando a perda de regulação do gerador sem BIL; b) Curvas λV de uma barra PQ contemplando a perda de regulação do gerador com BIL.....	62
Figura 2.22 – a) Curva λV de uma barra PV contemplando a perda de regulação do gerador após a obtenção do limite de potência reativa sem BIL; b) Curva λV de uma barra PV contemplando a perda de regulação do gerador após a obtenção do limite de potência reativa com BIL.....	63
Figura 3.1 – Algoritmo do Fluxo de Potência Continuado, utilizando a Carga e a Tensão como Parâmetro de Continuação.....	65
Figura 3.2 – Algoritmo do Fluxo de Potência Continuado, utilizando a Carga e a Tensão como Parâmetro de Continuação e Considerando Limite de Potência Ativa e Reativa.....	67
Figura 3.3 – Algoritmo <i>Look Ahead</i> Modificado	69
Figura 3.4 – Etapas da Metodologia Proposta.....	71
Figura 4.1 - Representação gráfica do sistema de cinco barras Stagg.....	72

Figura 4.2– Sistema 14 Barras, modelo IEEE.....	74
Figura 4.3 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 5 Barras, modelo IEEE.....	76
Figura 4.4 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 5 Barras, modelo Stagg, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #1.....	79
Figura 4.5 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 5 Barras, modelo Stagg, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #5.....	80
Figura 4.6 - Curvas λV da barra de carga mais sensível do sistema de 5 barras, considerando os geradores operando em seus limites máximos de potência reativa, com a contingência #1 e controles máximos aplicados.....	81
Figura 4.7 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE.....	83
Figura 4.8 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #2.....	87
Figura 4.9 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #3.....	88
Figura 4.10 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #15.....	88
Figura 4.11 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #15.....	89
Figura 4.12 - Curvas λV da barra de carga mais sensível do sistema de 14 barras considerando os geradores operando em seus limites máximos de potência reativa, com a contingência #1 e controles máximos aplicados.....	91
Figura 4.13 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE.....	93
Figura 4.14 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #2.....	98
Figura 4.15 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #4.....	99
Figura 4.16 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #5.....	100
Figura 4.17 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #6.....	101
Figura 4.18 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #7.....	102
Figura 4.19 – Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #8.....	103
Figura 4.20 – Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #16.....	104
Figura 4.21 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #40.....	105
Figura 4.22 - Curvas λV da barra de carga mais sensível do sistema de 30 barras, considerando os geradores operando em seus limites máximos de potência reativa, com a contingência #1 e controles máximos aplicados.....	107
Figura 6.1– Sistema 30 Barras, modelo IEEE.....	115

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS, SIMBOLOS E ACRÔNIMOS

P	Potência Ativa
PQ	Potência Ativa - Potência Reativa
PV	Potência Ativa – Tensão
λ	Parâmetro de carga
λV	Parâmetro de carga - Tensão
Q	Potência Reativa
QV	Potência Reativa – Tensão
SEP	Sistema Elétrico de Potência
V	Tensão
ΔP	Variação de Potência Ativa
ΔQ	Variação de Potência Reativa
P_{ger}	Potência Ativa Gerada
Q_{ger}	Potência Reativa Gerada
LOS	Limite de Operação Segura
LCCPC	Limite de Capacidade de Carga Pós-Contingência
BIL	Bifurcação Induzida por Limites
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Cargas
ONS	Operador Nacional do Sistema
CAG	Controle Automático de Geração
FPC	Fluxo de Potência Continuado
QSS	<i>Quase Steady-State</i>
BSN	Bifurcação Sela-Nó
PMC	Ponto de Máximo Carregamento
BH	Bifurcação de Hopf

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	PROBLEMA	15
1.2	OBJETIVOS E METAS	16
1.2.1	Objetivo Geral.....	16
1.2.2	Metas	16
1.3	JUSTIFICATIVA	16
1.4	METODOLOGIA.....	17
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
2.1	DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE EM UM SEP.....	19
2.1.1	Estabilidade do ângulo do rotor	20
2.1.2	Estabilidade de frequência.....	21
2.2	ESTABILIDADE DE TENSÃO	21
2.2.1	Caracterização do fenômeno de estabilidade de tensão	22
2.3	NOÇÕES MATEMÁTICAS ENVOLVIDAS NO FENÔMENO DE ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	29
2.3.1	Bifurcação Sela-nó	31
2.3.2	Bifurcação Poincaré-Andronov-Hopf	33
2.4	FLUXO DE POTÊNCIA	33
2.5	MÉTODOS DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	38
2.5.1	Métodos para Análise de Contingências	38
2.5.1.1	Fluxo de Potência Pós-Contingência.....	38
2.5.1.2	Fluxo de Potência Modificado	39
2.5.1.3	Simulação em Várias Escalas de Tempo	39
2.5.1.4	Simulação QSS a Médio ou Longo Prazo	40
2.5.2	Determinação do Limite de Capacidade de Carga.....	42
2.5.2.1	Método de Continuação, Utilizando a Carga como Parâmetro de Continuação 42	
2.5.2.2	Método de Continuação, Utilizando uma Tensão como Parâmetro de Continuação	44
2.5.2.3	Método de Continuação, Utilizando a Técnica de Parametrização Local com Estratégia de Previsão e Correção.....	46
2.5.2.4	Método Look Ahead.....	48
2.5.2.5	Método Look Ahead Modificado.....	50
2.5.2.6	Métodos de Otimização	51
2.5.3	Determinação dos Limites de Segurança.....	52
2.5.3.1	Pesquisa Binária	52
2.6	INCREMENTO DE CARGA E REDESPACHO DE GERAÇÃO	53
2.6.1	Fator de Participação de Carga e Geração.....	54

2.6.2	Redespacho de Geração e Incremento de Carga.....	54
2.7	CONTRAMEDIDAS.....	56
2.8	LIMITES DOS GERADORES SÍNCRONOS.....	57
2.8.1	Análise de Estabilidade de Tensão Considerando Limite de Reativo dos Geradores.....	61
2.8.2	Bifurcação Induzida por Limite de Reativo.....	62
2.8.3	Violação de Limite de Potência Ativa.....	63
3	METODOLOGIA DESENVOLVIDA.....	64
3.1	ALGORITMO 1: FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO, UTILIZANDO A CARGA E A TENSÃO COMO PARÂMETROS DE CONTINUAÇÃO.....	64
3.2	ALGORITMO 2: FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO UTILIZANDO A CARGA E A TENSÃO COMO PARÂMETROS DE CONTINUAÇÃO COM INSERÇÃO DE LIMITES DOS GERADORES.....	66
3.3	ALGORITMO 3: LOOK AHEAD MODIFICADO.....	68
3.4	METODOLOGIA DE ANÁLISE.....	69
4	SISTEMAS E RESULTADOS.....	72
4.1	SISTEMAS ELÉTRICOS CONSIDERADOS.....	72
4.2	RESULTADOS SISTEMA 5 BARRAS.....	76
4.2.1	Etapa 1 – Análise do Caso Base.....	76
4.2.2	Etapa 2 – Análise Rápida de Contingências de Linhas.....	77
4.2.3	Etapa 3 – Análise Apurada dos Casos mais Severos e Obtenção do índice LOS..	78
4.2.4	Etapa 4 – Análise da Influência das Ações de Controle no LOS.....	80
4.2.5	Etapa 5 - Análise de Contingências Offline.....	82
4.3	RESULTADOS SISTEMA 14 BARRAS.....	83
4.3.1	Etapa 1 – Análise do Caso Base.....	83
4.3.2	Etapa 2 – Análise Rápida de Contingências de Linhas.....	84
4.3.3	Etapa 3 – Análise Apurada dos Casos mais Severos e Obtenção do índice LOS..	86
4.3.4	Etapa 4 – Análise da Influência das Ações de Controle no LOS.....	89
4.3.5	Etapa 5 – Análise de Contingências Offline.....	91
4.4	RESULTADOS SISTEMA 30 BARRAS.....	93
4.4.1	Etapa 1 – Análise de Caso Base.....	93
4.4.2	Etapa 2 – Análise Rápida de Contingências de Linhas.....	94
4.4.3	Etapa 3 – Análise Apurada dos Casos mais Severos e Obtenção do índice LOS..	96
4.4.4	Etapa 4 – Análise da Influência das Ações de Controle no LOS.....	105
4.4.5	Etapa 5 – Análise de Contingências Offline.....	107
5	CONCLUSÃO.....	110
	REFERÊNCIAS.....	112
	APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 30 BARRAS MODELO IEEE.....	115

1 INTRODUÇÃO

O ramo do suprimento de energia elétrica traz consigo diversos desafios para garantir uma operação confiável e contínua aos sistemas elétricos de potência (SEPs). Esta complexidade vem aumentando devido ao grande número de interligações dos sistemas e ao aumento da demanda energética por parte dos consumidores (OLIVEIRA, 2009, p.1).

Segundo Anderson e Fouad (2003, p. 3), idealmente, as cargas deveriam ser alimentadas com frequência e tensão constantes durante todo o tempo. Na prática, procura-se manter as tensões e frequências dentro de limites aceitáveis, a fim de que os equipamentos dos consumidores possam operar de maneira adequada. Outro fator relacionado à qualidade do fornecimento de energia é a continuidade do serviço, fato que é agravado quanto se trata de SEPs altamente interligados, pois um blecaute tem o potencial de se estender às regiões vizinhas.

Por isso, é importante que análises em tempo real sejam realizadas. O tempo real está associado à atualização do estado operativo do sistema, dependendo do centro de controle e operação do sistema e do período de processamento das informações em seus analisadores de rede (DY-LIACCO, 2002).

Considerando que a operação deve ser contínua, Martins (2000, p.1) ressalta a importância dos engenheiros disporem de ferramentas, as quais permitam antever a ocorrência de situações que possam comprometer o bom funcionamento de um SEP. Entre estas situações, pode-se citar a instabilidade de tensão, fenômeno que representa um mecanismo de falha de um sistema.

De acordo com Kundur *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. Segundo Oliveira (2005, p. 1), Van Cutsem e Vounas (1998, p.5), quando a condição anterior não é satisfeita, verifica-se o fenômeno da instabilidade de tensão. Como consequência, observa-se a redução progressiva da tensão em uma ou mais barras do sistema, podendo estender-se para regiões vizinhas, resultado em um colapso parcial ou total do sistema se não forem tomadas medidas corretivas.

Os métodos de estudo de estabilidade de tensão podem ser subdivididos em estáticos ou dinâmicos (PILLCO, 2015, p.4). Martins (2000, p. 2) mostra 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 (PILLCO, 2015, p.4) (COLOBARI, 2017, p. 18). Pillco (2015, p.4), Kundur (2004) e Morison (1993, p.1164) fazem 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 e respostas mais rápidas.

Neste trabalho será estudado o fenômeno do colapso de tensão em decorrência do carregamento do sistema, através de uma análise estática, aplicando o método do Fluxo de Potência Continuado e o método de *Look Ahead* Modificado. O primeiro método consiste em realizar um novo cálculo de fluxo de potência a cada aumento gradual da carga. Deste modo, obtém-se a curva PV ou λV do sistema. O segundo método consiste em estimar a curva PV ou λV , considerando a característica quadrática desta curva e utilizando apenas três resoluções de fluxo de potência continuado.

A curva PV é a representação gráfica da variação da tensão em relação ao aumento de potência ativa demandada pelo sistema, conforme pode ser observado na figura 1.1. A curva λV é a curva PV parametrizada, uma vez que, λ é o parâmetro de carga, dado por:

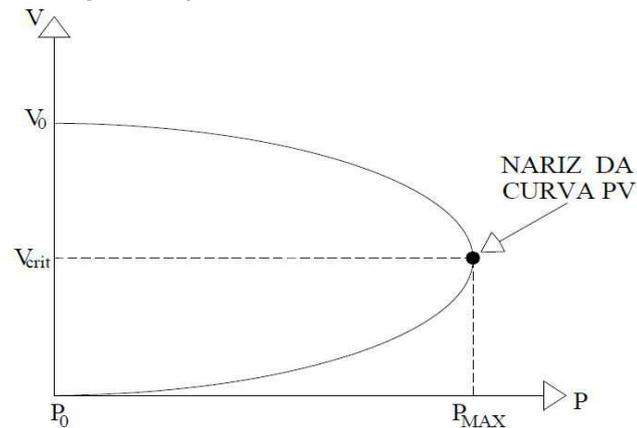
$$\lambda_i = \frac{P_i}{P_0}, \quad (1.1)$$

na qual P_i é a potência ativa demandada pelo i -ésimo ponto da curva PV e P_0 é a potência ativa inicial demandada pelo sistema. Deste modo, $\lambda_0 = 1$.

Para a operação dos sistemas elétricos, a parte superior da curva PV ou λV é a parte de maior interesse, pois representa os resultados em que o sistema permanece estável. De acordo com 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 1.1– Representação da curva PV com ênfase no “nariz” da curva



Fonte: Santos (2008, p.47).

O ponto de bifurcação, também conhecido como “nariz” da curva PV, representa o ponto de colapso de tensão, o qual foi anteriormente mencionado e que será analisado no decorrer desta dissertação.

1.1 PROBLEMA

Segundo Oliveira (2009, p.2), os sistemas de potência têm sido operados cada vez mais próximos de seus limites de carregamento, devido a limitações econômicas e ambientais. Por isso, 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 (PILLCO, 2015, p.1).

Desta forma, ressalta-se que a construção da curva PV ou λV de um sistema de potência permite conhecer o ponto de colapso de tensão (ponto de bifurcação da curva PV ou λV), 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 (VAN CUTSEM, 2000).

Já existem alguns *softwares* capazes de construir essas curvas, os quais são utilizados pelas concessionárias de energia, como é o caso do ANAREDE[®]. Porém, esses softwares são caros e não possibilitam que o usuário interfira no código, apenas irá permitir a entrada de

dados e retornará com as curvas prontas. Com a possibilidade de intervenção no código outros alunos poderão continuar e evoluir a pesquisa, contribuindo assim para o meio acadêmico.

1.2 OBJETIVOS E METAS

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia e algoritmo para análise de estabilidade de tensão considerando limites de potência ativa e reativa de geradores, que seja aplicável para análise de segurança em tempo real de sistemas elétricos de potência.

1.2.2 Metas

Para contemplar o objetivo geral, as seguintes metas foram traçadas:

- Estudar os conceitos de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência;
- Estudar o fenômeno do colapso de tensão;
- Implementar algoritmos computacionais para cálculo do fluxo de potência continuado e obtenção das curvas PVs ou λV s;
- Inserir limites de potência ativa e reativa dos geradores;
- Definir o ponto de máximo carregamento ou ponto de bifurcação da curva λV , o qual define o ponto de colapso de tensão;
- Efetuar análise de contingências de linhas de transmissão para verificar o comportamento dos SEPs estudados;
- Encontrar o Limite de Operação Segura (LOS) dos sistemas analisados;
- Aplicar contramedidas para melhorar a margem de estabilidade de tensão para as situações mais severas(LOS) analisadas.

1.3 JUSTIFICATIVA

A partir dos anos 80, devido ao declínio de investimentos na geração e transmissão de energia elétrica, os sistemas passaram a ficar estressados, operando cada vez mais

carregados e, conseqüentemente, próximos de seus limites de estabilidade de tensão (OLIVEIRA, 2009, p.2). Quando um sistema opera próximo de seus limites de estabilidade de tensão, uma perturbação relativamente pequena pode levar o sistema a um perfil de baixa tensão, capaz de ocasionar o colapso, resultando em um blecaute parcial ou total do sistema (OLIVEIRA, 2009, p.2).

Conseqüentemente, a previsão e prevenção do fenômeno de colapso de tensão tornaram-se uma das maiores preocupações em termos de segurança dos sistemas elétricos de potência, motivando o desenvolvimento de algoritmos e metodologias computacionais capazes de efetuar a análise de estabilidade de tensão em tempo real, com uma precisão adequada (VAN CUTSEM e VOURNAS, 1998).

Esta dissertação disponibiliza uma ferramenta computacional capaz de construir as curvas λV de sistemas de potência, a fim de possibilitar análises referentes ao colapso de tensão. Esta ferramenta será simples, rápida e com precisão confiável para análise de segurança em tempo real.

1.4 METODOLOGIA

Este trabalho trata-se de uma pesquisa descritiva e experimental, cuja primeira etapa destina-se ao entendimento dos temas abordados ao longo desta dissertação. Esta compreensão foi alcançada por meio de abrangente pesquisa bibliográfica sobre estabilidade, colapso de tensão, métodos de análise de estabilidade de tensão e possíveis contramedidas para solucionar o problema do colapso de tensão.

Em seguida, foi aplicado o método do fluxo de potência continuado, considerando limites de potência ativa e reativa para uma modelagem estática de um SEP. Para isso, foram desenvolvidos e implementados vários algoritmos para análise de estabilidade de tensão, com auxílio do programa MATLAB[®]. Tais algoritmos têm como base o método de Newton-Raphson para resolver os sistemas algébricos não-lineares decorrentes da modelagem do sistema elétrico.

Nesta etapa, foi construída a curva λV dos sistemas estudados, utilizando a seguinte estratégia para a continuação do fluxo de potência: Na região de operação estável da curva λV , foram realizados acréscimos de potências ativa ΔP e reativa ΔQ e durante a região instável da curva λV , foram realizados decréscimos de tensão.

Analisando as curvas λV_s , foi possível encontrar o ponto de colapso de tensão do sistema, o qual corresponde ao limiar entre as soluções estáveis e instáveis do sistema em questão. Este ponto também define a situação de máximo carregamento.

Na sequência, foi utilizado o método de *Look Ahead* Modificado, que será explorado nas seções seguintes, o qual possibilita a construção das curvas λV_s de uma maneira mais rápida que a anterior, para a análise de contingências. Deste modo, foram aplicadas contingências ao sistema a fim de verificar os LCCPCs (Limites de Capacidade de Carga Pós-Contingência) e o LOS (Limite de Operação Segura) dos sistemas.

Após análise de contingências, foi realizada uma simulação utilizando os controles de reativos disponíveis, a fim de verificar qual a contribuição dessas contramedidas para o aumento da margem de estabilidade de tensão e conseqüentemente para o LOS do sistema.

Por fim, a etapa de documentação concluiu o projeto, reunindo todas as informações pertinentes levantadas durante as etapas prévias. Foram documentados os resultados obtidos, tanto da pesquisa quanto da aplicação dos métodos e análises.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O primeiro capítulo deste trabalho contém uma introdução ao tema, problema de pesquisa, objetivos deste trabalho, justificativa e metodologia aplicada. No segundo capítulo, está presente uma revisão bibliográfica e fundamentação teórica sobre estabilidade de tensão, colapso de tensão, modelagem matemática do problema, métodos de análise, contramedidas para o problema e limites de operação dos geradores que influenciam na estabilidade de tensão do sistema.

No terceiro capítulo, são apresentados os algoritmos desenvolvidos no programa MATLAB[®] e os sistemas elétricos analisados. Desse modo, são apresentados os fluxogramas do método de Fluxo de Potência Continuado utilizando a carga e a tensão como parâmetros de continuação sem considerar os limites dos geradores e considerando os limites dos geradores e o fluxograma do método de *Look Ahead* Modificado.

Já o quarto capítulo apresenta a metodologia de análise de estabilidade de tensão em tempo real proposta neste trabalho, que faz uso dos algoritmos implementados no capítulo 3. Os resultados e discussões sobre a metodologia proposta também constam nesse capítulo. O quinto capítulo contém as considerações finais e conclusões.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é aprestada a definição e classificação de um SEP, com foco na estabilidade de tensão. Em seguida são mostradas as noções matemáticas envolvidas no fenômeno de estabilidade de tensão. Na sequência, são apresentados os métodos os principais métodos de análise de estabilidade de tensão, possíveis contramedidas para evitar este fenômeno e, por fim, são apresentados os limites de potência ativa e reativa, os quais influenciam o comportamento da tensão de um sistema elétrico.

2.1 DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE EM UM SEP

De acordo com Kundur *et al.* (2004), a estabilidade de um sistema de potência é a capacidade desse sistema em retomar suas condições de equilíbrio estável após ser submetido a um distúrbio físico.

Diferentemente de outros sistemas físicos, a instabilidade em um SEP pode ser manifestada de diferentes maneiras, dependendo da sua configuração, modo de operação e tipos de perturbações a que é submetido. A Figura 2.1 mostra esquematicamente a classificação mais usual dos tipos de instabilidade passíveis de ocorrência em um SEP.

Figura 2.1 – Classificação da estabilidade de um sistema de potência



Fonte: Kundur *et al.* (2004).

Desta maneira, a estabilidade de um SEP pode ser subdividida em:

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

O curto prazo envolve equipamentos de dinâmicas rápidas, por isso o período a ser analisado é na ordem de alguns segundos. Já o longo prazo envolve equipamentos de dinâmicas lentas. Neste caso, o período de análise será da ordem de vários minutos (KUNDUR *et al.*, 2004).

Esses tópicos serão melhores detalhados a seguir, sendo que o último deles será explanado na seção 2.2, por se tratar do tema central desta dissertação.

2.1.1 Estabilidade do ângulo do rotor

A estabilidade do ângulo do rotor refere-se à capacidade das máquinas síncronas conectadas a um SEP de manter o sincronismo mesmo após sofrer uma perturbação (KUNDUR *et al.*, 2004).

Para interligar duas ou mais máquinas síncronas, é necessário que as correntes e tensões dos estatores de todas as máquinas tenham a mesma frequência. E, ainda, como característica das máquinas síncronas, é preciso que a velocidade mecânica angular dos rotores esteja sincronizada com esta frequência (KUNDUR, 1994, p.22).

Para isso, procura-se 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 mantenha o sincronismo entre si e os outros (KUNDUR, 1994, p.22).

Caso uma perturbação afete esse equilíbrio, causará a aceleração ou desaceleração do rotor de uma das máquinas, modificando o seu ângulo de potência. Para suprir a diferença neste ângulo, parte da carga de um gerador é transferida para o outro, buscando diminuir a discrepância das velocidades angulares, a fim de estabelecer um novo ponto de equilíbrio (KUNDUR, 1994, p.22).

Conforme mostrado anteriormente na Figura 2.1, a estabilidade do ângulo do rotor pode ser dividida em: estabilidade a pequenas perturbações de ângulo e estabilidade a grandes perturbações de ângulo ou estabilidade transitória.

A primeira está relacionada apenas aos parâmetros do sistema e ao ponto de operação, pois a perturbação é considerada arbitrária e infinitesimal (KUNDUR *et al.*, 2004).

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

2.1.2 Estabilidade de frequência

A estabilidade de frequência é a capacidade do sistema em manter uma frequência constante após ser submetido a um stress, proveniente de um desequilíbrio entre geração e a carga demandada (KUNDUR *et al.*, 2004).

Se essa perturbação representar um excesso de carga, a frequência do sistema diminuirá e as máquinas serão desaceleradas. Já no caso de excesso de geração, ocorre o contrário: a frequência do sistema aumentará e as máquinas serão aceleradas.

Porém, é possível perceber que quanto maior for a inércia do sistema ou de um subsistema, menos sensível ele será a oscilações instantâneas de frequência. Em sistemas de pequeno porte, o problema de estabilidade de frequência torna-se mais significativo, pois possuem baixa inércia e conseqüentemente são altamente sensíveis a oscilações de frequência.

Além do desequilíbrio entre potências geradas e demandadas, a estabilidade de frequência está associada a vários fatores: inadequações nas respostas de equipamentos do Controle Automático de Geração (CAG); proteção e coordenação ruim entre equipamentos; reserva insuficiente de geração (KUNDUR *et al.*, 2004).

2.2 ESTABILIDADE DE TENSÃO

Estabilidade de tensão é a habilidade de um sistema em manter tensões constantes em seus barramentos após sofrer um distúrbio, partindo de uma condição inicial de operação (KUNDUR *et al.*, 2004).

Um sistema entra em um estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio - um aumento de carga ou mudanças nas condições do sistema - causa uma progressiva e incontrolável queda de tensão (KUNDUR, 1994, p. 27). Ainda segundo Carson Taylor (1994), Van Cutsem e Vournas (1998), a principal causa de instabilidade de tensão é incapacidade do sistema de atender a demanda de potência reativa.

O termo colapso de tensão é frequentemente utilizado, este é desencadeado após uma sequência de eventos de instabilidade, os quais levam o sistema a níveis muito baixos de

tensão, fazendo com que o sistema não seja capaz de suprir a demanda de potência, ocasionando um *blackout* em uma significativa parte do sistema elétrico de potência (KUNDUR *et al.*, 2004).

A estabilidade de tensão pode ser dividida em subgrupos, classificados em função da dimensão das perturbações e em função do período de tempo no qual a análise de estabilidade é realizada (KUNDUR *et al.*, 2004).

As grandes perturbações são definidas por Machowski; Bialek; Bumby (2008, p. 5) como sendo faltas no sistema, perdas de geradores e outras contingências severas nos circuitos. Segundo (KUNDUR *et al.*, 2004), a estabilidade a pequenas perturbações refere-se à capacidade do sistema em manter as tensões quando exposto a pequenas contingências, as quais são caracterizadas principalmente por mudanças nas cargas e controles do sistema. Por isso, nestas condições, com intuito de reduzir o esforço computacional, é aceitável a modelagem simplificada e a linearização de equações.

A estabilidade de tensão de curta duração envolve componentes de atuação rápida, como motores de indução. Por isso, seu período de interesse para análise vai de 0 a 10 segundos, demandando uma modelagem dinâmica do sistema (KUNDUR, 1994, p. 34).

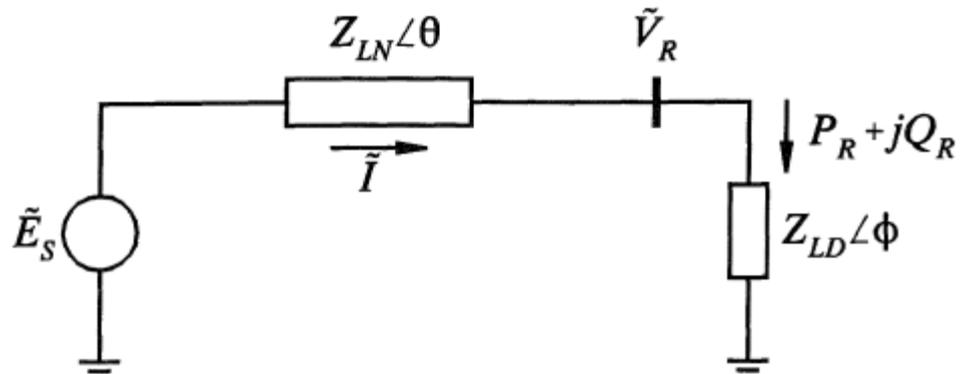
Já a estabilidade de tensão de longa duração está relacionada a equipamentos de atuação lenta, como limitadores de corrente em geradores e mudança de TAP de transformadores. Nestes casos, a estabilidade é resultado da resposta dos equipamentos e não consequência direta do distúrbio. Desta maneira, o período de estudo pode se estender até vários minutos (KUNDUR *et al.*, 2004).

Nesta dissertação, será abordada principalmente a estabilidade de tensão de longa duração relativa a pequenas perturbações, desta maneira justifica-se a análise estática.

2.2.1 Caracterização do fenômeno de estabilidade de tensão

A fim de ilustrar o problema da instabilidade de tensão, será reproduzida a análise exposta por Kundur (1994, p. 28), na qual se utiliza o sistema de duas barras da Figura 2.2, composto de uma fonte de tensão constante E_s , fornecendo potência a uma carga Z_{LD} , de impedância constante, por meio de uma linha de impedância Z_{LN} .

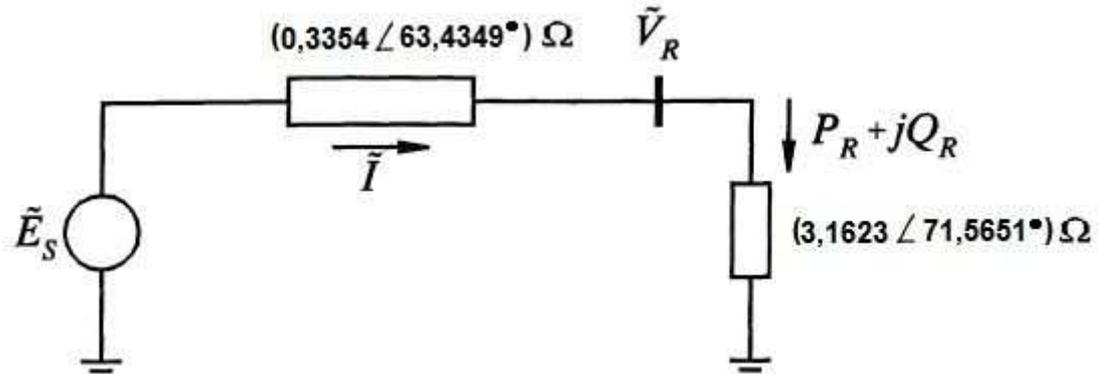
Figura 2.2 – Sistema de duas barras



Fonte: Kundur (2004).

A fim de ilustrar melhor o problema e possibilitar a construção das curvas mostradas nas Figuras 2.4 a 2.7, foram adotados os valores mostrados na Figura 2.3 para as impedâncias complexas \overrightarrow{Z}_{LD} e \overrightarrow{Z}_{LN} , conforme Fogaça; Justi; Mazza (2014, p.23).

Figura 2.3 – Sistema de duas barras utilizado como exemplo



Fonte: Fogaça, Justi e Mazza (2014, p. 23).

A magnitude da corrente na linha é dada por:

$$I = \frac{E_s}{\sqrt{(Z_{LN} \cos \theta + Z_{LD} \cos \phi)^2 + (Z_{LN} \sin \theta + Z_{LD} \sin \phi)^2}}, \quad (2.1)$$

o que pode ser expresso como:

$$I = \frac{E_s}{\sqrt{F}Z_{LN}}, \quad (2.2)$$

sendo F:

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2\left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cdot \cos(\theta - \phi) \quad (2.3)$$

A partir das equações anteriores, a tensão na carga será:

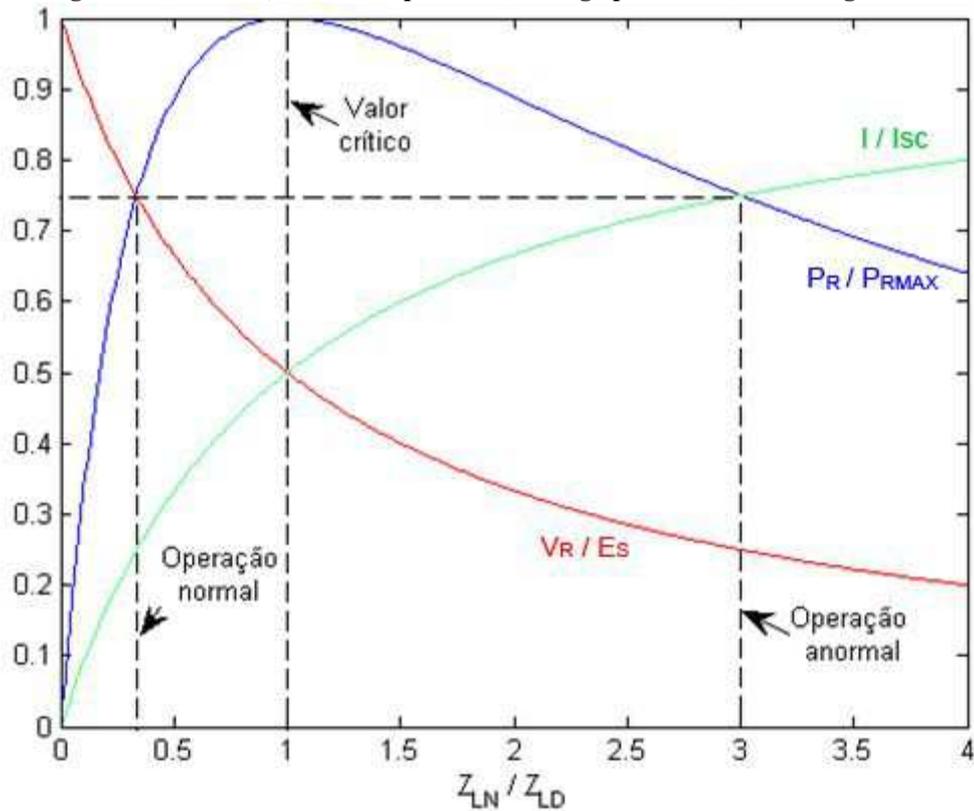
$$V_R = Z_{LD}I = \frac{E_s Z_{LD}}{\sqrt{F}Z_{LN}}. \quad (2.4)$$

Já a potência ativa na carga é dada por:

$$P_R = V_R I \cos \phi = \frac{Z_{LD}}{F} \left(\frac{E_s}{Z_{LN}}\right)^2 \cos \phi. \quad (2.5)$$

Na Figura 2.4, são apresentadas as curvas da corrente (verde), tensão (vermelho) e potência (azul) entregues à carga, considerando o sistema mostrado na Figura 2.3, cujo fator de potência da carga considerado foi de $FP_{LD} = 0,3162$ 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 2.4 - Tensão, corrente e potência na carga para o sistema da Figura 2.3



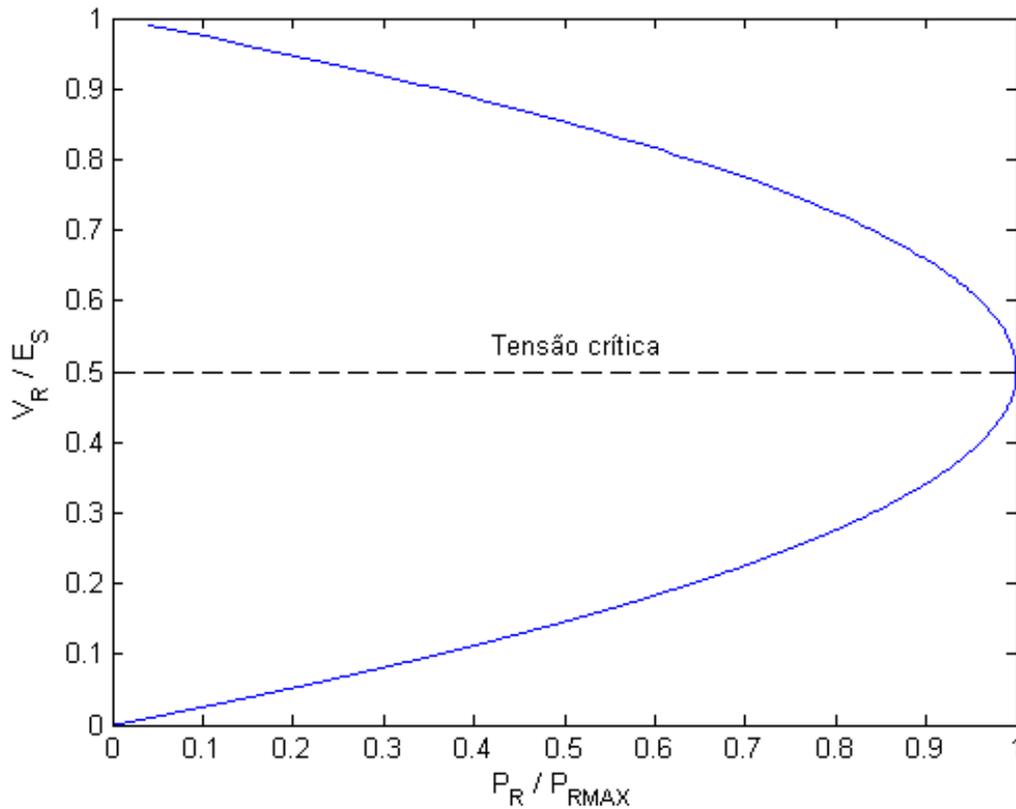
Fonte: Fogaça; Justí; Mazza (2014, p. 24).

Observando a Figura 2.4 e tomando como base o teorema da máxima transferência de potência, tem-se que a potência transferida atinge seu máximo (P_{RMAX}) quando a impedância da linha (Z_{LN}) e a impedância da carga (Z_{LD}) tem uma relação unitária, ou seja, a queda de tensão na linha é igual a tensão na carga.

De acordo com a Figura 2.4, diminuindo-se gradualmente a impedância da carga, tem-se um aumento da corrente I e queda da tensão V_R . Inicialmente, antes de atingir o ponto de máxima transferência de potência, o aumento de I supera a queda de V_R , ocasionando aumento da potência transferida P_R . Entretanto, quando a relação Z_{LN}/Z_{LD} ultrapassa o valor unitário a queda de tensão é mais significativa que o aumento na corrente; desta maneira, P_R reduz. Com isso, é possível entender a afirmação de Kundur (1994, p. 29), a qual propõe que o ponto de máxima transferência de potência é o limite crítico de uma operação satisfatória do sistema elétrico.

Verificando a relação entre a potência ativa e a tensão, considerando o sistema da Figura 2.3 e as mesmas condições de fator de potência (FP) anteriores, encontra-se a curva da Figura 2.5.

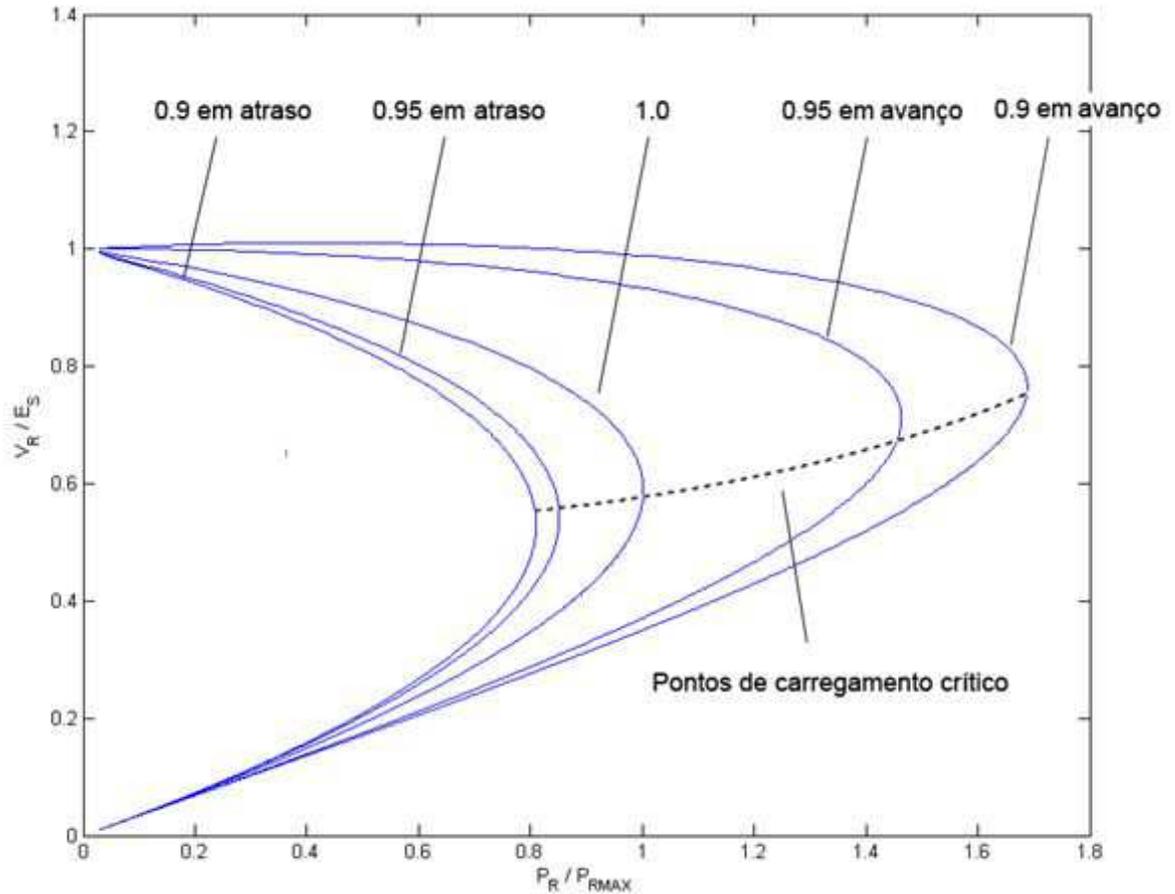
Figura 2.5 – Relação PV para o sistema da Figura2.3



Fonte: Fogaça, Justi e Mazza (2014, p. 25).

Segundo Kundur (1994, p.31), a estabilidade de tensão depende da relação entre P, Q e V, por isso as maneiras mais utilizadas para mostrar estas relações são as curvas PV e PQ. Conseqüentemente, o fator de potência da carga influencia sobre o estado do sistema, como pode ser observado nas equações (2.1) e (2.5) e através da análise feita a seguir.

Figura 2.6 – Curvas PV do sistema da Figura 2.3 para vários fatores de potência

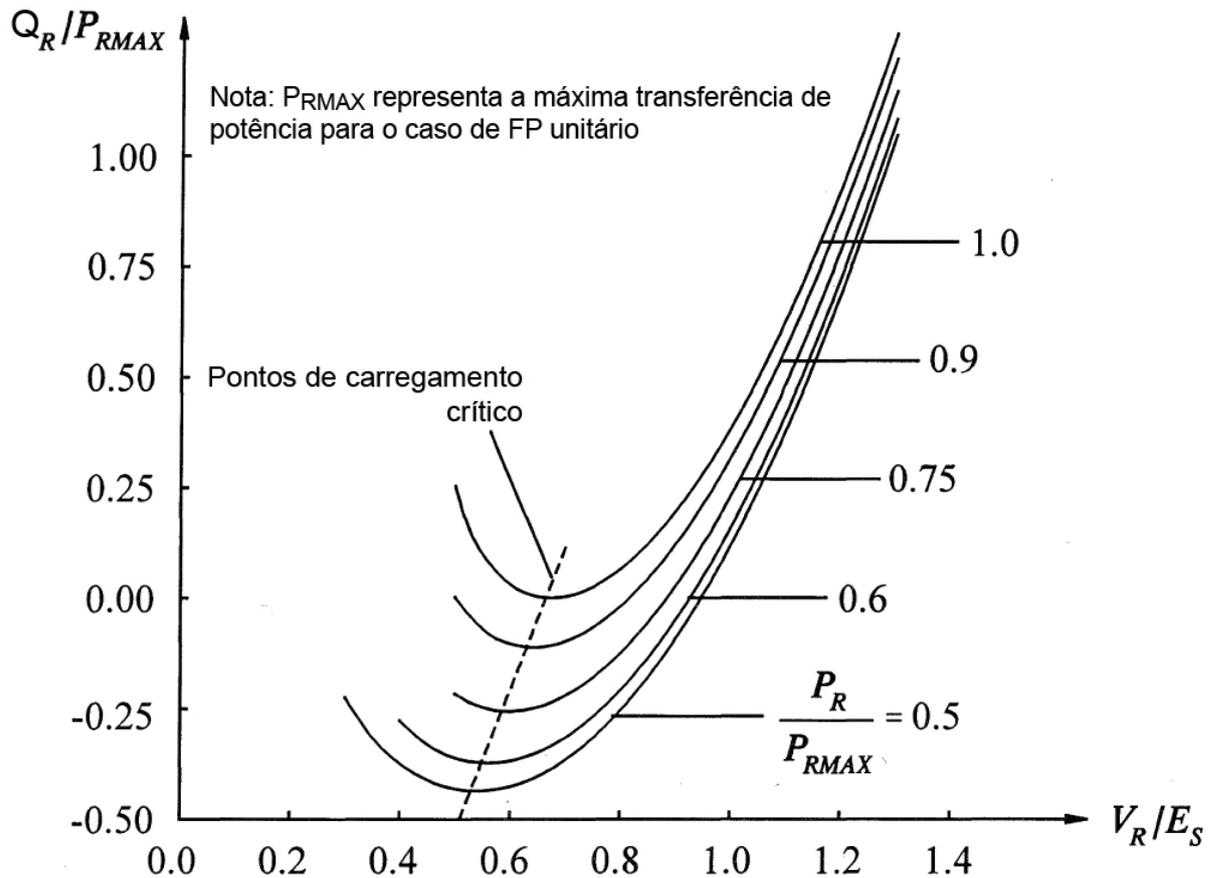


Fonte: Kundur (1994, p.31, traduzido).

Variando o fator de potência do sistema da Figura 2.3, encontram-se as curvas mostradas na Figura 2.6. A linha pontilhada representa o deslocamento dos pontos de operação críticos. Em condições normais de operação, apenas os pontos acima do ponto crítico são considerados estáveis. Assim, é possível concluir que uma mudança nas características da carga pode levar um sistema inicialmente estável a condições de instabilidade.

Na Figura 2.7, é evidenciada a influência da demanda por potência reativa, na qual está representada uma família de curvas QV para o sistema da Figura 2.3, considerando a potência ativa demandada pela carga (P_R) fixa. De acordo com Kundur (1994, 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 2.7 – Curvas QV do sistema da Figura 2.3



Fonte: Kundur (2004, p.31, traduzido).

Como citado anteriormente, Kundur (1994, p.28) utilizou neste exemplo a carga como uma impedância constante. Desta maneira, o problema torna-se mais didático, facilitando a construção das curvas PV de sistemas simples como o de duas barras apresentado anteriormente.

Porém, normalmente, as cargas 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. Além disso, essa complexidade aumenta quando se considera sistemas interligados de grande porte, com maior número de barras, difícil previsão de cargas futuras e quando os limites dos equipamentos passam a ser considerados.

Na próxima seção serão abordadas noções matemáticas, as quais estão por trás do fenômeno de instabilidade de tensão.

2.3 NOÇÕES MATEMÁTICAS ENVOLVIDAS NO FENÔMENO DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

Com o objetivo de analisar a estabilidade de um SEP, é necessário estabelecer uma modelagem matemática para este sistema. Como a maioria dos sistemas dinâmicos, um SEP pode ser representado por meio de um conjunto de equações diferenciais ordinárias (EDOs), conforme a equação 2.6:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}), \quad (2.6)$$

na qual, \mathbf{x} é um vetor de dimensão $n \times 1$ e cada f_i (com i variando de 1 a n) é uma função não linear de todos os x_i . O vetor \mathbf{x} é chamado de vetor de estado, pois é formado por n variáveis de estado, as quais definem um ponto no espaço (VAN CUTSEN; VOURNAS, 1998, p. 138).

A fim de determinar os pontos de equilíbrio da equação 2.6, deve-se encontrar a solução \mathbf{x}^* das equações algébricas 2.7.

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}. \quad (2.7)$$

Um ponto de equilíbrio \mathbf{x}^* é dito estável quando todas as soluções com condições iniciais próximas também permanecem próximas a \mathbf{x}^* para qualquer valor de tempo.

Para um sistema linear de EDOs do tipo:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{J}\mathbf{x}, \quad (2.8)$$

sabe-se que possuem somente um ponto de equilíbrio e sua estabilidade é determinada pelos autovalores da matriz \mathbf{J} . Se todos os autovalores tiverem suas partes reais negativas, o equilíbrio será assintoticamente estável. Entretanto, se pelo menos um autovalor tiver sua parte real positiva, o ponto de equilíbrio será instável.

Diferentemente dos sistemas lineares, para sistemas não lineares a análise de equilíbrio é um pouco mais complexa, uma vez que estes podem possuir um número variado de pontos de equilíbrio ou até não possuírem nenhum. Além disso, para estes sistemas, a existência de um ponto de equilíbrio estável não é suficiente para se garantir a estabilidade do sistema (VAN CUTSEN; VOURNAS, 1998, p. 141).

Deste modo, a determinação da estabilidade de um sistema não linear pode ser obtida através da sua linearização ao redor de um ponto de equilíbrio \mathbf{x}^* , conforme a equação (2.9).

$$\Delta x = x - x^* \quad (2.9)$$

Assim, expandindo f em série de Taylor e mantendo apenas o termo de primeira ordem, encontra-se:

$$\Delta \dot{x} = J \Delta x, \quad (2.10)$$

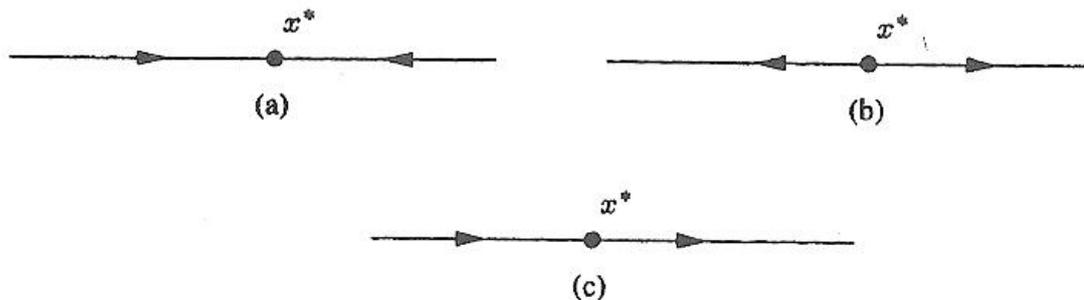
sendo J a matriz de estado do sistema, também chamada de matriz Jacobiana, cujos componentes são calculados da seguinte maneira:

$$J = \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x=x^*} = f_x(x^*), \quad (2.11)$$

A partir desta linearização, é possível chegar às mesmas conclusões sobre estabilidade anteriormente citadas para os sistemas lineares: se todos os autovalores da matriz Jacobiana tiverem suas partes reais negativas, o ponto de equilíbrio será localmente assintoticamente estável; se pelo menos um autovalor tiver sua parte real positiva, o ponto de equilíbrio é instável.

Além dos dois tipos de equilíbrio citados anteriormente (assintoticamente estável e instável), ainda existem outros tipos de pontos de equilíbrio para sistemas não lineares. Neste trabalho, um tipo especial de ponto de equilíbrio que será explorado é o chamado “sela-nó”. Este ponto de equilíbrio é caracterizado por sua matriz Jacobiana possuir um autovalor igual a zero. O ponto de equilíbrio sela-nó pode ser caracterizado por ter um comportamento que converge para determinados valores iniciais e que diverge para outros valores iniciais subsequentes, conforme pode ser observado na Figura 2.8 (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998, p. 143).

Figura 2.8 – Pontos de equilíbrio: (a) nó estável, (b) nó instável, (c) sela-nó.



Fonte: Van Cutsem; Vournas (1998, p.143).

A Figura 2.8 mostra três trajetórias distintas para três sistemas de primeira ordem, sendo que o ponto de equilíbrio da Figura 2.8 (a) é estável (assintoticamente), o da Figura 2.8 (b) é instável e o da Figura 2.8 (c) é um ponto sela-nó.

Neste ponto é possível introduzir o conceito de bifurcação, a qual ocorre quando a matriz de estado do sistema é singular. Segundo Van Cutsem e Vournas (1998, p.154), uma bifurcação ocorre quando diferentes trajetórias de pontos de equilíbrio se interceptam, ocasionando uma mudança repentina na resposta do sistema. De outro modo, pode-se dizer que uma bifurcação ocorre quando existe uma alteração súbita na característica qualitativa dos pontos de equilíbrio do sistema a partir da modificação de um determinado parâmetro desse sistema.

A seguir serão apresentados dois tipos de bifurcações, as quais podem ser encontradas na resolução de famílias de EDOs de parâmetro único e que são fundamentais aos estudos de Estabilidade ou Colapso de tensão. Estas são: Bifurcação Sela-nó e Bifurcação Poincaré-Andronov-Hopf.

2.3.1 Bifurcação Sela-nó

Considerando uma família de EDOs de parâmetro único (λ):

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \lambda), \quad (2.12)$$

cuja condição de equilíbrio é dada por:

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

A bifurcação sela-nó (BSN), como seu nome sugere, ocorre em um ponto de equilíbrio sela-nó definido anteriormente. Para a ocorrência de uma BSN, as características do ponto sela-nó são necessárias para caracterizar uma bifurcação, porém não são suficientes. Segundo Van Cutsen e Vournas (1998, p.156), as características suficientes para determinar uma bifurcação sela-nó são:

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^*, \lambda) = \mathbf{0} \quad (2.14)$$

$$\frac{\partial \mathbf{f}}{\partial \mathbf{x}} = \mathbf{0} \quad (2.15)$$

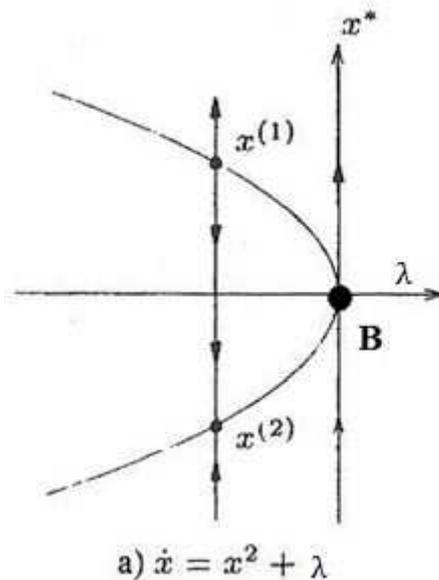
$$\frac{\partial f}{\partial \lambda} \neq 0 \quad (2.16)$$

$$\frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \neq 0 \quad (2.17)$$

As duas primeiras condições são equivalentes ao ponto de equilíbrio sela-nó. A primeira (2.14) refere-se à condição de equilíbrio inicial. A segunda (2.15) garante a singularidade da matriz Jacobiana. A terceira (2.16) indica que os múltiplos pontos de equilíbrio interceptam a linha $x=x_0^*$ transversalmente. Por fim, a quarta (2.17) implica que os pontos de equilíbrio permaneçam localizados em apenas um lado da linha $\lambda=\lambda_0$. Sendo, λ_0 e x_0^* as coordenadas do ponto em que ocorre a bifurcação sela-nó.

A Figura 2.9, ilustra uma bifurcação sela-nó, representada pelo ponto B.

Figura 2.9 – Bifurcação Sela-Nó



Fonte: Van Cutsem; Vournas (1998, p.157, adaptado).

No exemplo da Figura 2.9, o ponto de equilíbrio $x^{(1)}$ é instável e o ponto de equilíbrio $x^{(2)}$ é estável para o mesmo valor do parâmetro λ . A medida que varia-se o parâmetro λ até o ponto B, tem-se o mesmo comportamento qualitativo dos pontos de equilíbrio. Porém, quando λ assume o valor indicado no ponto B, os dois pontos de equilíbrio se anulam justamente em um ponto de equilíbrio sela-nó (ponto B). Além disso, para valores de λ a direita do ponto B, o sistema não apresenta ponto de equilíbrio.

2.3.2 Bifurcação Poincaré-Andronov-Hopf.

A instabilidade associada a sistemas não lineares, a qual ocorre quando há o surgimento de instabilidade oscilatória é conhecida como Bifurcação Poincaré-Andronov-Hopf, ou somente Bifurcação Hopf (BH). Mais precisamente, ocorre quando dois autovalores complexos conjugados da matriz Jacobiana cruzam o eixo imaginário (VAN CUTSEM, 2000).

Existem dois tipos de Bifurcação de Hopf. A primeira é conhecida como **subcrítica**, ocorre quando um ciclo limite instável encontra-se com um ponto de equilíbrio estável para um dado valor de λ . Com a variação de λ , após a bifurcação, os pontos de equilíbrio tornam-se instáveis originando oscilações crescentes.

A segunda bifurcação, **supercrítica**, origina-se, para um dado valor de λ , de um ponto de equilíbrio estável. No ponto de bifurcação, surge um ciclo limite estável e com a variação de λ , os pontos de equilíbrio tornam-se instáveis. Entretanto, as trajetórias associadas aos pontos de equilíbrio instáveis tendem ao ciclo limite estável originado na bifurcação, o que é inaceitável em termos de sistemas elétricos.

A condição necessária para a ocorrência da BH é a existência de um equilíbrio com autovalores puramente imaginários. Essa condição é mais difícil de acontecer quando comparada com a condição de existir autovalores iguais a zero como é o caso da BSN (VAN CUTSEM, 1998, p. 159).

É importante salientar neste ponto, que o tipo de bifurcação em pauta deste trabalho será a sela-nó. Mais detalhes sobre a bifurcação de Hopf em sistemas elétricos podem ser obtidos nos seguintes trabalhos: Oliveira (2009), Carson Taylor (1994) e Van Cutsem e Vournas (1998).

Em seguida, será apresentado brevemente o equacionamento do fluxo de potência que servirá de base para o entendimento dos métodos de análises apresentados posteriormente.

2.4 FLUXO DE POTÊNCIA

Segundo Monticelli (1983, p.1), o cálculo do fluxo de potência em uma rede de energia elétrica segue uma modelagem estática do sistema, determinando, principalmente, o

estado da rede e a sua distribuição de fluxos. Por isso, é utilizado quando é possível desprezar os transitórios do sistema, ou seja, quando a variação com o tempo é muito lenta.

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

São associadas a cada barra as seguintes variáveis, de acordo com a Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Características dos tipos de barras de uma SEP

Tipo de barra	Dados conhecidos	Incógnitas	Características
PQ	P_k e Q_k	V_k e θ_k	Barra de carga
PV	P_k e V_k	θ_k e Q_k	Barra de geração
θV (referência, slack)	V_k e θ_k	P_k e Q_k	Barra de geração com grande capacidade

Fonte: Autoria Própria.

Onde,

V_k – magnitude da tensão nodal (barra k);

θ_k – ângulo da tensão nodal;

P_k – geração líquida de potência ativa;

Q_k – geração líquida de potência reativa (MONTICELLI, 1983, p.2).

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

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.18)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.19)$$

Nas quais:

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

Ω_k – conjunto de barras vizinhas à barra k;

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

θ_k, θ_m – ângulos das tensões das barras terminais dos ramos k – m;

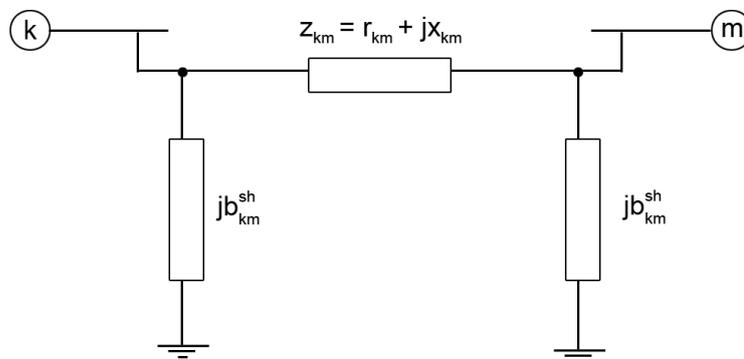
P_{km} – fluxo de potência ativa no ramo k – m;

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.

Estas equações podem ser escritas de acordo com os parâmetros das linhas de transmissão. Para o modelo o π -equivalente de uma linha de transmissão, ilustrado na Figura 2.10, tem-se 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 2.10 - Modelo π -equivalente de uma linha de transmissão



Fonte: Autoria própria.

A impedância série desse modelo equivalente é expressa por:

$$Z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (2.20)$$

Já a admitância série se dá por:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.21)$$

No caso da rede ser composta por mais barras, torna-se viável representar a rede de transmissão através da matriz de admitância nodal, com uma linha e uma coluna para cada barra do sistema, deste modo, 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 são chamados de elementos próprios e compõem a diagonal principal da matriz. Já os ij -ésimos são chamados de

elementos mútuos e são formados pelo negativo da admitância que liga a barra i à barra j , compondo os elementos que estão fora da diagonal principal da matriz.

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

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k \quad (2.22)$$

Analogamente, I_{mk} pode ser calculada por:

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_k) + jb_{km}^{sh} E_m \quad (2.23)$$

Desta maneira, verifica-se que o fluxo de potência complexa pode ser expresso por (MONTICELLI, 1983, p.10):

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} = y_{km} V_k e^{-j\theta_k} (V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + jb_{km}^{sh} V_k^2 \quad (2.24)$$

Os fluxos P_{km} e Q_{km} são encontrados, separando as partes reais e imaginárias da equação (18), como mostrado a seguir:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin\theta_{km} \quad (2.25)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin\theta_{km} \quad (2.26)$$

Analogamente, P_{mk} e Q_{mk} serão:

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin\theta_{km} \quad (2.27)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos\theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin\theta_{km} \quad (2.28)$$

A partir destas equações básicas do fluxo de potência, utilizam-se métodos iterativos para a resolução do sistema de equações não lineares (Monticelli, 1983, p.75). Vários métodos podem ser utilizados, porém o método considerado neste trabalho será o método de Newton Raphson.

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

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}) = 0 \quad (2.29)$$

Assim, pretende-se encontrar o valor do vetor \mathbf{x} para o qual a função vetorial $\mathbf{f}(\mathbf{x})$ 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 $\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(v)})$;
3. testar a convergência: se $|\mathbf{f}(\mathbf{x}^{(v)})| \leq \varepsilon$ (sendo ε 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} ;

$$\Delta \mathbf{x}^v = -J[\mathbf{x}^v]^{-1} \mathbf{f}(\mathbf{x}^{(v)}) \quad (2.30)$$

$$\mathbf{x}^{v+1} = \mathbf{x}^v + \Delta \mathbf{x}^v \quad (2.31)$$

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

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

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}^v) = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}_k \\ \Delta \mathbf{Q}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^{esp}_k - \mathbf{P}_k(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) \\ \mathbf{Q}^{esp}_k - \mathbf{Q}_k(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta \mathbf{P}_k}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \Delta \mathbf{P}_k}{\partial \mathbf{V}} \\ \frac{\partial \Delta \mathbf{Q}_k}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \frac{\partial \Delta \mathbf{Q}_k}{\partial \mathbf{V}} \end{bmatrix} \quad (2.34)$$

Caso o sistema esteja próximo do colapso de tensão a matriz Jacobiana $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ estará próxima da singularidade. Por isso, o método de solução do sistema linear não convergirá e não teremos um resultado de fluxo de potência para esta situação.

2.5 MÉTODOS DE ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

Nesta seção serão apresentados alguns métodos utilizados para a análise de estabilidade de tensão, os quais auxiliam no planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência. Esses métodos foram divididos em três categorias: Métodos para análise de contingências; Métodos para determinação do limite de capacidade de carga e Métodos para determinação dos limites de segurança.

2.5.1 Métodos para Análise de Contingências

Os métodos apresentados nesta seção têm como objetivo analisar a resposta do sistema a grandes perturbações (ou contingências), as quais podem levá-lo à instabilidade. Para instabilidade de longo prazo, são consideradas interrupções em sistemas de transmissão e/ou geração. Já para instabilidade de curto prazo, são considerados curtos-circuitos (VAN CUTSEM, 2000).

Esses métodos podem ter uma abordagem dinâmica ou estática. Quando estática dependem das equações algébricas derivadas das condições de equilíbrio do modelo dinâmico (equação 2.13). O método estático pode ser utilizado em vários sistemas e problemas, porém tem limitações, por exemplo, eles não podem ser responsáveis por contingência pós-controles que dependem da evolução no tempo do sistema (VAN CUTSEM, 2000).

Os métodos dinâmicos são computacionalmente mais exigentes, mas oferecem uma precisão de modelagem superior e também a possibilidade de estudar mecanismos de instabilidade mais reais (VAN CUTSEM, 2000).

A seguir serão apresentados dois métodos estáticos e dois métodos dinâmicos para a análise de contingências.

2.5.1.1 Fluxo de Potência Pós-Contingência

Para a análise de estabilidade de longo prazo, a abordagem mais simples consiste em calcular o equilíbrio pós-contingência de longo prazo, aproximando as equações de equilíbrio (equação 2.13) pelas equações de fluxo de potência padrão. Em casos instáveis, sem tal equilíbrio, qualquer método numérico que tenta resolver estas equações irá divergir, indicando a instabilidade. Esta abordagem tem algumas limitações, além das já citadas para modelos

estáticos, a divergência pode resultar de problemas puramente numéricos que não são relacionados à instabilidade, ou em casos verdadeiramente instáveis, não é possível saber a real localização do problema (VAN CUTSEM, 2000).

2.5.1.2 Fluxo de Potência Modificado

A fim de solucionar casos de difícil convergência do método anterior, várias alterações no fluxo de potência padrão são sugeridas. Em uma delas, calcula-se a soma (E) dos quadrados dos erros das variáveis a cada iteração – equação (2.36). Quando esta soma tende a aumentar, um fator $\alpha < 1$ é aplicado a cada correção (ou atualização) das variáveis, a fim de minimizar E – equação (2.35). As iterações acabam quando os erros das variáveis são muito pequenos ou α se torna irrelevante, indicando que não é mais possível diminuir E (VAN CUTSEM, 2000).

$$\mathbf{x}^k = \alpha \Delta \mathbf{x}^k + \mathbf{x}^{k-1} \quad (2.35)$$

$$E^k = \sum_{i=1}^k \Delta \mathbf{x}^i{}^2 \quad (2.36)$$

Nas equações 2.35 e 2.36, \mathbf{x} representa o vetor de soluções do fluxo de potência a cada iteração e k é o contador de iterações.

2.5.1.3 Simulação em Várias Escalas de Tempo

Trata-se de um método dinâmico, o qual consiste em analisar a estabilidade de tensão em diferentes escalas de tempo. Para a simulação da estabilidade de tensão em curto-prazo, é requerida a integração do modelo algébrico diferencial do sistema. Esse modelo também é usado na análise da estabilidade transitória (VAN CUTSEM, 2000).

Já para a simulação da estabilidade de tensão em longo-prazo, é requerida a simulação de um modelo do sistema como um todo, pois algumas partes do processo são muito rápidas em comparação ao intervalo total do processo estudado. A seguir mostram-se três possíveis maneiras de se realizar essas análises (VAN CUTSEM, 2000):

Alternativa 1 - calcula-se toda a resposta do sistema com o pequeno tamanho do passo de tempo necessário para a simulação precisa da dinâmica de curto prazo;

Alternativa 2 - inicia-se com um passo de tempo pequeno e o aumenta após a dinâmica de curto prazo;

Alternativa 3- ajusta-se o tamanho do passo automaticamente de acordo com o comportamento do sistema, ou seja, o passo será o menor possível para dinâmicas rápidas e o maior possível para dinâmicas lentas.

Sendo a terceira a opção que demanda menor esforço computacional e traz uma resposta mais rápida quando comparada com as duas anteriores.

2.5.1.4 Simulação QSS a Médio ou Longo Prazo

A sigla QSS (*Quase Steady-State*) significa estado quase estacionário. Este método consiste em simular a dinâmica lenta dos sistemas elétricos de potência no médio ou longo prazo, considerando as dinâmicas rápidas como sendo estáveis (PILLCO, 2015, p.5). Esta análise pode ser vista como uma variação da análise de estabilidade em diferentes escalas de tempo, sem efetuar as simulações das dinâmicas rápidas (curto prazo).

As equações que descrevem o comportamento de um SEP decompostas em escalas de tempo são as seguintes:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}) \quad (2.37)$$

$$\varepsilon \dot{\mathbf{y}} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}) \quad (2.38)$$

sendo, \mathbf{x} um vetor com variáveis de estado com dinâmicas lentas, \mathbf{y} um vetor com as variáveis de estado com dinâmicas rápidas, \mathbf{u} as entradas de controle e ε uma constante escalar positiva pequena (PILLCO, 2015, p.7).

Admitindo-se $\varepsilon \rightarrow 0$ e calculando-se as componentes lentas de \mathbf{y} em função das dinâmicas lentas \mathbf{x}_s , define-se assim o subsistema denominado lento ou representação QSS (2.39) (PILLCO, 2015, p.7).

$$\dot{\mathbf{x}}_s = \mathbf{f}(\mathbf{x}_s, \mathbf{y}_s, \mathbf{u}) \quad (2.39)$$

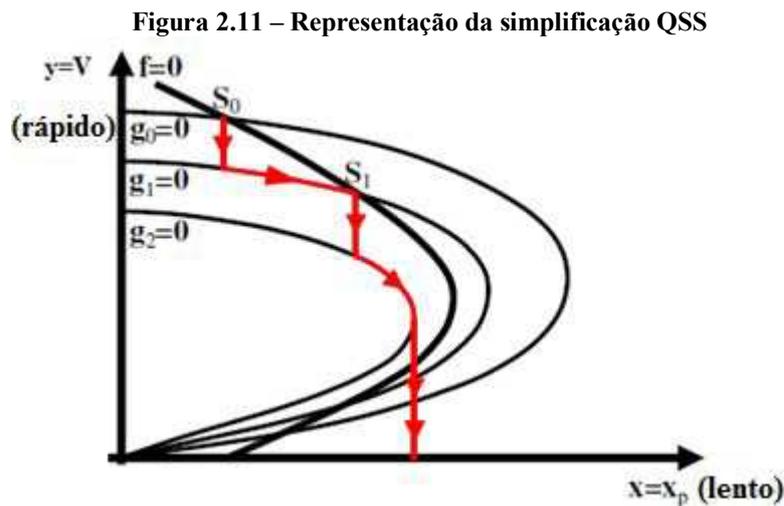
$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}_s, \mathbf{y}_s, \mathbf{u})$$

Conforme mostrado em Pillco (2015, p.41), é possível ilustrar a atuação da simulação QSS, considerando um sistema, com uma variável rápida e uma variável lenta, modelado conforme o sistema de equações (2.37), no qual \mathbf{y} representa à dinâmica rápida

(valor de tensão nas barras) e x à dinâmica lenta (variação lenta de carga). Inicialmente, o sistema elétrico de potência encontra-se em condição de equilíbrio estável S_0 e a partir deste momento ocorre a seguinte sequência de eventos:

- O sistema é submetido a uma grande perturbação (como, por exemplo, a saída de uma linha de transmissão) e recupera sua estabilidade passando de S_0 para S_1 ;
- Ocorre uma segunda perturbação, mas o sistema não consegue retomar o equilíbrio;
- Devido à perda de equilíbrio, o sistema atinge o colapso de tensão.

Pode-se representar esta sequência de eventos através da Figura 2.11, na qual são mostrados os gráficos das funções f e g . As perturbações são representadas pelas mudanças discretas da curva g , passando de g_0 para g_1 e para g_2 . Por simplificação, considerou-se que f não foi alterada pelas perturbações. Os pontos de equilíbrio são representados pela interseção das curvas g e f . Como g_2 não intercepta f , ocorre o colapso (PILLCO, 2015, p.42).



Fonte: Pillco (2015, p.42).

A aproximação QSS é precisa o suficiente para análise de estabilidade de tensão e é adequada para aplicações em tempo real. Por outro lado, uma vez que incide sobre a dinâmica de longa duração, para distúrbios graves, há um risco de negligenciar a instabilidade de curto prazo (VAN CUTSEM, 2000).

2.5.2 Determinação do Limite de Capacidade de Carga

A análise de contingência concentra-se em um determinado ponto de funcionamento do sistema, porém pode ser também desejável determinar quão longe um sistema está do colapso. Este tipo de análise envolve suaves desvios de parâmetros, simulando sobrecargas no sistema e não grandes perturbações (VAN CUTSEM, 2000).

2.5.2.1 Método de Continuação, Utilizando a Carga como Parâmetro de Continuação

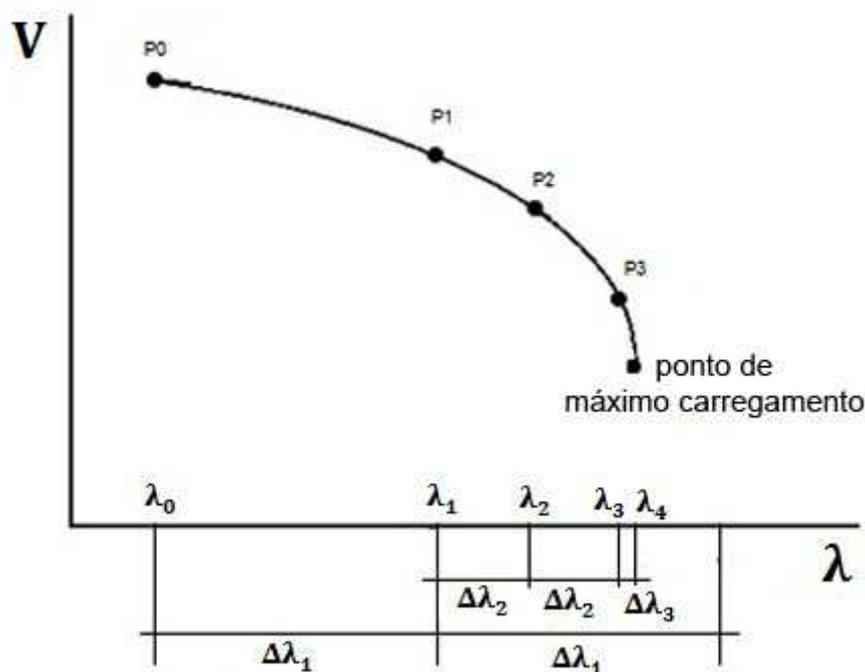
Segundo Van Cutsem (1998, p.324), este método consiste em calcular várias vezes o fluxo de potência convencional, sendo que em cada cálculo a carga é incrementada em um parâmetro de continuação pré-estabelecido, denominado $\Delta\lambda$. Este parâmetro pode corresponder a um ΔP ou um ΔQ , representando uma variação gradual do carregamento do sistema. Deste modo, o resultado de cada cálculo do fluxo de potência convencional, para uma barra PQ, representa um ponto da curva λV do sistema.

No momento em que o sistema elétrico estiver próximo do ponto de colapso, 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. Porém, é possível aproximar-se consideravelmente do ponto de máximo carregamento (VAN CUTSEM, 1998, p.325).

Caso o fluxo de potência não convirja para um determinado valor de carga, então, será realizado um refinamento para encontrar o valor mais próximo do máximo carregamento do sistema. Esse refinamento se dá com a diminuição de $\Delta\lambda$, até se encontrar um carregamento em que o fluxo de potência convirja e seu resultado esteja próximo do ponto de colapso de tensão, considerando uma tolerância previamente estabelecida (VAN CUTSEM, 1998, p.325).

Na Figura 2.12, encontra-se a construção de uma curva λV através do método de fluxo de potência continuado utilizando a carga como parâmetro de continuação.

Figura 2.12 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado utilizando a carga como parâmetro de continuação.



Fonte: Fogaça; Justi; Mazza (2014) adaptado.

Como mostrado na Figura 2.12, inicialmente foi executado o fluxo de potência convencional para a condição inicial de carga e encontrado o ponto 0 (P_0). Na sequência, foi acrescentado o valor $\Delta\lambda_1$ à carga inicial e calculado o fluxo de potência novamente, encontrando o ponto 1 (P_1). Se fosse executado o fluxo de potência novamente com o mesmo incremento de carga $\Delta\lambda_1$ este não convergiria, uma vez que o valor ultrapassaria a bifurcação da curva. Deste modo, é necessário diminuir o incremento de carga para $\Delta\lambda_2$. Assim, executando o fluxo de potência para as cargas acrescidas de $\Delta\lambda_2$ são encontradas as duas seguintes soluções. Entretanto, a terceira solução é encontrada acrescentando-se um valor menor, $\Delta\lambda_3$, para garantir a convergência do método. Assim, é possível chegar a um valor muito próximo do ponto de máximo carregamento do sistema. Porém, com esta estratégia, o ponto exato da bifurcação não poderá ser encontrado, pois no carregamento máximo o fluxo de potência não convergirá, devido a singularidade da matriz Jacobiana (VAN CUTSEM, 1998, p.325).

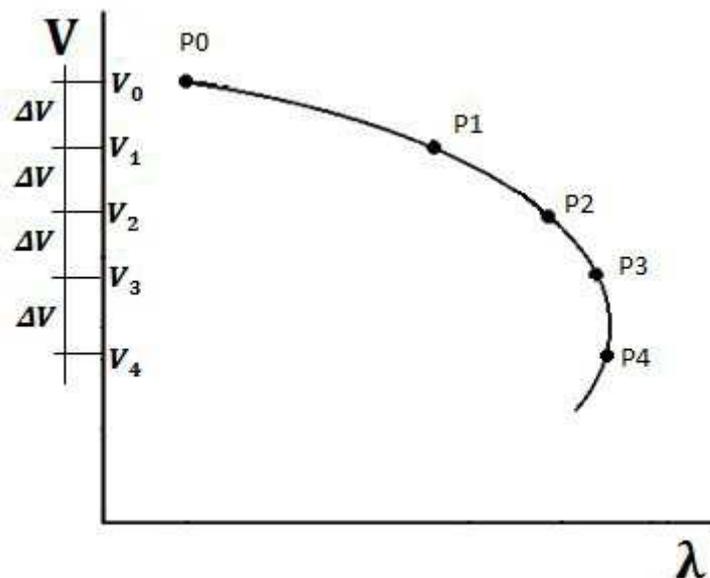
Este método possibilita encontrar a parte superior da curva λV de um SEP, a qual corresponde aos pontos estáveis do mesmo. Para encontrar a parte instável da curva, este método apresentará problemas de convergência. Por isso, para melhorar a convergência nesta região, faz-se necessário utilizar o método de continuação do fluxo de potência considerando

não apenas a carga como parâmetro de continuação, mas também a tensão eficaz de uma das barras de carga. Este método será abordado a seguir.

2.5.2.2 Método de Continuação, Utilizando uma Tensão como Parâmetro de Continuação

É possível também encontrar a curva λV adotando a tensão eficaz de uma das barras como parâmetro de continuação do método de fluxo de potência continuado. Deste modo, uma das tensões é diminuída gradativamente, considerando um passo de decréscimo pré-estabelecido e o parâmetro de continuação da carga (λ) passa a ser uma incógnita do sistema (VAN CUTSEM, 1998, p.326). A Figura 2.13 a seguir apresenta a curva λV obtida através do método de fluxo de potência continuado, utilizando uma tensão eficaz como parâmetro de continuação.

Figura 2.13 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado utilizando a tensão como parâmetro de continuação



Fonte: Autoria própria.

Para isso, é preciso adequar as equações do sistema de modo que estas sejam funções de λ . Assim, o conjunto de equações não lineares passa a ser o seguinte (VAN CUTSEM, 1998, p.326):

$$f(x, \lambda) = f(\theta, V, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta P(\theta, V, \lambda) \\ \Delta Q(\theta, V, \lambda) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{esp}(\lambda) - P_{cal}(\theta, V) \\ Q_{esp}(\lambda) - Q_{cal}(\theta, V) \end{bmatrix}, \quad (2.40)$$

sendo:

$$P_{esp}(\lambda) = P_{ger}(\lambda) - P_{carga}(\lambda) \quad (2.41)$$

$$Q_{esp}(\lambda) = Q_{ger}(\lambda) - Q_{carga}(\lambda) \quad (2.42)$$

Em seguida, escolhe-se uma das tensões eficazes para servir de parâmetro de continuação. Normalmente, escolhe-se a tensão da barra mais sensível do sistema. Então, decrementa-se o valor desta tensão, considerando um ΔV pequeno, de acordo com a equação a seguir (VAN CUTSEM, 1998, p.326):

$$V_{i_novo} = V_{i_anterior} - \Delta V, \quad (2.43)$$

sendo i o índice da barra mais sensível do sistema.

Na sequência, o sistema que deve ser resolvido a cada iteração é o seguinte:

$$\begin{bmatrix} J(x) & -\frac{\partial g(x, \lambda)}{\partial \lambda} \\ e_i & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(x, \lambda) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

Onde, $J(x)$ é a matriz Jacobiana convencional, e_i é um vetor linha de valores nulos com exceção da i -ésima variável que recebe o valor de “-1” e $\frac{\partial f(x, \lambda)}{\partial \lambda}$ é um vetor coluna com os valores da derivada parcial de $f(x, \lambda)$ em relação a λ (VAN CUTSEM, 1998, p.326).

Após a solução do sistema, as variáveis são atualizadas e o processo se repete até convergir. Como resultado, é possível também encontrar a parte instável (inferior) da curva λV , por exemplo, o ponto P4 da Figura 2.13.

2.5.2.3 Método de Continuação, Utilizando a Técnica de Parametrização Local com Estratégia de Previsão e Correção

Consiste em solucionar a equação 2.13, utilizando a técnica de parametrização local, a qual se trata de um método iterativo, no qual se realiza uma previsão e uma correção para cada solução (CASTRO JR, 2009, p. 28).

Neste trabalho, será mostrada a previsão feita tomando-se um incremento na direção tangente ao ponto de operação atual do sistema. Porém, existem outros métodos de previsão como, por exemplo, o método da secante. O vetor que dá a direção do vetor tangente pode ser calculado linearizando a equação 2.13 e especificando uma das componentes do vetor como unitária, como segue na equação 2.45 (CASTRO JR, 2009, p. 28).

$$\begin{bmatrix} J_{\mathcal{F}}(x, \lambda) \\ e_k^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

em que $J_{\mathcal{F}}(x, \lambda)$ é a matriz jacobiana da equação 2.13; 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 $d\lambda$, 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, $[x_0 \ \lambda_0]^T$, é necessário um passo σ 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 2.46 (CASTRO JR, 2009, p. 28).

$$\begin{bmatrix} x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_0 \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (2.46)$$

Para encontrar a solução exata, é feita uma correção da solução prevista adicionando uma equação que caracteriza uma das variáveis. O novo conjunto de equações está

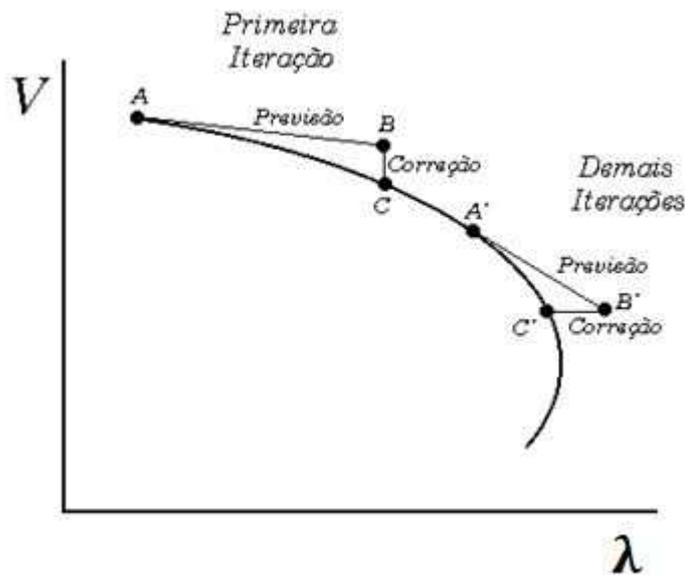
representado na equação 2.47, o qual pode ser solucionado através do método iterativo de Newton Raphson (CASTRO JR, 2009, p. 15).

$$\begin{bmatrix} f(x, \lambda) \\ x(k) - \eta \end{bmatrix} = [0], \quad (2.47)$$

na qual, $x(k)$ corresponde ao valor da k -ésima variável (ou variável parametrizada) e η é o valor previsto para a mesma na equação.

Na Figura 2.14, está ilustrado o esquema de funcionamento do fluxo de potência continuado na construção da curva λV .

Figura 2.14 – Esquema de funcionamento do fluxo de carga continuado considerando a Técnica de Parametrização Local.



Fonte: Martins (2000, p. 32).

Em termos gerais, longe o suficiente da bifurcação sela-nó (BSN), λ é usado como parâmetro de continuação. Próximo ao ponto de BSN o sistema não irá convergir. Então, o parâmetro de continuação é trocado para uma magnitude de tensão do sistema e então as outras variáveis são calculadas diminuindo-se o valor da tensão adotada como parâmetro a cada iteração. A partir deste método é possível obter as curvas QV e λV de um sistema (VAN CUTSEM, 2000).

sendo x as variáveis de estado do sistema e λ o parâmetro de carga.

Partindo de uma condição inicial x_0 , com um nível de carregamento λ_0 , calcula-se um primeiro fluxo de potência continuado, chegando a x_1 , com um nível de carregamento λ_1 , maior que o anterior. Sendo:

$$\lambda_1 = \lambda_0 + \Delta\lambda \quad (2.49)$$

Em seguida, é necessário determinar a barra de carga mais crítica do sistema, cuja queda de tensão é maior que a de todas as outras, conforme a equação 2.50 (CHIANG, 1997).

$$\Delta V_i = \frac{(V_i|_{\lambda=\lambda_0} - V_i|_{\lambda=\lambda_1})}{V_i|_{\lambda=\lambda_0}} \quad (2.50)$$

sendo ΔV_i a variação de tensão para a i -ésima barra do sistema.

É importante aplicar este método à barra mais sensível, ou seja, à barra que tem maior variação na tensão devido ao aumento de carga, pois deste modo o erro do método será menor. Por isso, a barra mais sensível passa a ser chamada também de barra piloto.

Deste modo a curva λV - que corresponde à curva PV parametrizada - pode ser determinada através de (CHIANG, 1997):

$$\lambda = \alpha + \beta \cdot V_i + \gamma \cdot V_i^2 \quad (2.51)$$

Os parâmetros α , β e γ são ser obtidos da seguinte maneira (CHIANG, 1997):

$$\lambda_0 = \alpha + \beta \cdot V_{i,0} + \gamma \cdot V_{i,0}^2 \quad (2.52)$$

$$\lambda_1 = \alpha + \beta \cdot V_{i,1} + \gamma \cdot V_{i,1}^2 \quad (2.53)$$

$$\frac{d\lambda}{dV_i} = \beta + 2 \cdot \gamma \cdot V_{i,1} \quad (2.54)$$

Sendo $V_{i,0}$ e $V_{i,1}$ as tensões eficazes da “ i -ésima” barra referente aos carregamentos λ_0 e λ_1 respectivamente. O valor de $d\lambda / dV_{i,1}$ é obtido através do vetor tangente do método de fluxo de potência continuado. Assim, para encontrar o valor máximo deve-se igualar o valor da

derivada a zero. Deste modo, o valor da tensão crítica e do máximo carregamento, respectivamente, são (CHIANG, 1997):

$$V_{crit} = -\frac{\beta}{2.\gamma} \quad (2.55)$$

$$\lambda_{m\acute{a}x} = \alpha - \frac{\beta^2}{4.\gamma} \quad (2.56)$$

2.5.2.5 Método *Look Ahead* Modificado

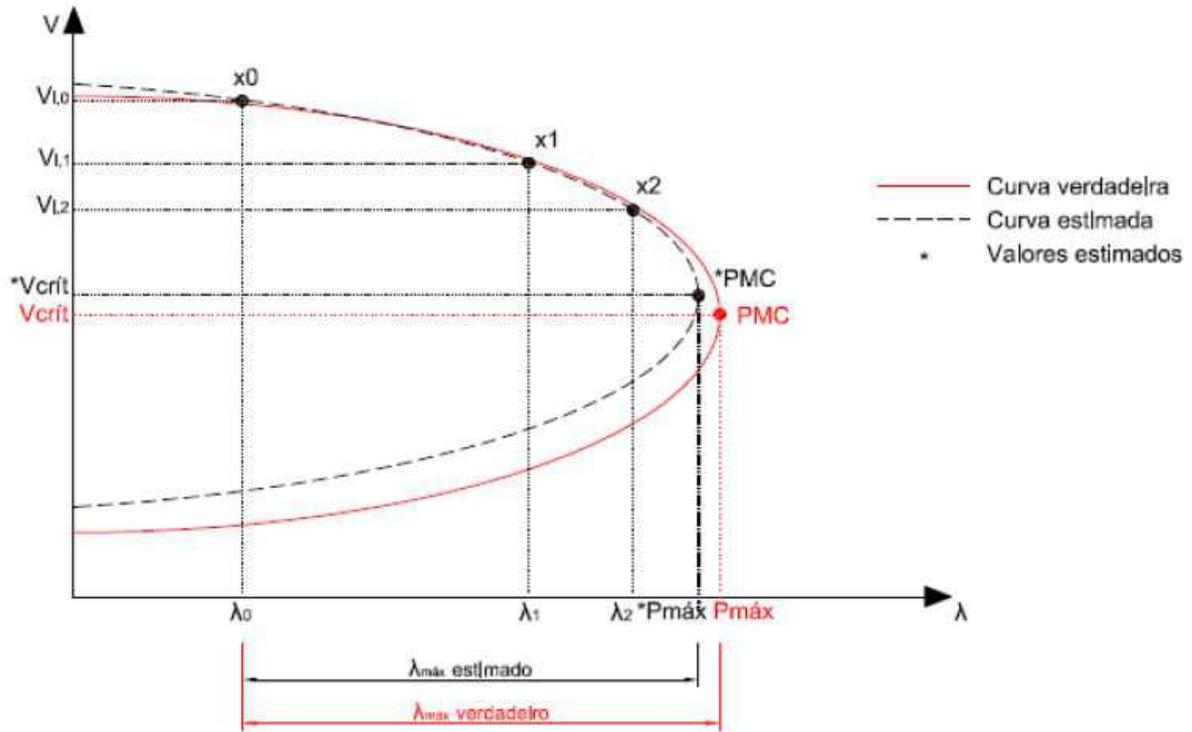
O Método *Look Ahead* Modificado é uma variação do método *Look Ahead*, no qual não se utiliza a equação (2.54). O terceiro ponto necessário para encontrar as incógnitas do problema é adquirido pela execução de um segundo fluxo de potência, utilizando a metodologia do fluxo de potência continuado. O problema do *Look Ahead* tradicional é que os pontos do fluxo de potência devem estar próximos ao máximo carregamento para se obter resultados mais precisos. Com a execução de um segundo fluxo de potência continuado ao invés de utilizar o vetor de derivadas, expresso na equação (2.54), melhora-se a estimativa do ponto de máximo carregamento. Assim o novo sistema passa a ser (MARTINS, 2011):

$$\begin{bmatrix} \lambda_0 \\ \lambda_1 \\ \lambda_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & V_{i0} & V_{i0}^2 \\ 1 & V_{i1} & V_{i1}^2 \\ 1 & V_{i2} & V_{i2}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \\ \beta \\ \gamma \end{bmatrix} \quad (2.57)$$

Deste modo, é possível encontrar as constantes do problema e retornar para as equações (2.55) e (2.56), a fim de encontrar o ponto estimado de máximo carregamento do sistema que corresponde à bifurcação da curva *PV*.

Na Figura 2.16, a seguir, é ilustrada a curva verdadeira e a curva estimada pelo método de *Look Ahead* Modificado. Nesta Figura, os pontos X0, X1 e X2 representam os pontos calculados através do fluxo de potência continuado e o PMC representa o ponto de máxima capacidade de carga (CHIANG, 1997).

Figura 2.16 – Determinação do Máximo Carregamento do Sistema Através do Método de *Look Ahead* Modificado.



Fonte: Koono; Santana (2017, p. 23).

2.5.2.6 Métodos de Otimização

É possível perceber que o limite de carga ocorre quando λ é máximo. Dessa maneira, se o ponto máximo da função de potência do sistema for encontrado, encontra-se também a margem de estabilidade. Assim, o problema de otimização será maximizar λ (conforme equação objetivo (2.58)), considerando como restrição de igualdade as equações de fluxo de potência, tendo em vista a modelagem mais simples do sistema (equação 2.59) (VAN CUTSEM, 2000):

$$\max \lambda \quad (2.58)$$

$$f(\mathbf{u}, \mathbf{p}^0 + \lambda \cdot \mathbf{d}) = \mathbf{0} \quad (2.59)$$

nas quais, \mathbf{u} é o vetor das variáveis de estado, \mathbf{p}^0 é um vetor de parâmetros iniciais de carga, λ é um fator de escala e \mathbf{d} é um vetor que representa a direção do estresse do sistema.

A partir da função Lagrangeana relativa às equações 2.58 e 2.59 e do vetor gradiente em função das variáveis do problema, tem-se as seguintes condições de otimalidade, sendo \mathbf{w} o multiplicador de Lagrange (VAN CUTSEM, 2000):

$$f_u^T \mathbf{w} = \mathbf{0} \quad (2.60)$$

$$f(\mathbf{u}, \mathbf{p}^0 + \mu \cdot \mathbf{d}) = \mathbf{0} \quad (2.61)$$

$$1 + \mathbf{w}^T f_{\mathbf{p}^0} \mathbf{d} = \mathbf{0} \quad (2.62)$$

O sistema de equações (2.60) - (2.62) pode ser facilmente resolvido pelo método de Newton. Se o método for adequadamente inicializado terá uma convergência rápida e confiável. Entretanto, a dificuldade deste método está na manipulação das restrições de desigualdade, principalmente quando se tratam dos limites de potência reativa dos geradores. Como em qualquer otimização restrita, o problema é identificar de maneira eficaz quais restrições estão ativas na solução.

2.5.3 Determinação dos Limites de Segurança

O limite de segurança é a potência máxima que o sistema potência pode aceitar. Existem basicamente dois tipos de limites de segurança:

- Limite de Operação Segura (LOS): indica o quanto o sistema pode ser estressado antes de uma contingência, de tal modo que ele permaneça estável após contingências.
- Limite de Capacidade de Carga Pós Contingência (LCCPC): indica o quanto o sistema pode ser estressado depois da ocorrência de cada contingência.

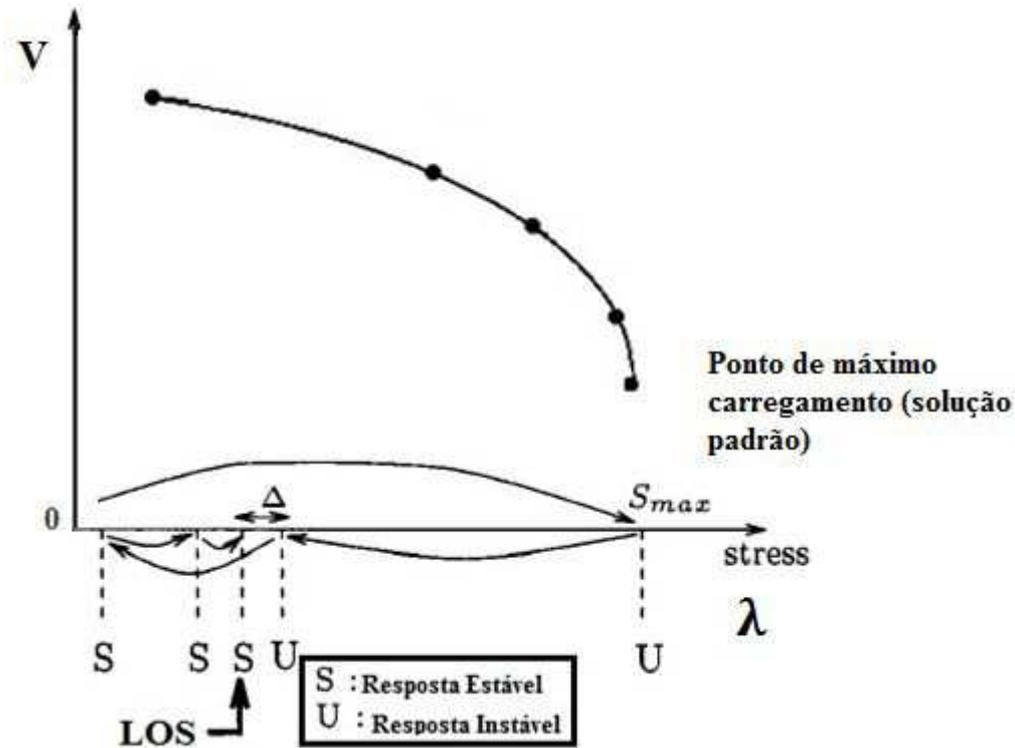
Um método simples capaz de determinar o limite de operação segura (LOS) é a pesquisa binária (VAN CUTSEM, 2000).

2.5.3.1 Pesquisa Binária

A pesquisa binária é utilizada após a identificação do ponto de máximo carregamento do sistema. Deste modo, o comportamento padrão do sistema é conhecido e a partir disso é atribuída uma contingência ao mesmo, a fim de verificar qual será o seu LOS. Para isso, um intervalo é definido de modo que se inicie em um ponto estável e termine em um ponto instável. Em seguida, calcula-se a resposta do sistema para o carregamento da metade deste

intervalo, considerando a contingência. Se for encontrada uma resposta instável diminui-se novamente o intervalo pela metade. Se for encontrada uma resposta estável aumenta-se o intervalo. Esse procedimento é realizado sucessivamente até que a tolerância de $\Delta\lambda$ seja atingida, conforme pode ser observado na Figura 2.17 a seguir (VAN CUTSEM, 2000):]

Figura 2.17 – Princípio de pesquisa binária de um LOS



Fonte: Van Cutsem (2000, adaptado).

Na próxima seção, serão apresentadas hipóteses de contramedidas, as quais podem melhorar a margem de estabilidade de tensão a fim de evitar o colapso de tensão do sistema.

2.6 INCREMENTO DE CARGA E REDESPACHO DE GERAÇÃO

Para os métodos de continuação abordados na seção anterior, é importante definir o incremento de carga e o redespacho de geração que ocorrerá a cada novo cálculo de fluxo de potência. Este incremento e redespacho estão associados ao fator de participação de carga e geração de cada barra do sistema, como será explicado nas subseções a seguir.

2.6.1 Fator de Participação de Carga e Geração

Os fatores de participação podem ser de dois tipos: fator de participação de geração e fator de participação de carga. O fator de participação dos geradores reflete o quanto cada gerador contribui para o fornecimento de potência do sistema (SILVA, 2001, p. 108) e está relacionado ao redespacho de geração de potência ativa. Já o fator de participação de carga representa o quanto cada barra de carga contribui para o consumo de potência ativa ou reativa do sistema.

Se corretamente distribuídos, esses fatores podem melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema analisado. Deste modo, o operador do sistema pode utilizar o redespacho de potência para controlar a estabilidade do sistema (SILVA, 2001, p. 108). Os ramos mais sensíveis de um SEP são os que apresentam maiores fatores de participação, segundo Mansour (2013, p. 74).

A fim de aumentar a margem de estabilidade do sistema, deve-se atribuir maiores fatores de participação de potência ativa aos geradores mais próximos dos centros de carga, pois a potência ativa pode ser transmitida pela rede com menor depreciação (SILVA, 2001, p. 100). Esses geradores normalmente apresentam maiores tensões terminais e estão em áreas com maiores reservas de reativos ou com melhor perfil de tensão.

2.6.2 Redespacho de Geração e Incremento de Carga

Segundo Neto (2007, p. 26), para cada incremento na carga, o balanço de potência do sistema é restabelecido entre os geradores de acordo com seus respectivos fatores de participação e limites de potência ativa. Esta redistribuição de potência pode ser efetuada entre todos os geradores do sistema ou entre os geradores da área onde ocorreu o desbalanço.

A metodologia utilizada neste trabalho para o redespacho de geração e incremento de carga foi adaptada daquela 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.

Deste modo, especificam-se as potências em função dos fatores de participação de geração e de carga para cada uma das barras e através do carregamento total inicial (COLOMBARI, 2017, p.28).

$$P_{ger_i}(\lambda_{k+1}) = P_{ger_i}(\lambda_k) + fp_{ger_i} * P_{Total\ base} * (\lambda_{k+1} - 1) \quad (2.63)$$

$$P_{carga_i}(\lambda_{k+1}) = P_{carga_i}(\lambda_k) + fp_{carga_i} * P_{Total\ base} * (\lambda_{k+1} - 1) \quad (2.64)$$

Onde:

$P_{ger_i}(\lambda)$ é a potência ativa gerada pela i-ésima barra do SEP.

$P_{carga_i}(\lambda)$ é a potência ativa da i-ésima barra do SEP consumida pela carga.

$P_{Total\ base}$ é a potência ativa de base total consumida pela carga.

fp_{ger_i} é o fator de participação de geração da i-ésima barra do SEP.

fp_{carga_i} é o fator de participação de carga da i-ésima barra do SEP.

Assim, a potência esperada em cada barra $P_{esp_i}(\lambda)$ se dá por:

$$P_{esp_i}(\lambda) = P_{ger_i}(\lambda) - P_{carga_i}(\lambda) \quad (2.65)$$

Para o incremento de potência reativa do sistema, não se levou em conta os fatores de participação, uma vez que o objetivo foi aumentar a potência reativa do sistema mantendo o mesmo fator de potência inicial da carga. Deste modo:

$$Q_{carga_i} = Q_{carga_i}(\lambda_0) * \frac{P_{carga_i}}{P_{carga_i}(\lambda_0)} \quad (2.66)$$

Em que:

Q_{carga_i} é a potência reativa da i-ésima barra do SEP consumida pela carga;

$Q_{carga_i}(\lambda_0)$ é a potência reativa da i-ésima barra do SEP consumida pela carga no caso base, antes do incremento de carga ocorrer;

P_{carga_i} é a potência ativa da i-ésima barra do SEP consumida pela carga;

$P_{carga_i}(\lambda_0)$ é a potência ativa consumida pela carga no caso base, antes do incremento de carga ocorrer.

Analogamente à potência ativa, a potência reativa esperada em cada barra (Q_{esp_i}) se dá por:

$$Q_{esp_i} = Q_{ger_i} - Q_{carga_i} \quad (2.67)$$

Onde:

Q_{ger_i} é a potência ativa gerada pela i-ésima barra do SEP.

2.7 CONTRAMEDIDAS

Alguns componentes têm grande influência na estabilidade de tensão de um sistema elétrico. Entre eles podemos citar os geradores e seus controles associados, as redes de transmissão, componentes shunts de compensação, transformadores com comutação de TAP (OLIVEIRA, 2005, p. 13) Isto pode ser explorado para encontrar contramedidas para o fenômeno de estabilidade de tensão como será apresentado ao longo desta seção. Com intuito de evitar o colapso de tensão, as companhias de energia adotam algumas alternativas, as quais serão abordadas nesta seção (VAN CUTSEM, 2000).

Os métodos de análise, apresentados na seção anterior, são utilizados para auxiliar o planejamento da operação, o que é uma das estratégias adotadas para evitar o colapso de tensão. Este planejamento é de extrema importância para identificar a situação atual do sistema de potência, verificando se este está operando em uma situação segura ou próxima do colapso, possibilitando que operador tome as medidas necessárias para garantir o bom funcionamento do sistema (VAN CUTSEM, 2000).

Considerando as contramedidas relacionadas ao reforço do sistema, a construção de novas linhas de transmissão entre os centros de geração e os centros de carga pode melhorar a margem de estabilidade de tensão, uma vez que a impedância da linha de transmissão resultante será diminuída, facilitando assim a transmissão de potência. Outra medida que pode ser tomada é a construção de novos centros de geração próximos aos centros de carga, aumentando assim a injeção de potência ativa e reativa no sistema (VAN CUTSEM, 2000).

Ainda considerando medidas de reforço do sistema, a compensação série nas linhas de transmissão é uma maneira de diminuir a impedância série das linhas, por meio da inserção de capacitores em série, limitando a queda de tensão devido a longas distâncias. Entretanto, as linhas com compensação série exigem um sistema de proteção mais complexo, impactando no custo de sua instalação (VAN CUTSEM, 2000) (CARSON TAYLOR, 1994, p. 48).

Já a compensação *shunt* consiste em inserir capacitores em derivação nas barras de carga, a fim de compensar as perdas de energia reativa capazes de ocasionar o colapso de tensão. No entanto, o excesso de capacitores em derivação pode elevar excessivamente o perfil de tensão das barras de carga, fazendo com que o sistema opere com uma tensão muito próxima da tensão crítica do sistema (valor de tensão correspondente ao ponto de máximo carregamento do sistema) (VAN CUTSEM, 2000) (CARSON TAYLOR, 1994, p. 51) (LIMA, 2007).

Os dispositivos de controle também podem auxiliar na prevenção do colapso de tensão, a compensação shunt pode ser comutada automaticamente em resposta a baixos níveis de tensão. Essa automatização trás vantagens, pois a velocidade de atuação é essencial para evitar o colapso de tensão. Outro controle bastante utilizado é o Controle Automático de Geração instalado nos geradores síncronos, a fim de regular a tensão do sistema. Além desses controles, a mudança automática dos TAPs dos transformadores também pode auxiliar na regulação de tensão, mantendo a tensão secundária constante independente das variações no primário. Pois, alterando o TAP de um transformado, altera-se também o número de espiras do lado de alta ou de baixa, com isto, o valor da tensão também é alterado (VAN CUTSEM, 2000) (CARSON TAYLOR, 1994, p. 94) (LIMA, 2007).

Se o planejamento prévio não for capaz de evitar que a operação se aproxime do ponto de máximo carregamento do sistema, medidas em tempo real devem ser tomadas. Uma delas é o realocamento de cargas, ou seja, como o sistema de potência é interligado, faz-se com que outro centro gerador assuma cargas de um centro que esteja muito sobrecarregado. Se esta manobra não for possível, a última maneira de se evitar o colapso é o corte de cargas. (VAN CUTSEM, 2000). O ERAC (Esquema Regional de Alívio de Cargas) é um sistema especial de proteção específico para corte de cargas, sendo responsabilidade da ONS (Operador Nacional do Sistema) acompanhar os montantes de carga disponibilizados para corte, segundo ONS (2009).

Na seção seguinte, serão apresentados os limites dos geradores síncronos, os quais interferem na margem de carregamento do sistema e que se forem atingidos podem levar o sistema ao colapso.

2.8 LIMITES DOS GERADORES SÍNCRONOS

Os limites de operação dos geradores podem influenciar na estabilidade de tensão do sistema, mais precisamente, influencia na máxima transferência de potência a carga. Uma das maneiras mais conhecidas de se representar estes limites é a curva de capacidade (ou capacidade), a qual relaciona a variação de potência ativa com a variação de potência reativa, considerando a tensão constante (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998, p.86) (OLIVEIRA, 2005, p. 14).

Como o gerador pode operar com fatores de potência indutivos e capacitivos, o eixo que representa a potência reativa pode ser dividido em um setor chamado de sobre-excitação

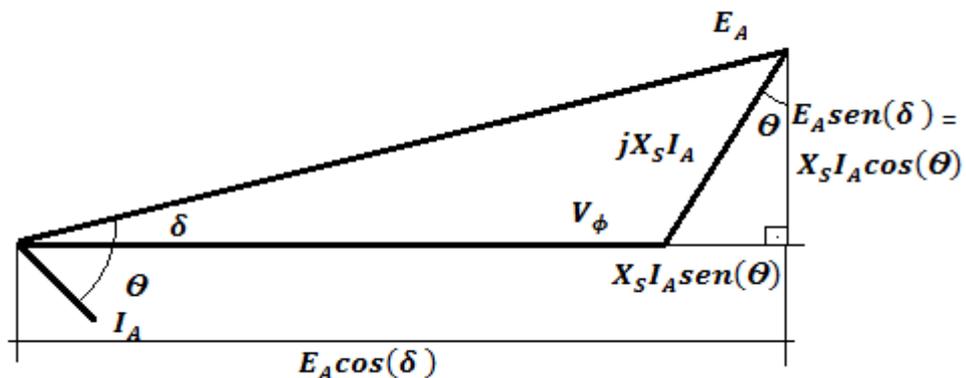
para fatores de potência indutivos e em um setor chamado de sub-excitação para fatores de potência capacitivos, como pode ser visto na Figura 2.19 (CHAPMAN, 2005, p. 330).

Os limites representados na curva de capacidade, os quais definem suas características nominais, são: Limite térmico do enrolamento estatórico; Limite térmico do enrolamento do rotor; Limite devido à turbina acoplada ao eixo do gerador e limite de estabilidade em regime permanente (CHAPMAN, 2005, p. 330).

A elevação de temperatura do enrolamento estatórico está diretamente relacionada às perdas Joule no cobre do enrolamento, sendo assim, proporcionais ao quadrado da corrente da carga do gerador. Este limite é representado como um círculo centrado na origem da curva de capacidade ($P=0$ e $Q=0$), com um raio igual a $3 \cdot V \cdot I_{max}$ (VA) - onde V representa a tensão de saída monofásica do gerador e I_{max} a corrente estatórica máxima (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998, p.86).

Da mesma maneira, a elevação de temperatura do enrolamento do rotor depende das perdas Joule no cobre do enrolamento. Na curva de capacidade, este limite é expresso como um arco de círculo proporcional à corrente de excitação. Porém, este círculo não é centrado na origem. Para mostrar este equacionamento, partiu-se do diagrama fasorial de um gerador de pólos lisos ligado em estrela (Y) (Figura 2.18) (CHAPMAN, 2005, p. 330).

Figura 2.18 – Diagrama Fasorial de um gerador



Fonte: Chapman (2005, adaptado).

Por trigonometria, encontra-se a seguinte equação:

$$E_A^2 = (X_S I_A \cos \theta)^2 + (V_\phi + X_S I_A \sin \theta)^2, \quad (2.68)$$

na qual, E_A é a tensão interna do gerador, V_ϕ é a tensão de saída monofásica do gerador, I_A é a corrente de armadura do gerador, X_S é a reatância síncrona, δ é o ângulo de potência e θ é o defasamento entre a tensão de saída e a corrente de armadura do gerador. Sabendo que:

$$Q=3V_\phi I_A \text{sen}\theta \quad (2.69)$$

$$P=3V_\phi I_A \text{cos}\theta, \quad (2.70)$$

tem-se:

$$E_A^2 = \left(X_S \frac{P}{3V_\phi}\right)^2 + \left(V_\phi + X_S \frac{Q}{3V_\phi}\right)^2, \quad (2.71)$$

correspondendo à equação de um círculo. Para o valor máximo da corrente de campo ($I_{F\text{max}}$), tem-se $E_{A\text{max}}$. Consequentemente, com excitação máxima tem-se:

$$E_{A\text{MAX}}^2 = \left(X_S \frac{P}{3V_\phi}\right)^2 + \left(V_\phi + X_S \frac{Q}{3V_\phi}\right)^2. \quad (2.72)$$

Deste modo,

$$Q = -\frac{3V_\phi^2}{X_S} \pm \frac{1}{X_S} \sqrt{(3V_\phi E_{A\text{MAX}})^2 - (X_S P)^2}. \quad (2.73)$$

Assim, o limite térmico do enrolamento do rotor é proporcional a um círculo com centro em:

$$P=0 \text{ e } Q = -\frac{3V_\phi^2}{X_S} \quad (2.74)$$

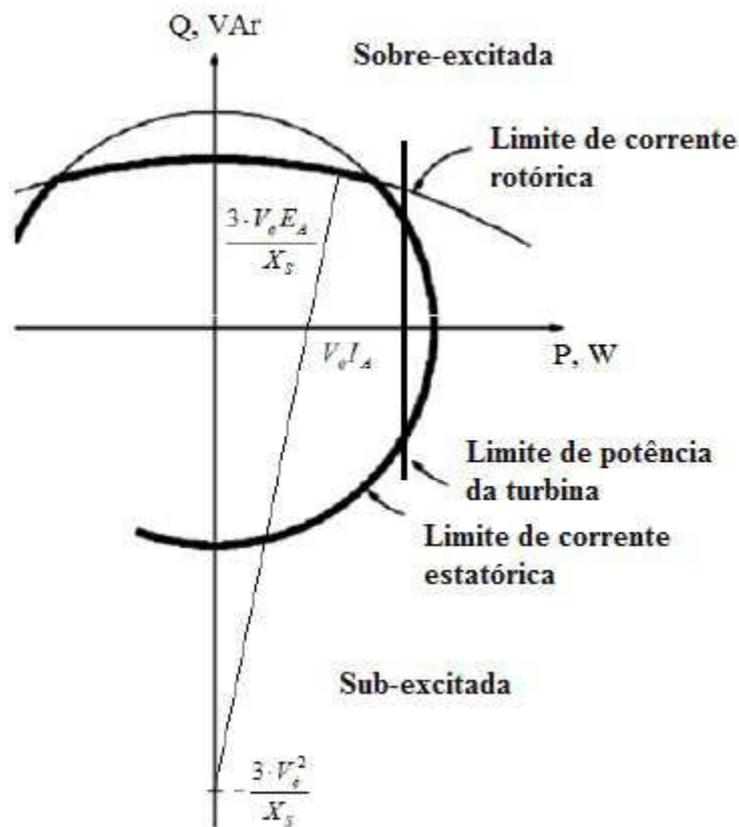
e raio (r) igual a:

$$r = \frac{3V_\phi E_A}{X_S} \quad (2.75)$$

O limite devido à turbina acoplada ao eixo do gerador representa os limites mecânicos que a turbina é capaz de suportar, devido à ação da potência ativa empregada sobre ela (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998, p.87).

Existem outros limites para um gerador síncronos, como o limite de estabilidade em regime permanente e a *end region heating limit*, entretanto esses limites não serão considerados neste trabalho. Para mais informações sobre limites, consultar a referência Kundur (1994). Ao longo do desenvolvimento desta seção, as variáveis de corrente, tensão e potência não estão em pu e as tensões são monofásicas.

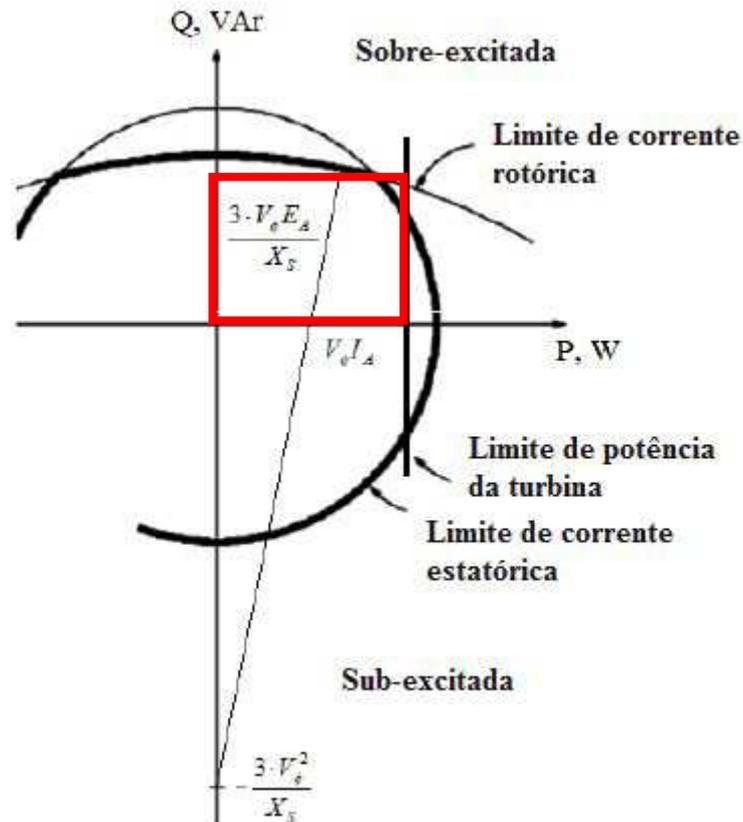
Figura 2.19 – Curva de capacidade de um gerador



Fonte: Chapman (2005, adaptado).

Neste trabalho foi considerada uma aproximação “quadrática” destes limites, conforme destacado em vermelho na Figura 2.20.

Figura 2.20 – Curva de capacidade de um gerador



Fonte: Chapman (2005, adaptado).

2.8.1 Análise de Estabilidade de Tensão Considerando Limite de Reativo dos Geradores

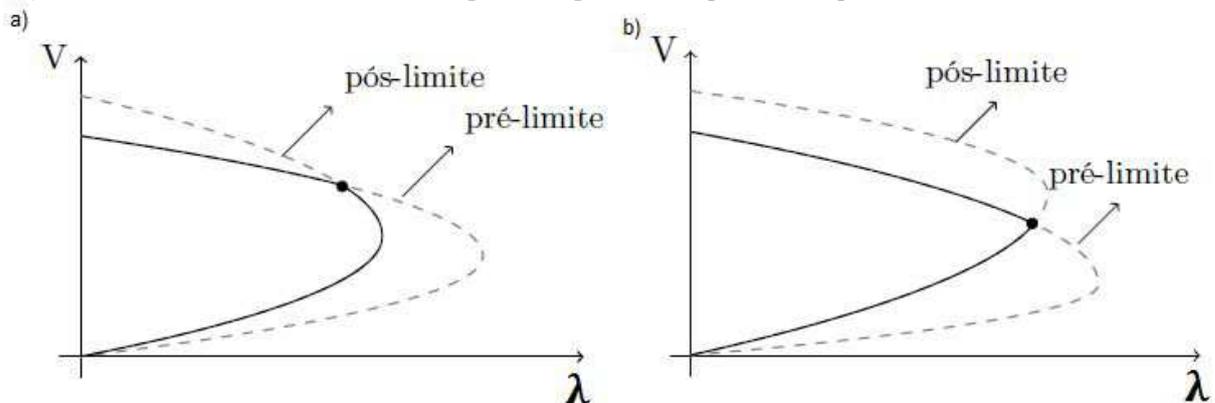
Quando se considera o limite de reativo dos geradores síncronos na análise de estabilidade de tensão e o limite de um gerador é atingido, a barra em que ele está alocado passa a se comportar como uma barra de carga e não mais como uma barra de geração, deste modo, a barra fornece um valor fixo de potência reativa para o sistema e a medida que a carga consumida pelo sistema aumenta a tensão na barra em questão passa a diminuir, impactando também na estabilidade de tensão do sistema (ABRANTES, 2016, p. 29) (COLOMBARI, 2016, p. 27).

2.8.2 Bifurcação Induzida por Limite de Reativo

Outra forma de se considerar os limites de reativo para análise de estabilidade de tensão e, ainda, identificar Bifurcação Induzida por Limite (BIL) é através da seguinte estratégia:

- Primeiramente, traça-se a curva λV de uma barra de carga do sistema sem considerar os limites, ou seja, como se os geradores nunca perdessem a capacidade de regular sua tensão terminal, o que pode ser observado na Figura 2.21 (a) como curva pré-limite;
- Em seguida, traça-se a curva da mesma barra de carga do sistema, considerando que um ou mais geradores atingiram os limites máximos de reativo, ou seja, como se os geradores estivessem sempre injetando sua potência reativa máxima, que pode ser observado na Figura 2.21 (a) como curva pós-limite (ABRANTES, 2016, p. 29).

Figura 2.21 – a) Curvas λV de uma barra PQ contemplando a perda de regulação do gerador sem BIL; b) Curvas λV de uma barra PQ contemplando a perda de regulação do gerador com BIL.



Fonte: ABRANTES (2016).

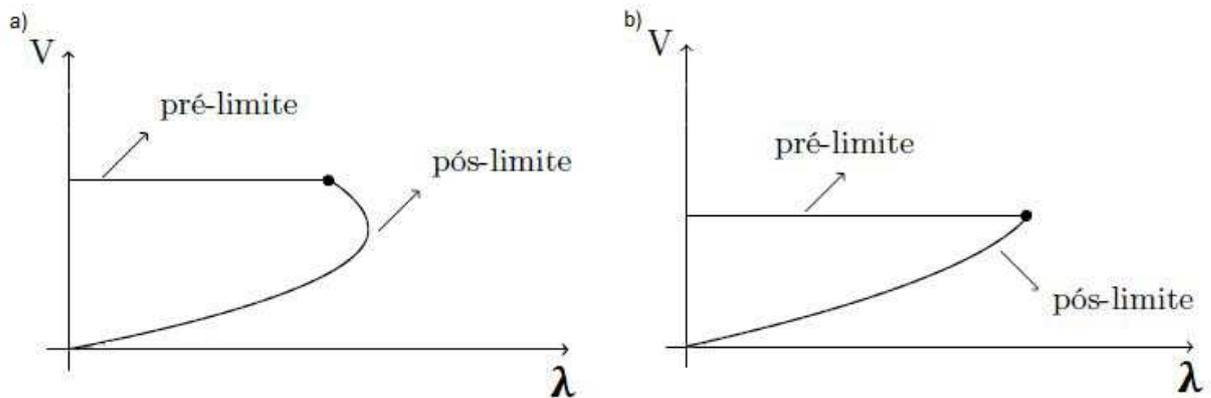
A parte sólida das curvas são pontos de equilíbrio estável do sistema. O ponto em que as curvas pré-limite e pós-limite se interceptam representa o momento em que as unidades geradoras atingiram seus limites de injeção de potência reativa. Deste modo, os geradores que eram modelados como barras PVs, passam a se comportarem como barras PQs que injetam a potência reativa máxima (ABRANTES, 2016, p. 29) (COLOMBARI, 2017, p. 27).

Neste primeiro exemplo, após os geradores atingirem o limite máximo de reativo, o sistema ainda suporta incrementos de carga até o ponto de bifurcação da curva pós-limite, o qual representa o máximo carregamento do sistema. Porém, pode ocorrer de o ponto em que as duas curvas se interceptam ser um ponto de bifurcação induzida por limite. Neste caso, o

máximo carregamento do sistema será o ponto em que as duas curvas se interceptam e o sistema não suportará incrementos de carga, após os geradores atingirem seus limites de reativo, como pode ser visto na Figura 2.21 (b) (ABRANTES, 2016, p. 29).

Se seguirmos a mesma estratégia, porém considerarmos as curvas λV de uma barra de geração, as curvas encontradas para casos em que não ocorrem BIL serão similares a curvas da Figura 2.22 (a). Já as curvas encontradas quando há a ocorrência de BIL serão similares a curvas da Figura 2.22 (b).

Figura 2.22 – a) Curva λV de uma barra PV contemplando a perda de regulação do gerador após a obtenção do limite de potência reativa sem BIL; b) Curva λV de uma barra PV contemplando a perda de regulação do gerador após a obtenção do limite de potência reativa com BIL



Fonte: Autoria Própria.

2.8.3 Violação de Limite de Potência Ativa

Quando as máquinas atingem o limite máximo ativo, não ocorrem bifurcação e colapso de tensão. Entretanto, a frequência deixa de estar no nominal. Podendo gerar problema de estabilidade de frequência. Além disso, as máquinas deixam de operar de maneira ótima, pois o fator de participação dos geradores é alterado. O fator de participação da barra que atingiu seu limite ativo passa a ser zero e é distribuído entre as demais barras do sistema. Mais detalhes sobre fatores de participação serão apresentados na seção 3.1 do próximo capítulo.

3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

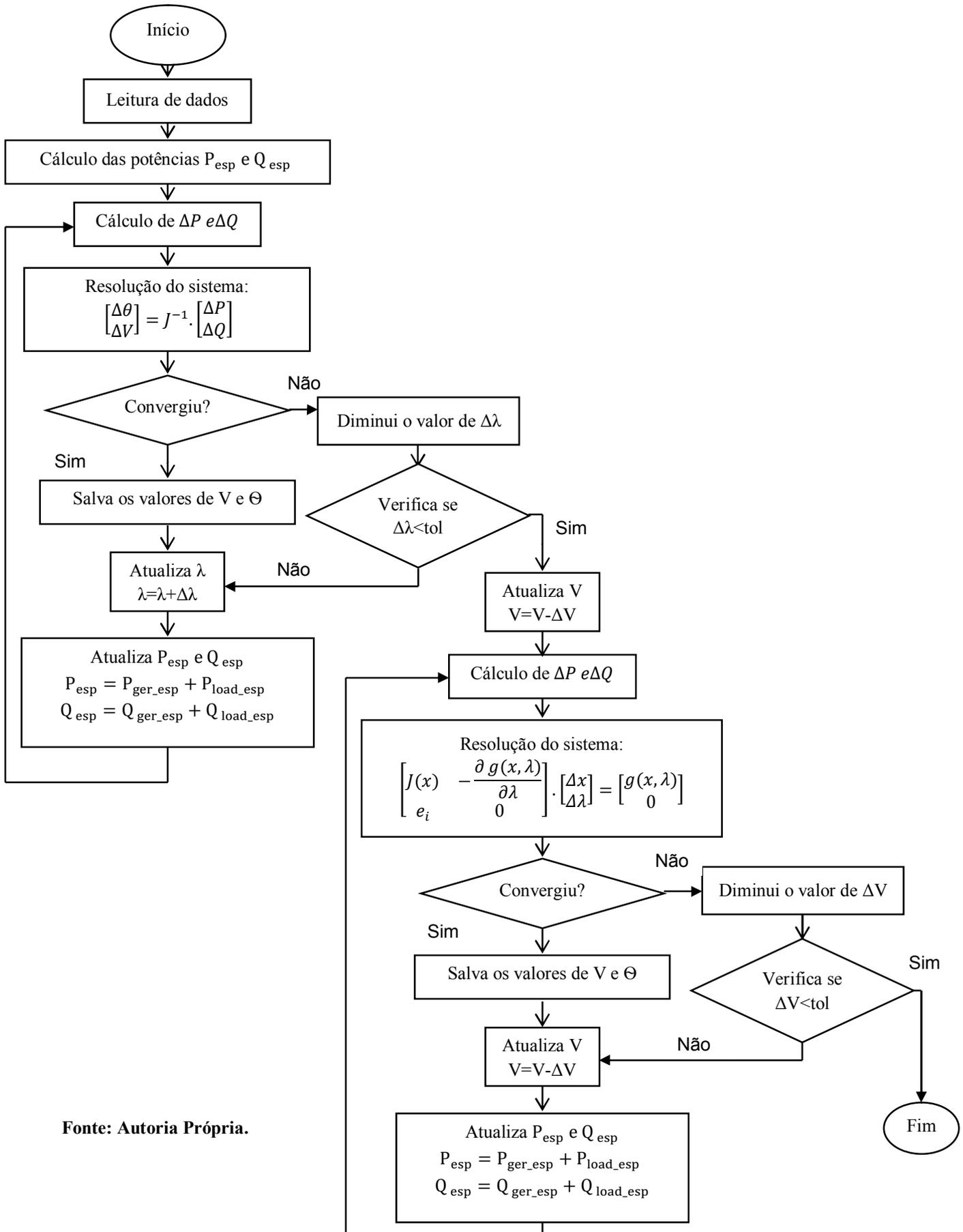
Neste capítulo será apresentada a metodologia desenvolvida para análise do colapso de tensão em tempo real, considerando limites de potência ativa e reativa de geradores. Para estabelecer esta metodologia, primeiramente foram implementados três algoritmos, os quais também serão detalhados neste capítulo: Algoritmo 1 – método de fluxo de potência continuado, utilizando a carga e a tensão como parâmetros de continuação, possibilitando a construção da parte inferior da curva λV ; Algoritmo 2 – utiliza o mesmo método que o primeiro, porém com a inserção de limites de potência ativa e potência reativa dos geradores e Algoritmo 3 – método de *Look Ahead* Modificado.

3.1 ALGORITMO 1: FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO, UTILIZANDO A CARGA E A TENSÃO COMO PARÂMETROS DE CONTINUAÇÃO

O primeiro algoritmo implementado faz uso do FPC considerando a carga como parâmetro de continuação até o ponto em que o incremento mínimo de carga seja obtido e o fluxo de carga não convirja, sem considerar os limites de potência ativa e reativa dos geradores, conforme seção 2.5.2.1. Em seguida e a partir do último fluxo de potência convergido, executa-se o FPC considerando a tensão eficaz da barra mais sensível como parâmetro de continuação, conforme descrito na seção 2.5.2.2. Esse FPC terminará a sua execução quando o número máximo de soluções (previamente estabelecido) for obtido.

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma conceitual do Algoritmo 1.

Figura 3.1 – Algoritmo do Fluxo de Potência Continuado, utilizando a Carga e a Tensão como Parâmetro de Continuação



Fonte: Autoria Própria.

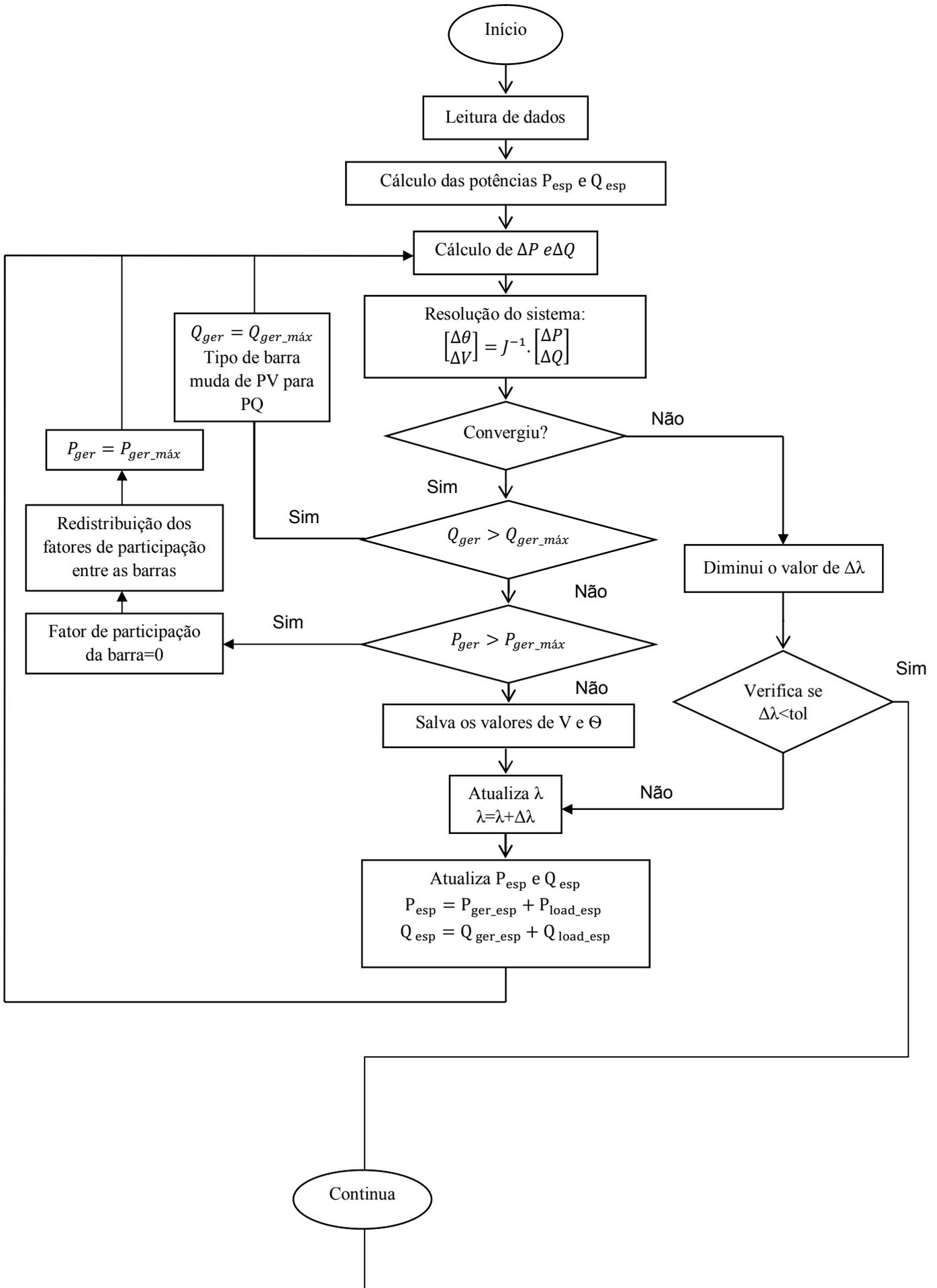
3.2 ALGORITMO 2: FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO UTILIZANDO A CARGA E A TENSÃO COMO PARÂMETROS DE CONTINUAÇÃO COM INSERÇÃO DE LIMITES DOS GERADORES

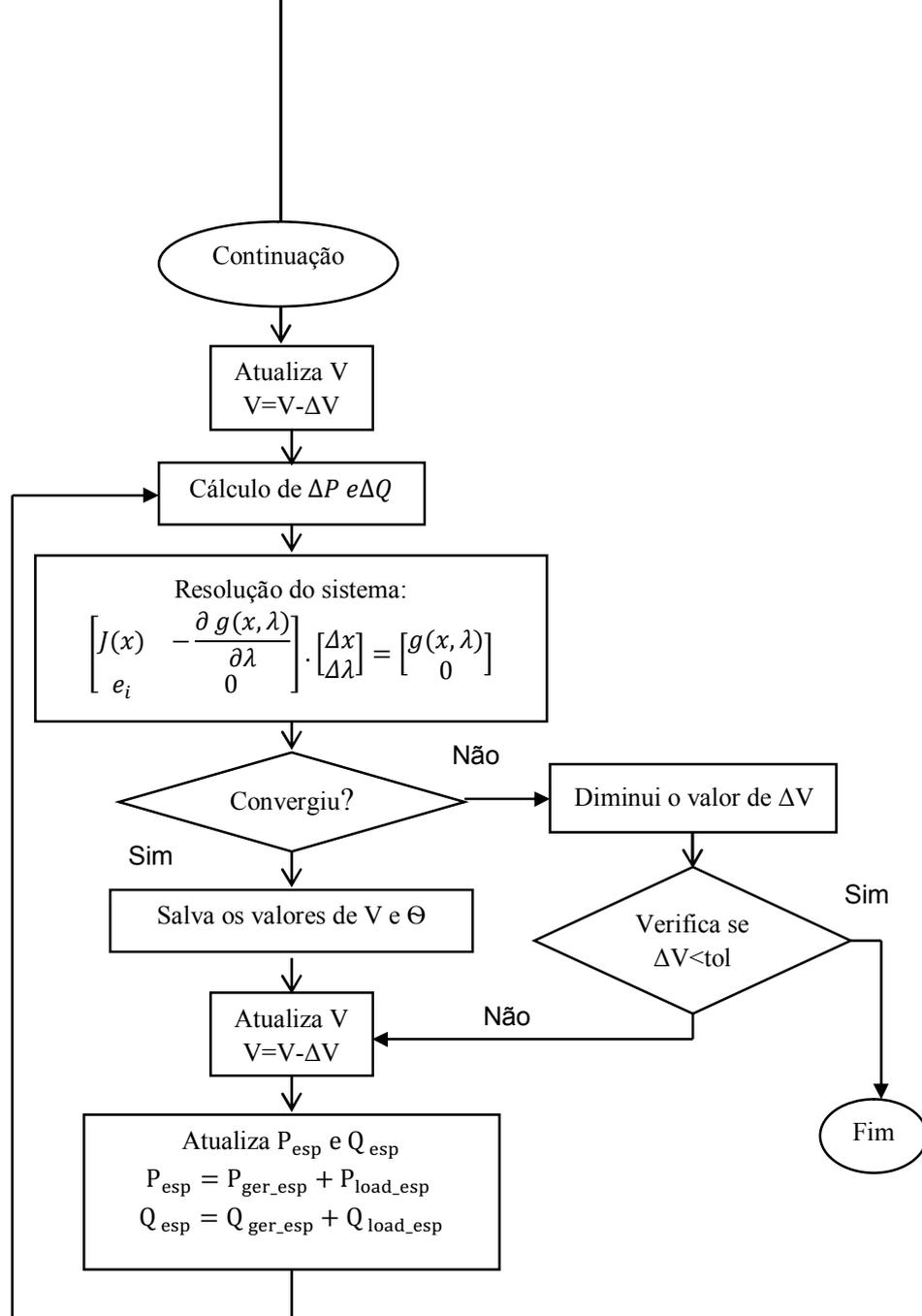
O segundo algoritmo implementado também faz uso do FPC considerando a carga como parâmetro de continuação até o ponto em que o incremento mínimo de carga seja obtido e o fluxo de carga não convirja, considerando os limites de potência ativa e reativa dos geradores. Em seguida e a partir do último fluxo de potência convergido, executa-se o FPC considerando a tensão eficaz da barra mais sensível como parâmetro de continuação, conforme descrito na seção 2.5.2.2. Esse FPC terminará a sua execução quando o número máximo de soluções (previamente estabelecido) for obtido.

Neste algoritmo, quando um limite de potência reativa de geradores é violado, a barra “PV” torna-se uma “PQ” com a potência reativa gerada dada pelo seu valor limite. No caso em que um limite de potência ativo seja violado, não se altera o tipo da barra, mas o fator de participação de geração ativa da mesma será nulo, e seu valor anterior será distribuído igualmente entre as demais barras “PVs” e slack.

A Figura 3.2 apresenta o fluxograma conceitual do Algoritmo 2.

Figura 3.2 – Algoritmo do Fluxo de Potência Continuado, utilizando a Carga e a Tensão como Parâmetro de Continuação e Considerando Limite de Potência Ativa e Reativa.





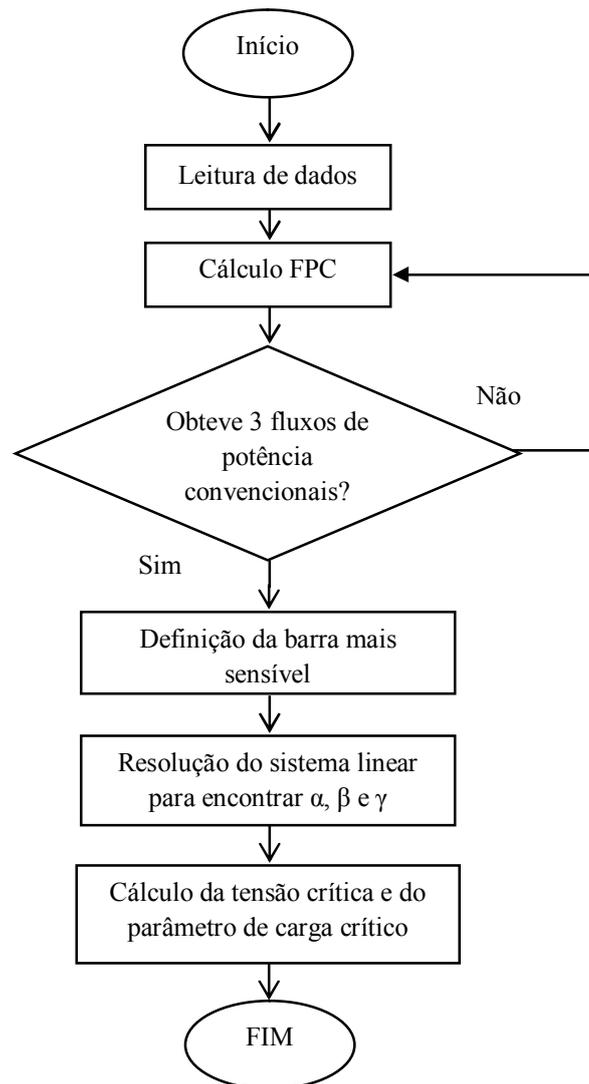
Fonte: Autoria Própria.

3.3 ALGORITMO 3: *LOOK AHEAD* MODIFICADO

Utilizando a metodologia de *Look Ahead* Modificado descrita na seção 2.5.2.5, implementou-se o algoritmo da Figura 3.3.

Para encontrar as três soluções iniciais, foi considerado o método de fluxo de potência continuado, utilizando apenas a carga como parâmetro de continuação, definindo um passo inicial previamente estabelecido. Caso não exista solução utilizando este passo, o algoritmo usa a estratégia da pesquisa binária, diminuindo o passo até encontrar uma solução estável. Depois de obtidas as três soluções, o sistema linear do método de *Look Ahead* Modificado é solucionado, a fim de encontrar o parâmetro de carga crítica e a tensão crítica do sistema, considerando a barra piloto (barra mais sensível) do sistema.

Figura 3.3 – Algoritmo *Look Ahead* Modificado



Fonte: Autoria Própria.

3.4 METODOLOGIA DE ANÁLISE

Esta metodologia foi definida com base nos métodos estudados no capítulo 2 e nos algoritmos implementados. Além disso, esta metodologia pode ser vista como uma adaptação das metodologias apresentadas nos trabalhos de Zhao *et al.* (2003), Mansour (2013) e Abrantes (2016), já que a concepção e formulação desta metodologia fundamentou-se em tais trabalhos. É constituída de cinco etapas, *vide* Figura 3.4.

A Etapa 1 – Análise do Caso Base – consiste em apresentar o resultado da curva λV para o caso base do sistema, ou seja, sem nenhuma contingência aplicada, considerando os limites de potência ativa e reativa dos geradores, a fim de definir o caso base do sistema.

Nesta etapa, foi utilizado o Algoritmo 2 apresentado na seção anterior, devido a sua maior precisão.

Na Etapa 2 – Análise Rápida de Contingências e Classificação – levando em conta os resultados da etapa anterior, são aplicadas contingências simples de linhas de transmissão (critério N-1), a fim de prever o comportamento da margem de estabilidade de tensão nestas situações e estimar os LCCPCs do sistema. Nesta etapa, foi utilizado o Algoritmo 3 apresentado na seção anterior e todos os geradores foram ajustados em seus limites máximos de potência reativa. Ou seja, foi considerado que todos os geradores atingiram seus limites, representando um caso bastante severo do ponto de vista de estabilidade de tensão, no caso de bifurcação sela-nó. Como explicado anteriormente, o Algoritmo 3 não é o mais preciso, porém é rápido o que justifica sua aplicação para a análise em tempo real.

Vale salientar que nesta Etapa 2, o algoritmo consegue identificar as seguintes situações: i) casos de ilhamento elétrico, isolamento de uma ou mais barras do sistema, apresentando pivô nulo durante o processo de resolução do sistema de equações não-lineares; ii) casos de margem de carregamento nula pós-contingência, ou seja, LCCPC nulo; iii) casos de bifurcação sela-nó (BSN). Diante dos três tipos de resultados possíveis, esta etapa contempla também a classificação das contingências. Os casos severos serão aqueles em que ocorrer ilhamento elétrico e LCCPC menor que 1,04 (ONS, 2010).

A Etapa 3 – Análise Apurada dos Casos Mais Severos e Obtenção do Índice LOS – é uma análise mais precisa e uma verificação se ocorre alguma BIL, podendo causar instabilidade de tensão antes dos limites de capacidade de carga pós-contingência (LCCPC) encontrados na etapa 2. Para isso, foi utilizado o Algoritmo 2 apenas nos casos mais severos da Etapa 2. Deste modo, analisou-se o comportamento das curvas λV s das barras de geração para verificar a presença de BIL. Deste modo, o pior caso encontrado (LCCPC mais severo) será o LOS do sistema.

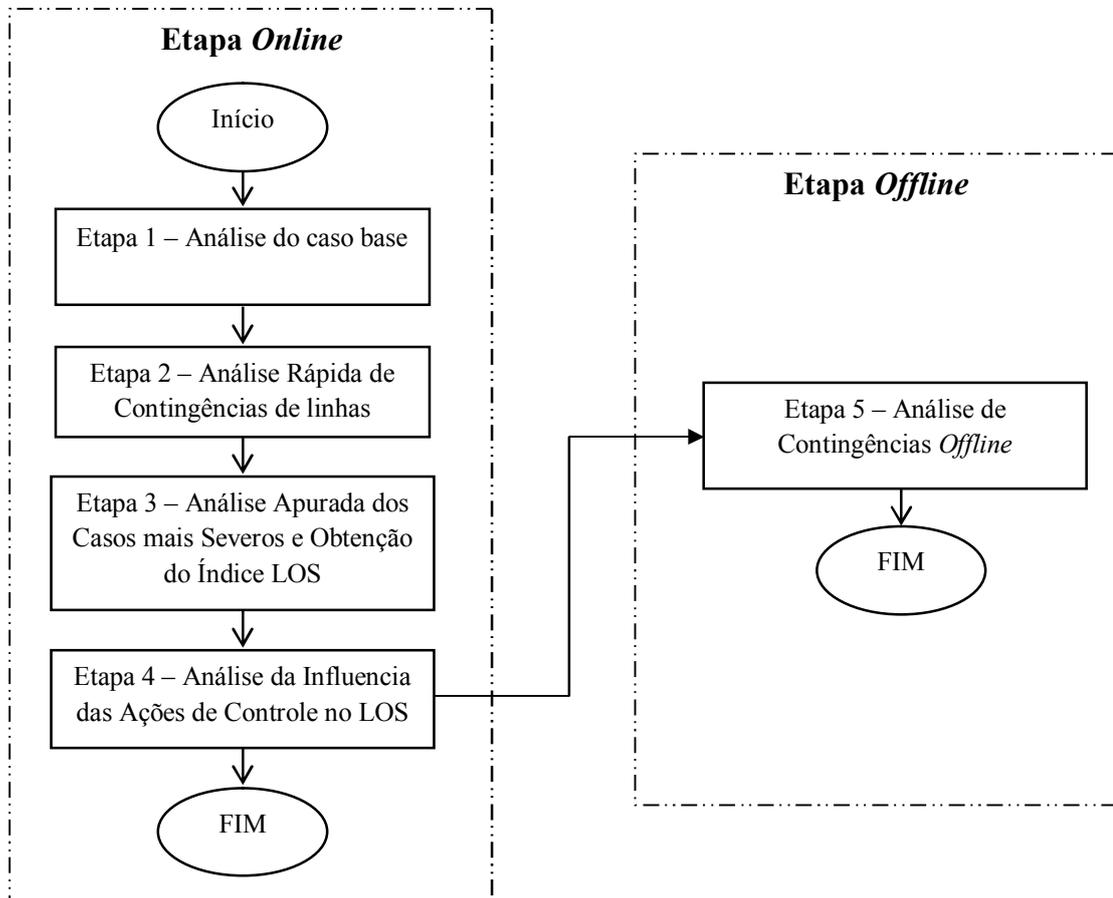
Neste trabalho, os casos de ilhamento elétrico não serão classificados como LOS (Limite de Operação Segura), embora sejam casos bem severos.

Na Etapa 4 – Análise da Influência das Ações de Controle no LOS – são aplicados todos os controle disponíveis no sistema, como inserção de banco de capacitores e ajuste do TAP dos transformadores, a fim de verificar qual seria o impacto das ações de controle no LOS do sistema. Nesta etapa também se utilizou o Algoritmo 3.

A Etapa 5 – Análise de Contingências *Offline* – é uma verificação de todas as contingências, utilizando o Algoritmo 2. Será uma análise mais precisa para verificação dos

resultados obtidos na etapa 3, na qual podem ser identificados casos de BIL imediatamente. Porém, por ser uma análise mais demorada deve ser feita *offline*.

Figura 3.4– Etapas da Metodologia Proposta



Fonte: Autoria própria.

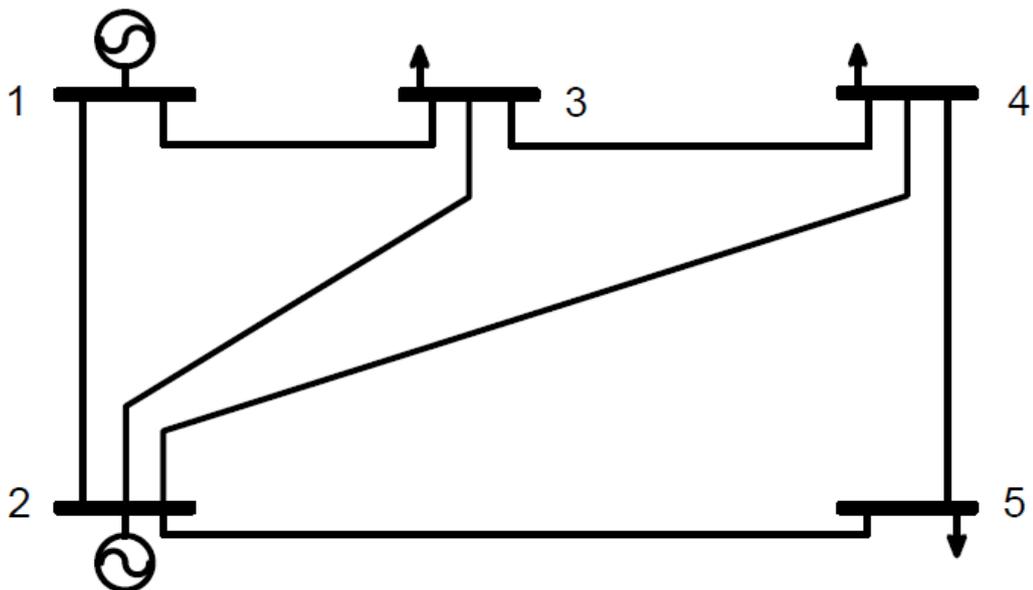
4 SISTEMAS E RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os sistemas considerados nas análises e os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta, apresentada no capítulo 3. Os resultados de Fluxo de Potência foram validados com o programa ANAREDE. Entretanto, não foi possível validar com este programa o FPC, pois o ANAREDE usa outra estratégia para definir o aumento de carga, não mantendo o fator de potência da carga constante. Por isso, os valores não serão os mesmos.

4.1 SISTEMAS ELÉTRICOS CONSIDERADOS

Inicialmente, as implementações realizadas utilizaram um SEP de 5 barras, conforme abaixo:

Figura 4.1 - Representação gráfica do sistema de cinco barras Stagg



Fonte: Adaptado de Stagg; El-Abiad (1982) e Konno; Santana (2017, p. 23).

Os dados de barra e de linha do sistema mostrado na Figura 4.1 podem ser vistos nas Tabelas 4.1 e 4.2, respectivamente.

Tabela 4.1 - Dados de barra do SEP de cinco barras apresentado na Figura 4.1

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência ativa gerada (MW)	Potência reativa gerada (Mvar)	Potência ativa consumida (MW)	Potência reativa consumida (Mvar)	Shunt (%)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MW)
1	2	1.06	0	-	-	0	0	0	-200	500	600
2	1	1.042	-	50.7	-	0	0	0	-20	50	200
3	0	-	-	0	0	47,9	19,3	0	-	-	-
4	0	-	-	0	0	42,9	7,9	0	-	-	-
5	0	-	-	0	0	62,9	12,9	0	-	-	-

Fonte: Autoria própria.

Nas Tabelas 4.1 e 4.4, 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 θ_V ;
- tipo 0: barra PQ (carga).

Tabela 4.2 - Dados de linha do SEP de cinco barras apresentado na Figura 4.1

De (barra)	Para (barra)	Resistência - R(%)	Reatância - X(%)	Admitância shunt total (%)
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.

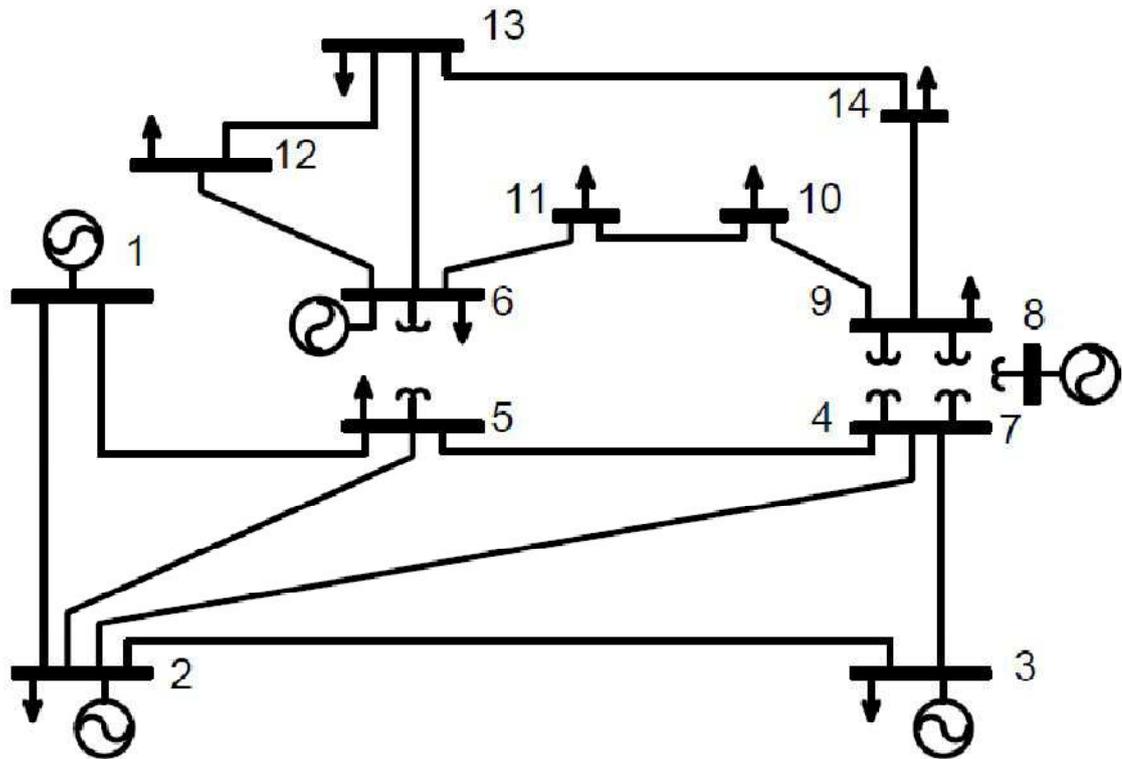
Tabela 4.3 - Fatores de Participação de Carga e Geração para o Sistema de Cinco Barras Apresentado na Figura 4.1

Barra	Fator de Participação de Carga	Fator de participação de Geração
1	0	1/2
2	0	1/2
3	1/3	0
4	1/3	0
5	1/3	0

Fonte: Autoria Própria.

Na sequência, foi utilizado um SEP de 14 barras modelo IEEE, conforme Figura 4.2.

Figura 4.2 – Sistema 14 Barras, modelo IEEE.



Fonte: Lopez-Lezama; Granada-Echeverri; Gallego-Pareja (2009).

Os dados de barra e de linha do sistema da Figura 4.2 são mostrados nas Tabelas 4.4 e 4.5, respectivamente.

Tabela 4.4 - Dados de barra do SEP de 14 barras apresentado na Figura 4.2

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência ativa gerada (MW)	Potência reativa gerada (Mvar)	Potência ativa consumida (MW)	Potência reativa consumida (Mvar)	Shunt (%)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MW)
1	2	1,060	0	-	-	0	0	0	-999	999	800
2	1	1,045	-	40,0	-	21,7	12,7	0	-40,0	50,0	100
3	1	1,010	-	0	-	94,2	19,0	0	0	40,0	-
4	0	-	-	0	-	47,8	-3,9	0	-	-	-
5	0	-	-	0	-	7,6	1,6	0	-	-	-
6	1	1,070	-	0	-	11,2	7,5	0	-6,0	24,0	-
7	0	-	-	0	-	0	0	0	-	-	-
8	1	1,090	-	0	-	0	0	0	-6,0	24,0	-
9	0	-	-	0	-	29,5	16,6	19,0	-	-	-
10	0	-	-	0	-	9,0	5,8	0	-	-	-
11	0	-	-	0	-	3,5	1,8	0	-	-	-
12	0	-	-	0	-	6,1	1,6	0	-	-	-
13	0	-	-	0	-	13,6	5,8	0	-	-	-
14	0	-	-	0	-	14,9	5,0	0	-	-	-

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4.5 - Dados de Linha do SEP de 14 Barras Apresentado na Figura 4.2

De (barra)	Para (barra)	Resistência R(%)	Reatância X(%)	Admitância <i>shunt</i> total (%)	Tap (pu)
1	2	1,938	5,917	5,28	1,00
1	5	5,403	22,304	4,92	1,00
2	3	4,699	19,797	4,38	1,00
2	4	5,811	17,632	3,74	1,00
2	5	5,695	17,388	3,40	1,00
3	4	6,701	17,103	3,46	1,00
4	5	1,335	4,211	1,28	1,00
4	7	0	20,912	0	0,978
4	9	0	55,618	0	0,969
5	6	0	25,202	0	0,932
6	11	9,498	19,89	0	1,00
6	12	12,291	25,581	0	1,00
6	13	6,615	13,027	0	1,00
7	8	0	17,615	0	1,00
7	9	0	11,001	0	1,00
9	10	3,181	8,45	0	1,00
9	14	12,711	27,038	0	1,00
10	11	8,205	19,207	0	1,00
12	13	22,092	19,988	0	1,00
13	14	17,093	34,802	0	1,00

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4.6 - Fatores de Participação de Carga e Geração para o Sistema de 14 Barras Apresentado na Figura 4.2

Barra	Fator de Participação de Carga	Fator de participação de Geração
1	0	1/2
2	1/11	1/2
3	1/11	0
4	1/11	0
5	1/11	0
6	1/11	0
7	0	0
8	0	0
9	1/11	0
10	1/11	0
11	1/11	0
12	1/11	0
13	1/11	0
14	1/11	0

Fonte: Autoria Própria.

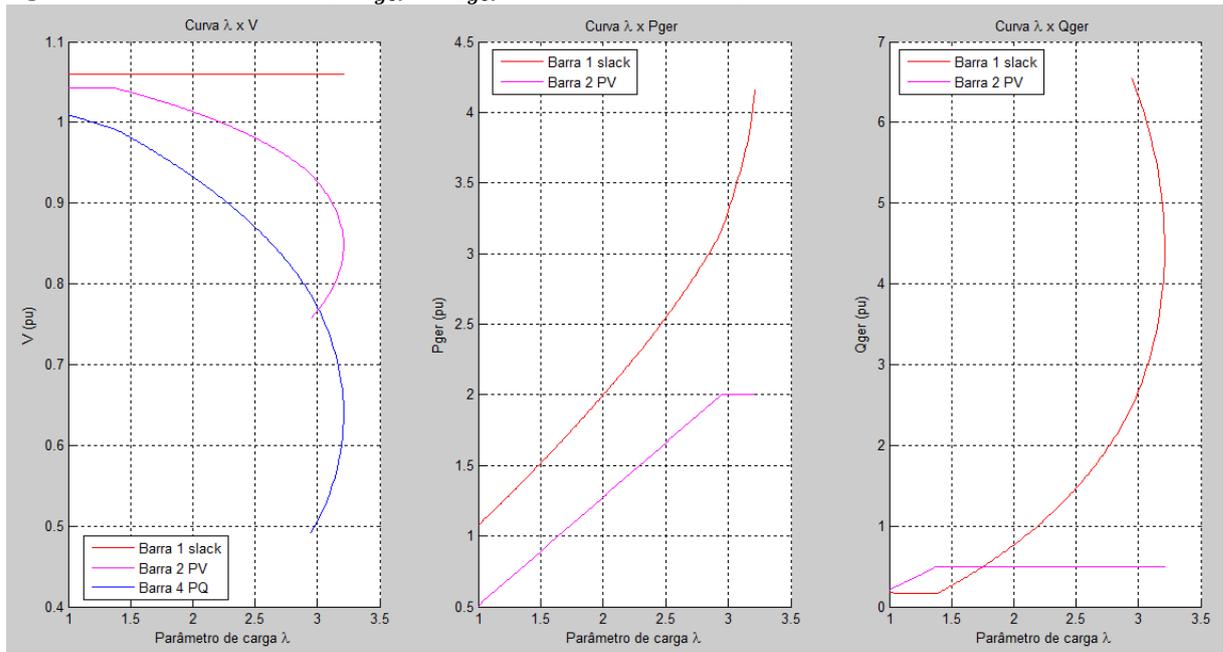
Em seguida, foi utilizado um SEP de 30 barras modelo IEEE, conforme Apêndice A.

4.2 RESULTADOS SISTEMA 5 BARRAS

4.2.1 Etapa 1 – Análise do Caso Base

Utilizando o Algoritmo 2 para o sistema de cinco barras, encontrou-se as curvas λV s da Figura 4.3.

Figura 4.3 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 5 Barras, modelo IEEE



Fonte: Autoria própria.

Na curva λV da Figura 4.3, estão representadas as curvas da barra *slack*, da barra 2 de geração e da barra de carga 4 que é a mais sensível. Analisando estas curvas é possível perceber que quando a barra 2 atinge seu limite de geração de potência reativa ela perde a capacidade de regular tensão e sua tensão passa a diminuir com o aumento de carga, apresentando um comportamento similar a uma barra de carga. O efeito disso na curva λV das barras de carga é uma mudança de trajetória.

Na curva λP_{ger} da Figura 4.3, verifica-se que com o aumento da carga demandada pelo sistema, há um aumento da potência ativa disponibilizada pelos geradores. Quando um dos geradores atinge seu limite, este não é mais capaz que absorver a demanda do sistema. Desta forma, este gerador passa a fornecer apenas seu limite máximo e o aumento de carga posterior é fornecido pelas demais barras do sistema, neste caso pela barra *slack*.

Na curva λQ_{ger} da Figura 4.3, similarmente às curvas λP_{ger} , os geradores fornecem potência reativa ao sistema até que seus limites sejam atingidos. A partir disto, a geração de

potência reativa passa a ser constante e o aumento de potência reativa demandada pelas cargas é assumido pelos outros geradores do sistema, neste caso pelo gerador da barra slack.

Como resultado, o carregamento máximo encontrado foi de $\lambda_{m\acute{a}x} = 3,2102$ e a tensão crítica da barra mais sensível foi igual a $V_{cr\acute{it}ico} = 0,6405$ pu. Podemos também representar o carregamento máximo do sistema em função da potência máxima. Neste caso, $P_{m\acute{a}x} = \lambda_{m\acute{a}x} * P_{base} = 3,2102 * 1,537 \text{ pu} = 4,93408 \text{ pu}$. Porém, no decorrer deste capítulo iremos apenas apresentar o resultado em função de $\lambda_{m\acute{a}x}$.

4.2.2 Etapa 2 – Análise Rápida de Contingências de Linhas

Nesta etapa, foram simuladas e analisadas situações de contingência simples de linhas de transmissão com critério N-1. Os resultados são apresentados na Tabela 4.7.

Para esta análise utilizou-se o Algoritmo 3, visto que este é mais rápido que a anterior. Como mostrado anteriormente, a precisão do método de *Look Ahead* Modificado varia de acordo com os pontos calculados escolhidos. Quanto mais próximos da bifurcação da curva estiverem estes pontos, mais próximo o resultado estimado estará do “real”. Por isso, foi utilizado o mesmo $\Delta\lambda$ inicial para todas as contingências e este passo foi definido como um terço da margem de estabilidade obtida na etapa 1 (sistema com limites de reativo e sem contingências):

$$\Delta\lambda_{inicial} = (\lambda_{m\acute{a}x_etapa1})/3 \quad (4.1)$$

Deste modo, para este sistema, utilizou-se $\Delta\lambda$ inicial igual a 1,1. Conforme explicado anteriormente, caso não convirja o fluxo de potência continuado, o incremento de carga $\Delta\lambda$ é diminuído ($\Delta\lambda = \Delta\lambda_{inicial}/3$).

Tabela 4.7 - Máximo carregamento do sistema de 5 barras, considerando os geradores operando no limite máximo de potência reativa e as contingências especificadas

Contingência	Retirada da linha entre as barras	$\lambda_{cr\acute{it}ico}$	V _{crítico} Barra4
#1	1 e 2	1,4555	0,6973
#2	1 e 3	2,2485	0,6530
#3	2 e 3	2,6991	0,6813
#4	2 e 4	2,6444	0,6594

Contingência	Retirada da linha entre as barras	$\lambda_{crítico}$	V _{crítico Barra4}
#5	2 e 5	1,4718	0,8304
#6	3 e 4	2,7312	0,6956
#7	4 e 5	3,2011	0,6817

Fonte: Autoria Própria.

Considerando os resultados da etapa 2, caso nenhuma destas condições apresente uma bifurcação induzida por limites, os $\lambda_{críticos}$ representam os LCCPCs estimados do sistema e o menor valor dentre os LCCPCs será o LOS estimado do sistema.

Segundo ONS (2010), as margens de segurança de tensão para os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação são de 7% e 4% do carregamento base, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem superior a 4% do carregamento base deve ser a meta.

Deste modo, pode-se perceber que nenhuma contingência teve margem de carregamento inferior ao critério estabelecido pela ONS (2010). Deste modo, nenhuma destas contingências seria crítica. Porém, neste trabalho também foram consideradas como críticas as contingências com menor margem de estabilidade, compreendidas dentro de 20% das contingências totais (arredondando este valor para cima). Como o sistema de 5 barras apresenta 7 contingências possíveis, serão analisadas 20% de 7, ou seja, 1,4 contingências, arredondando para cima, serão analisadas as duas piores contingências, as quais são as contingências #1 e #5, marcadas em amarelo na Tabela 4.7.

4.2.3 Etapa 3 – Análise Apurada dos Casos mais Severos e Obtenção do índice LOS

Esta etapa consiste em analisar a curva das piores contingências a fim de verificar se há a ocorrência de bifurcações induzidas por limite, o que tornaria essas contingências ainda mais críticas.

Para isto, é utilizado o Algoritmo 2, novamente, buscando um pouco mais de precisão. Deste modo, analisam-se as curvas λV s das barras de geração que atingem o limite de reativo.

Como citado anteriormente, após atingir o limite de potência reativa a curva λV passa a se comportar como uma barra de carga. Se a curva λV , após o gerador atingir o limite,

apresentar uma bifurcação sela nó, significa que existiram pontos estáveis após a ocorrência do limite, ou seja, não ocorreu uma BIL. Se a curva λV , imediatamente após o gerador atingir o limite, passar a apresentar os pontos instáveis da curva λV , gerando uma mudança abrupta na trajetória da curva, é porque ocorreu uma BIL.

Os resultados encontrados estão na Tabela 4.8 a seguir.

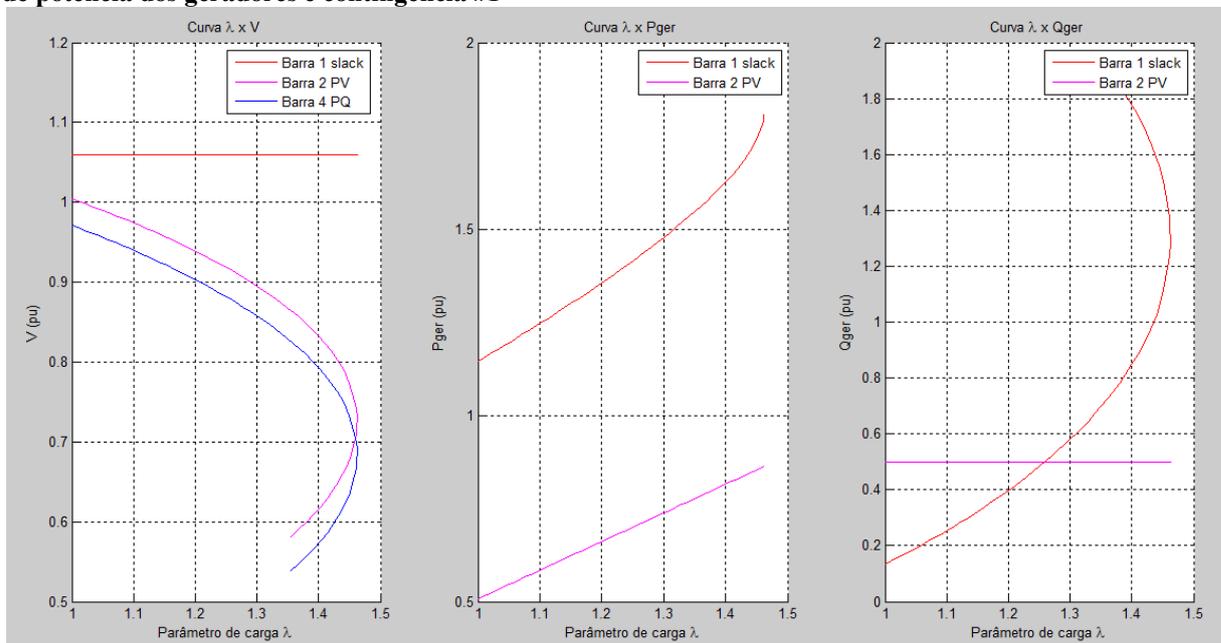
Tabela 4.8 - Máximo carregamento do sistema de 5 barras para as contingências críticas, considerando o Algoritmo 2.

Contingência	Retirada da linha entre as barras	$\lambda_{crítico}$	$V_{crítico}$ Barra 4
#1	1 e 2	1,4611	0,6869
#5	2 e 5	1,4622	0,8424

Fonte: Autoria Própria

Para a contingência #1, desde o carregamento inicial, o gerador da barra 2 atinge seu limite, conforme pode ser visto na figura a seguir:

Figura 4.4 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 5 Barras, modelo Stagg, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #1

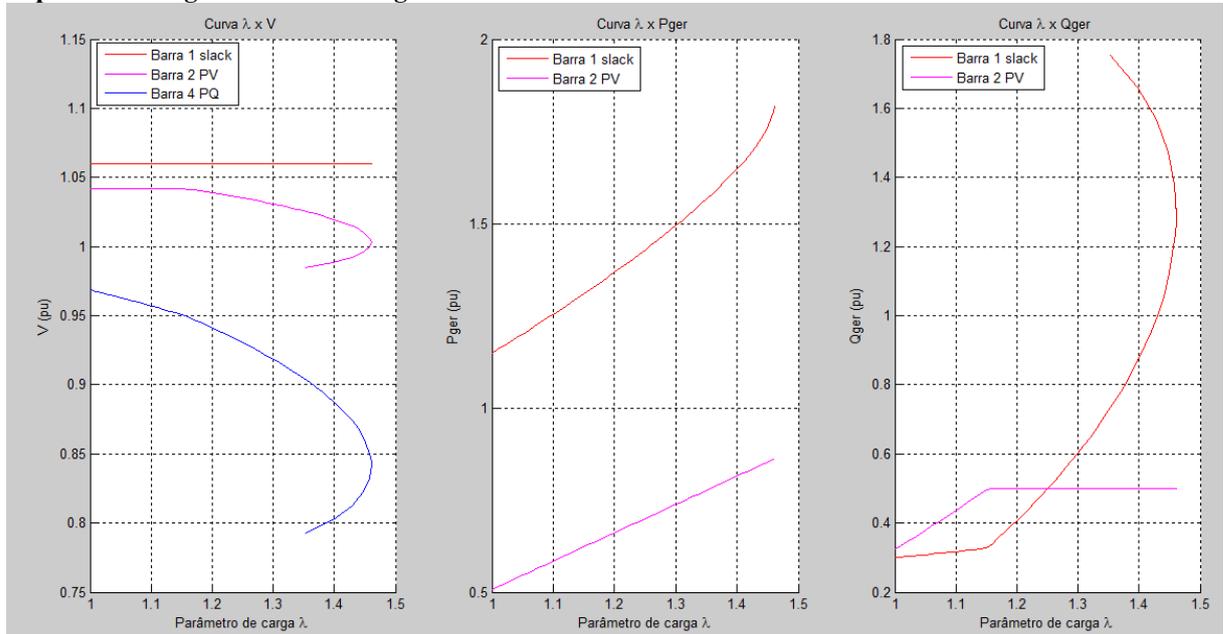


Fonte: Autoria própria.

Como a curva λV da barra de geração 2 apresenta uma bifurcação sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #5, ao contrário da contingência #1, o gerador da barra 2 não atinge seu limite com o carregamento inicial, conforme pode ser visto na Figura 4.5 a seguir.

Figura 4.5 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 5 Barras, modelo Stagg, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #5.



Fonte: Autoria própria.

Da mesma maneira que a contingência #1, a contingência #5 não apresenta um caso de BIL.

Como nenhuma das contingências apresentou BIL, o LOS estimado do sistema é o LCCPC#1. Por isso, na etapa 4 será analisada apenas a contingência #1, pois é ela que configura o LOS do sistema.

4.2.4 Etapa 4 – Análise da Influência das Ações de Controle no LOS

Nesta etapa serão apresentados os resultados da aplicação das contramedidas explicadas na seção 2.7. Como visto anteriormente, as contramedidas visam melhorar a margem de estabilidade de tensão de um sistema, e conseqüentemente seu LOS, a fim de evitar o colapso de tensão.

As contramedidas analisadas serão:

- compensação *shunt*;

O objetivo desta etapa é saber rapidamente, o quanto se pode aumentar o LOS do sistema, utilizando os bancos de capacitores já disponíveis na rede. Por isso, foi utilizado o

Algoritmo 3, considerando que todos os geradores atingiram seus limites, que ocorreu a contingência #1 e que todos os controles disponíveis estarão no máximo.

Os controles disponíveis na rede estão descritos na tabela a seguir.

Tabela 4.9 - Capacitores *shunt* disponíveis em cada barra do sistema de cinco barras apresentado na Figura 4.1

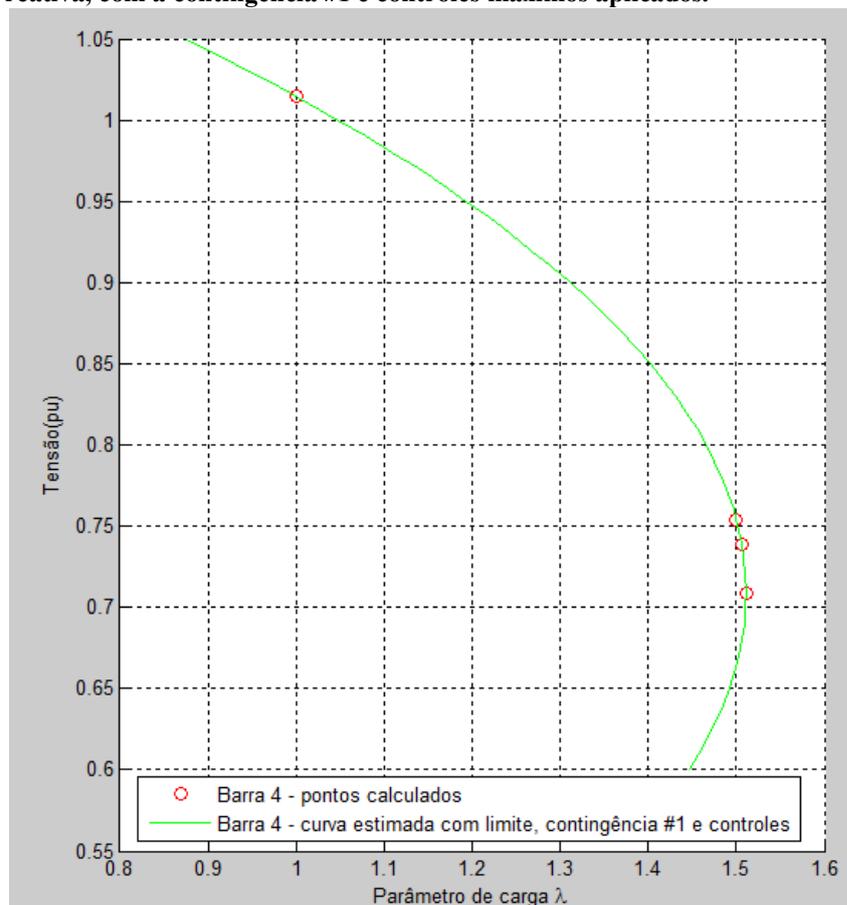
Barra	Tipo	Capacitores <i>shunt</i> disponíveis (pu)
3	0	0,05
4	0	0,03
5	0	0,07

Fonte: Autoria própria.

Deste modo, encontrou-se a seguinte curva:

Figura 4.6

Curvas λV da barra de carga mais sensível do sistema de 5 barras, considerando os geradores operando em seus limites máximos de potência reativa, com a contingência #1 e controles máximos aplicados.



Fonte: Autoria Própria.

Com as contramedidas aplicadas (controles), foi possível aumentar a margem de estabilidade de tensão, e conseqüentemente o LOS do sistema, de $\lambda_{critico}=1,4555$ para $\lambda_{critico}=1,5111$.

4.2.5 Etapa 5 - Análise de Contingências *Offline*

O objetivo da etapa 5 é garantir que não há nenhuma contingência mais crítica que as anteriormente identificadas. Por isso, nesta etapa as contingências são analisadas com o Algoritmo 2, ou seja, pelo método de FPC, considerando os limites dos geradores. Este método é mais preciso, porém mais demorado. Por isso, esta análise deve ser feita *offline*.

O comparativo dos resultados pode ser visto na Tabela 4.10 a seguir.

Tabela 4.10 - Com paração do parâmetro de carga máximo do sistema de 5 barras, considerando os Algoritmos 2 e 3 e as contingências especificadas

Contingência	Retirada da linha entre as barras	$\lambda_{critico}$ (Algoritmo 3 – menos preciso)	$\lambda_{critico}$ (Algoritmo 2 – mais preciso)	Erro Relativo (%)
#1	1 e 2	1,4555	1,4611	-0,3833
#2	1 e 3	2,2485	2,2661	0,7767
#3	2 e 3	2,6991	2,8222	4,3618
#4	2 e 4	2,6444	2,7397	3,4785
#5	2 e 5	1,4718	1,4622	-0,6565
#6	3 e 4	2,7312	2,8909	5,5242
#7	4 e 5	3,2011	3,1778	-0,7332

Fonte: Autoria Própria.

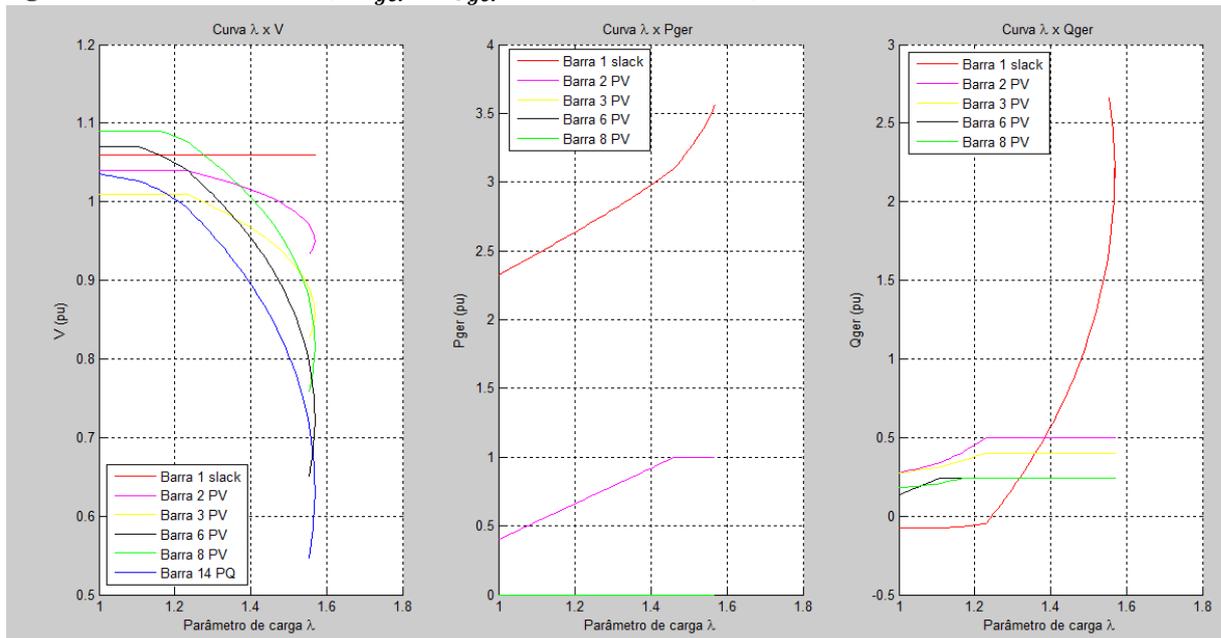
Analisando estes resultados, é possível perceber que o erro entre os métodos descrito é pequeno e que neste sistema, não haverá contingências mais críticas que as já mencionadas. Porém, para outros sistemas esta etapa é importante, principalmente para garantir a verificação de casos de BIL.

4.3 RESULTADOS SISTEMA 14 BARRAS

4.3.1 Etapa 1 – Análise do Caso Base

Analogamente ao sistema de 5 barras, inicialmente, utilizou-se o Algoritmo 2 para o sistema de 14 barras para encontrar as curvas do caso base a seguir.

Figura 4.7 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE



Fonte: Autoria própria.

A curva λV da Figura 4.7 apresenta as curvas da barra *slack*, das barras de geração e da barra de carga mais sensível do sistema. Analisando estas curvas, é possível perceber que quando as barras de geração atingem seus limites de potência reativa elas perdem a capacidade de regular tensão. Deste modo, suas tensões passam a diminuir com o aumento de carga, apresentando um comportamento similar a uma barra de carga.

Na curva λP_{ger} de Figura 4.7, verifica-se que com o aumento da carga demandada pelo sistema há um aumento da potência gerada fornecida pela barra *slack* e barras PVs. Quando um dos geradores atinge seu limite, seu fornecimento fica constante no valor de seu limite máximo e os aumentos de carga posteriores a esta ocorrência serão absorvido pelas demais barras do sistema. Neste caso apenas pela barra *slack*, pois as demais barras PVs do sistema não fornecem potência ativa.

Na curva λQ_{ger} da Figura 4.6, similarmente às curvas λP_{ger} , os geradores fornecem potência reativa ao sistema até que seus limites sejam atingidos. A partir disto, a geração de potência reativa passa a ser constante e o aumento de potência reativa demanda pelas cargas é assumido pelos demais geradores do sistema.

Como resultado, o carregamento máximo encontrado foi de $\lambda_{m\acute{a}x} = 1,5693$ e a tensão crítica da barra mais sensível foi igual a $V_{crítico} = 0,6356$ pu.

4.3.2 Etapa 2 – Análise Rápida de Contingências de Linhas

Em seguida, quedas de linhas de tensão foram aplicadas como contingências, ao sistema de 14 barras, resultando nas tensões críticas e parâmetros de carga críticos descritos na Tabela 4.5.

Para esta análise, também se utilizou o Algoritmo 3 e $\Delta\lambda$ inicial de 0,5 ($\Delta\lambda_{inicial} = (\lambda_{m\acute{a}x_etapa1})/3$), seguindo a mesma estratégia descrita para o sistema de 5 barras.

Tabela 4.11 - Máximo carregamento do sistema de 14 barras, considerando os geradores operando no limite máximo de potência reativa e as contingências especificadas

Contingência	Retirada da linha entre as barras	λ crítico	V crítico Barra 14
#1	1 e 2	*	*
#2	1 e 5	1,2645	0,7282
#3	2 e 3	1,3374	0,7326
#4	2 e 4	1,3653	0,7369
#5	2 e 5	1,3865	0,7375
#6	3 e 4	1,4256	0,7539
#7	4 e 5	1,4133	0,7575
#8	4 e 7	1,3417	0,7822
#9	4 e 9	1,3913	0,7657
#10	5 e 6	1,1519	0,7059
#11	6 e 11	1,4164	0,7994
#12	6 e 12	1,4139	0,7461

Contingência	Retirada da linha entre as barras	$\lambda_{crítico}$	V _{crítico} Barra 14
#13	6 e 13	1,3749	0,6418
#14	7 e 8	**	**
#15	7 e 9	1,2759	0,7823
#16	9 e 10	1,3698	0,7699
#17	9 e 14	1,3651	0,7413
#18	10 e 11	1,4441	0,7603
#19	12 e 14	1,4444	0,7568
#20	13 e 14	1,4409	0,7831

* Situação em que o fluxo de potência não converge para $\lambda=1$, margem nula

** Situação de ilhamento

Fonte: Autoria Própria.

Levando em conta os resultados da etapa 2, caso nenhuma destas condições apresente uma bifurcação induzida por limites, estes são os LCCPCs estimados do sistema. Com a retirada da linha de transmissão entre as barras (7 e 8) – contingência #14 – não obtivemos um resultado do fluxo de potência, pois a retirada desta linha causa um ilhamento no sistema, sendo esta uma situação bastante severa. Deste modo, percebe-se que a linha entre as barras 7 e 8 é a barra mais crítica do sistema, pois se interrompida causará *blackout* para determina região do sistema.

Desconsiderando a contingência #14 e seguindo o mesmo critério utilizado para o sistema de 5 barras para determinar as contingências mais críticas, serão analisadas na seção seguinte as contingências #1, #2, #3 e #15. Pois, a contingência #1, destacada em vermelho na Tabela 4.11, apresentou a margem de segurança inferior a 4% do carregamento base, conforme sugerido pela ONS (2010) e as outras três contingências, destacadas em amarelo na Tabela 4.11, apresentaram os menores $\lambda_{críticos}$, completando os 20% de contingências a serem analisadas como pré-estabelecido.

4.3.3 Etapa 3 – Análise Apurada dos Casos mais Severos e Obtenção do índice LOS

Seguindo o mesmo procedimento explicado na etapa 3 para o sistema de 5 barras, aplicou-se o Algoritmo 2 para o sistema de 14 barras, encontrando os resultados da Tabela 4.12 para as contingências consideradas críticas.

Tabela 4.12 - Máximo carregamento do sistema de 14 barras para as contingências críticas, considerando o Algoritmo 2.

Contingência	Retirada da linha entre as barras	λ crítico	V crítico Barra 14
#1	1 e 2	*	*
#2	1 e 3	1,3195	0,6487
#3	1 e 2	1,3648	0,6838
#15	7 e 9	1,3491	0,6536

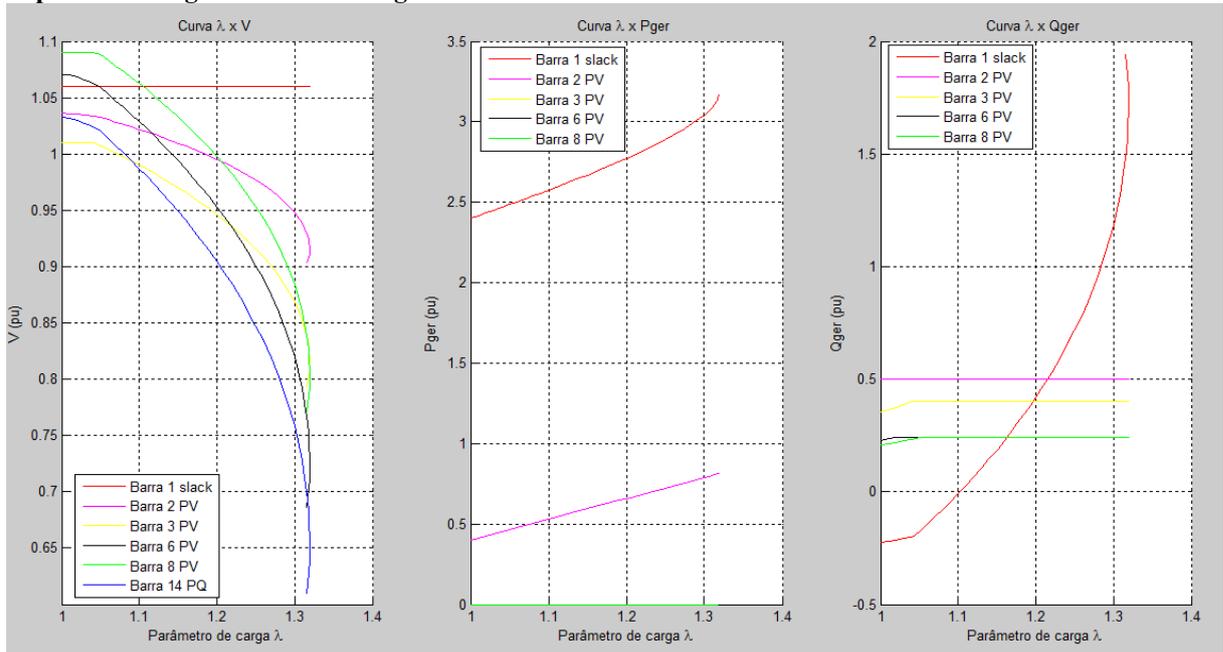
* Situação em que o fluxo de potência não converge para $\lambda=1$, margem nula

Fonte: Autoria Própria.

Para a contingência #1, o Algoritmo 2 não convergiu, isto porque a margem de estabilidade de tensão é menor que 1pu. Isto significa que, se ocorrer a contingência #1 na condição de carga nominal, o sistema não será capaz de suprir a demanda, o que ocasionaria um colapso de tensão.

Para a contingência #2, encontraram-se as seguintes curvas, como pode ser visto na Figura 4.8.

Figura 4.8 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #2

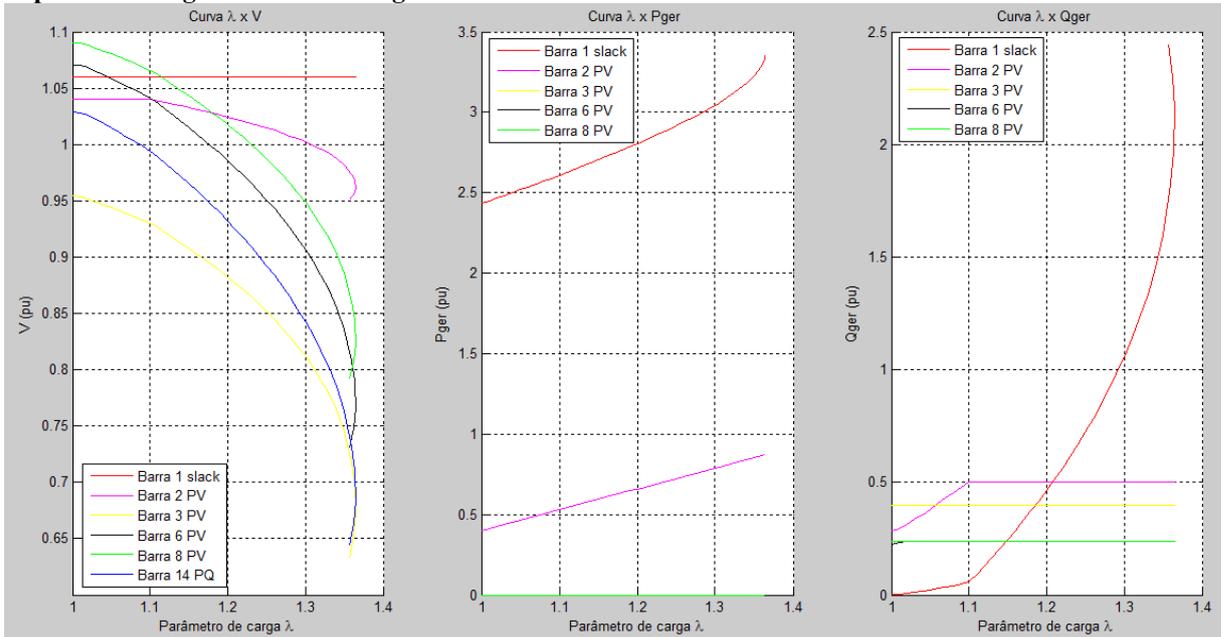


Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.8, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #3, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto nas Figuras 4.9.

Figura 4.9 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #3

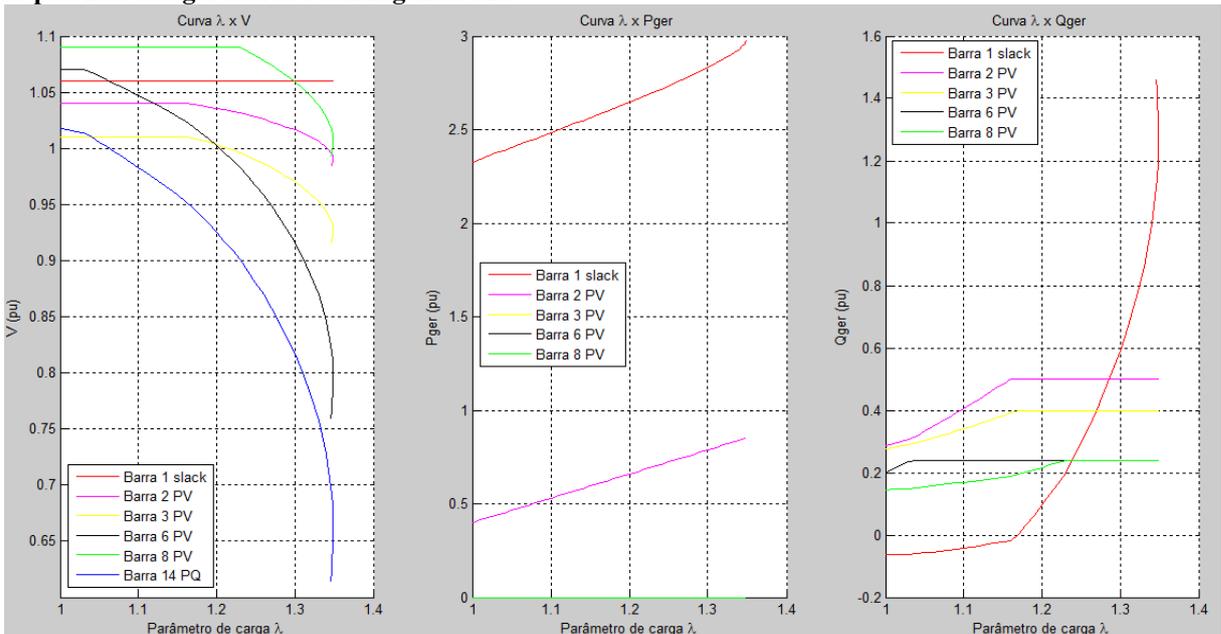


Fonte: Autoria própria.

Igualmente as contingências anteriores, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #15, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto na Figura 4.10.

Figura 4.10 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #15



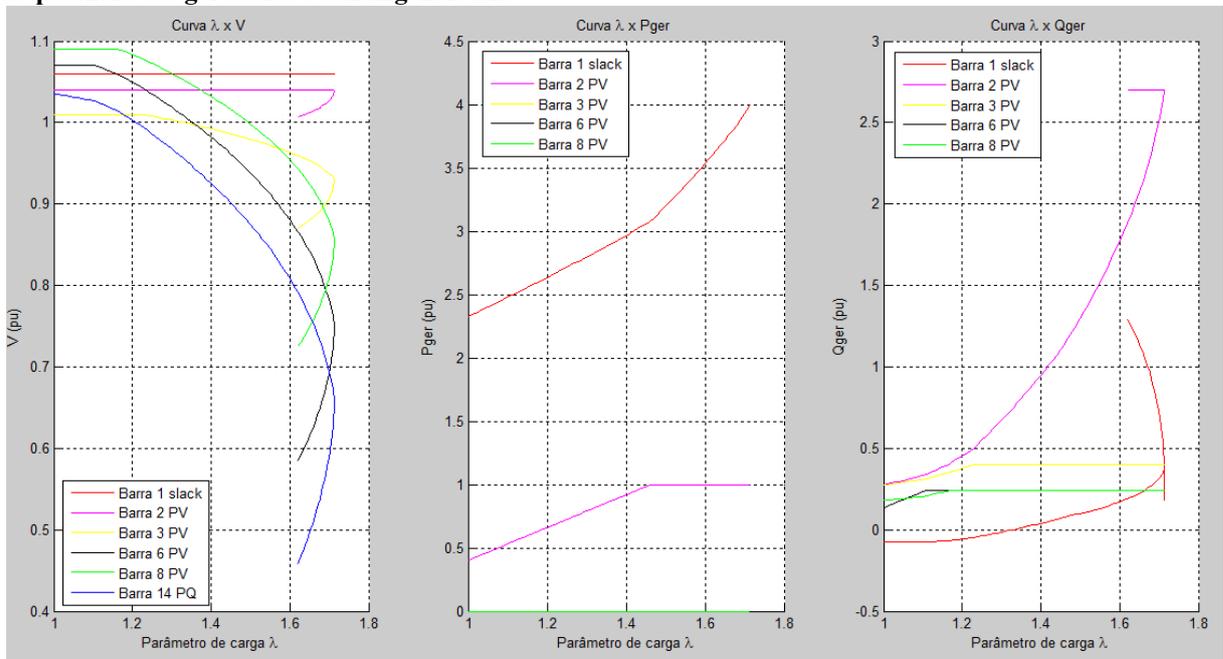
Fonte: Autoria própria.

Da mesma maneira que as contingências anteriores, as curvas λV das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Como nenhuma das contingências apresentou BIL, o LOS estimado do sistema é o LCCPC#1, que é nulo. Por isso, na etapa 4 será analisada apenas a contingência #1, pois é ela que configura o LOS do sistema.

Apenas para ilustrar como seriam as curvas na presença de uma BIL, foi modificado o limite de reativo da barra 2 do sistema de 14 barras para 271 MVar. Assim, encontraram-se as seguintes curvas.

Figura 4.11 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 14 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #15



Fonte: Autoria própria.

Nota-se que ao atingir o máximo carregamento do sistema a curva λV da barra 2 sofre uma mudança abrupta de direção, deixando de ser constante e passando diretamente para valores instáveis da curva λV , caracterizando uma BIL.

4.3.4 Etapa 4 – Análise da Influência das Ações de Controle no LOS

Nesta etapa serão apresentados os resultados da aplicação das contramedidas explicadas na seção 2.7.

As contramedidas analisadas serão:

- compensação *shunt*;
- variação do TAP dos transformadores.

O objetivo desta etapa é saber rapidamente, o quanto se pode aumentar o LOS do sistema, utilizando os bancos de capacitores e ajuste de TAP dos transformadores já disponíveis na rede. Por isso, foi utilizado o Algoritmo 3, considerando a contingência #1 e todos os controles no máximo.

Os controles disponíveis na rede estão descritos nas tabelas a seguir:

Tabela 4.13 - Capacitores *shunt* disponíveis em cada barra do sistema de 14 barras

Barra	Tipo	Capacitores <i>shunt</i> disponíveis (pu)
4	0	0,02
5	0	0,03
10	0	0,01
11	0	0,03
12	0	0,02
13	0	0,02
14	0	0,04

Fonte: Autoria própria.

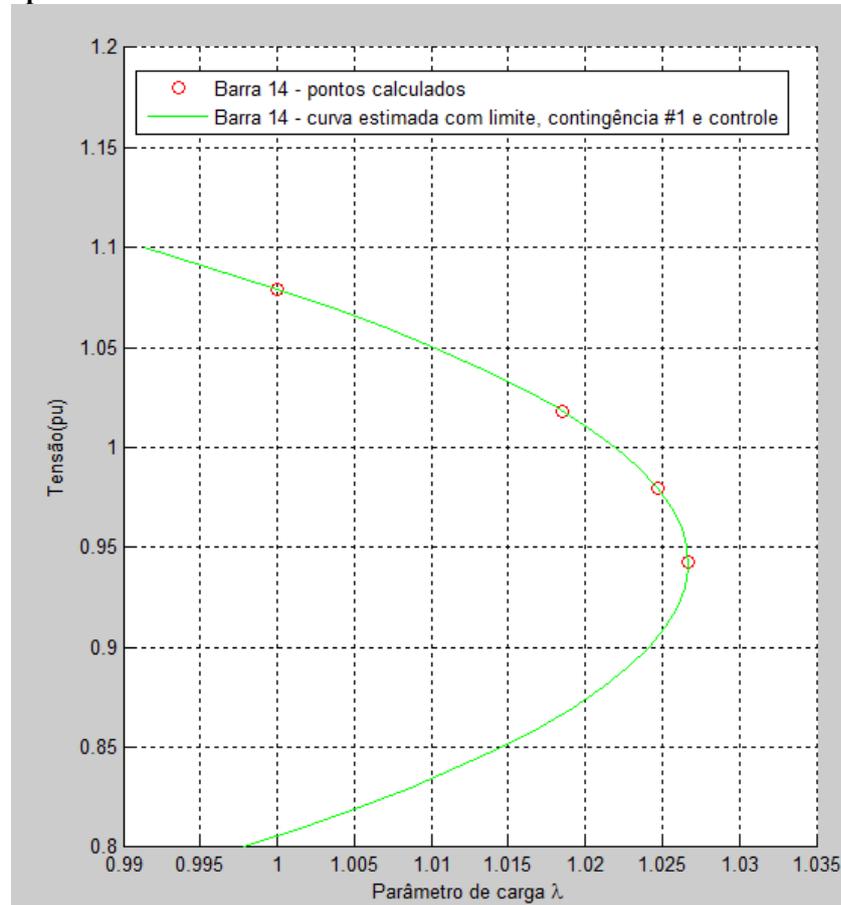
Tabela 4.14 - Mínimo ajuste de TAP possível para o SEP de 14 barras

De (barra)	Para (barra)	TAP (pu)
4	7	0,92
4	9	0,92
5	6	0,92

Fonte: Autoria própria.

Deste modo, encontrou-se a curva da Figura 4.12.

Figura 4.12 - Curvas λV da barra de carga mais sensível do sistema de 14 barras considerando os geradores operando em seus limites máximos de potência reativa, com a contingência #1 e controles máximos aplicados



Fonte: Autoria Própria.

Com as contramedidas aplicadas (controles), foi possível aumentar a margem de estabilidade de tensão, e conseqüentemente o LOS do sistema de $\lambda_{crítico} = 0$ para $\lambda_{crítico} = 1,0265$. Neste caso, se ocorresse a contingência #1, seria possível aplicar os controles para que não houvesse corte de carga.

4.3.5 Etapa 5 – Análise de Contingências *Offline*

O objetivo da etapa 5 é garantir que não há nenhuma contingência mais crítica que as anteriormente identificadas. Por isso, nesta etapa as contingências são analisadas com o Algoritmo 2, ou seja, pelo método de FPC, considerando os limites dos geradores. Este método é mais preciso, porém mais demorado. Por isso, esta análise deve ser feita *offline*.

O comparativo dos resultados pode ser visto na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 - Comparação do Parâmetro de Carga Máximo do Sistema de 14 Barras, Considerando os Algoritmos 2 e 3 e as Contingências Especificadas

Contingência	Retirada da linha entre as barras	λ crítico (Algoritmo 3)	λ crítico (Algoritmo 2)	Erro Relativo (%)
#1	1 e 2	*	*	-
#2	1 e 5	1,2645	1,3195	4,1682
#3	2 e 3	1,3374	1,3648	2,0076
#4	2 e 4	1,3653	1,4482	5,7243
#5	2 e 5	1,3865	1,4803	6,3366
#6	3 e 4	1,4256	1,5471	7,8534
#7	4 e 5	1,4133	1,5213	7,0992
#8	4 e 7	1,3417	1,4200	5,5141
#9	4 e 9	1,3913	1,4955	6,9676
#10	5 e 6	1,1519	1,1778	2,1990
#11	6 e 11	1,4164	1,5397	8,0081
#12	6 e 12	1,4139	1,5297	7,5701
#13	6 e 13	1,3749	1,4763	6,8685
#14	7 e 8	**	**	-
#15	7 e 9	1,2759	1,3491	5,4258
#16	9 e 10	1,3698	1,4550	5,8557
#17	9 e 14	1,3651	1,4459	5,5882
#18	10 e 11	1,4441	1,5677	7,8842
#19	12 e 14	1,4444	1,5692	7,9531
#20	13 e 14	1,4409	1,5609	7,6879

* Situação em que o fluxo de potência não converge para $\lambda=1$, margem nula

** Situação de ilhamento

Fonte: Autoria Própria.

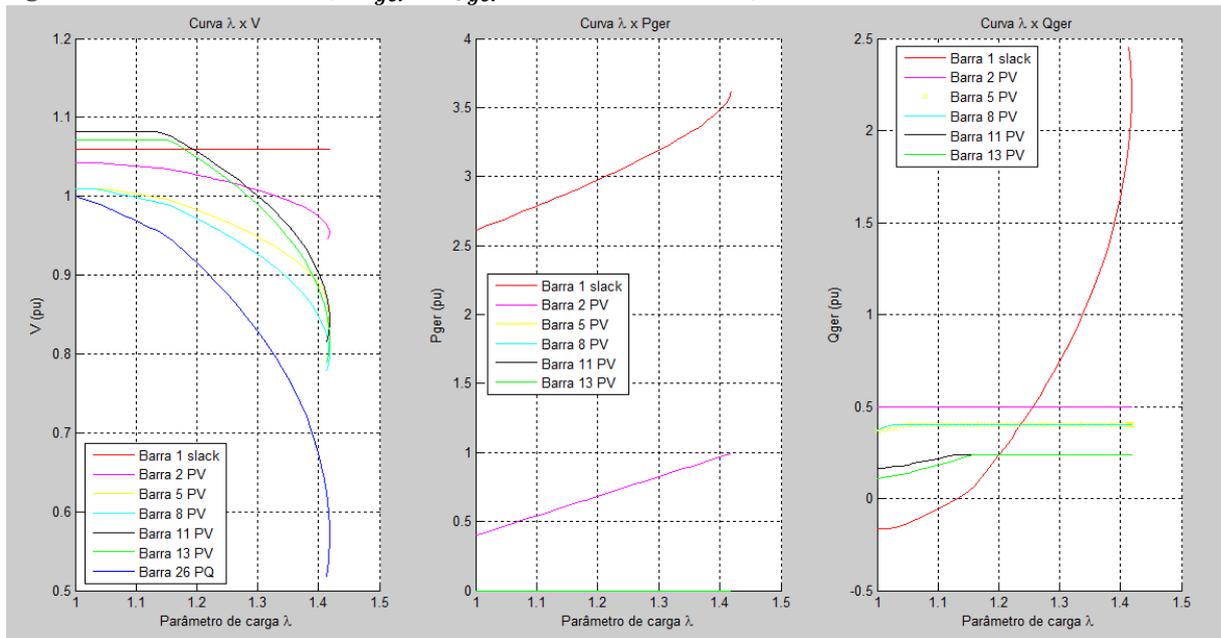
Analisando estes resultados, é possível perceber que o erro entre os métodos descrito é pequeno e que neste sistema, não haverá contingências mais críticas que as já mencionadas. Porém, para outros sistemas esta etapa é importante, principalmente para garantir a verificação de casos de BIL.

4.4 RESULTADOS SISTEMA 30 BARRAS

4.4.1 Etapa 1 – Análise de Caso Base

Utilizando o Algoritmo 2 para o sistema de 30 barras, encontraram-se as curvas a seguir.

Figura 4.13 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE



Fonte: Autoria própria.

A curva λV Figura 4.13 apresenta as curvas da barra *slack*, das barras de geração e da barra de carga mais sensível. Analisando estas curvas também é possível perceber que quando as barras de geração atingem seus limites de potência reativa elas perdem a capacidade de regular tensão com o aumento de carga, apresentando um comportamento similar a uma barra de carga.

Na curva λP_{ger} da Figura 4.13, verifica-se que para o caso base não houve extrapolação dos limites de potência ativa.

Na curva λQ_{ger} da Figura 4.13, são apresentadas as curvas da barra *slack* e barras PVs. Os geradores fornecem potência reativa ao sistema até que seus limites sejam atingidos. A partir disto, a geração de potência reativa passa a ser constante e o aumento de potência reativa demanda pelas cargas é assumido pelos outros geradores do sistema.

Como resultado, o carregamento máximo encontrado foi de $\lambda_{m\acute{a}x} = 1,4180$ e a tensão crítica da barra mais sensível foi igual a $V_{crítico} = 0,5571$ pu.

4.4.2 Etapa 2 – Análise Rápida de Contingências de Linhas

Em seguida, quedas de linhas de tensão foram aplicadas como contingências, ao sistema de 30 barras, resultando nas tensões críticas e parâmetros de carga críticos descritos na Tabela 4.16.

Para esta análise também se utilizou o Algoritmo 3 e $\Delta\lambda$ inicial de 0,5, seguindo a mesma estratégia descrita para o sistema de 5 e 14 barras.

Tabela 4.16 - Máximo carregamento do sistema de 30 barras, considerando os geradores operando no limite máximo de potência reativa e as contingências especificadas

Contingência	Retirada da linha entre as barras	λ crítico	V crítico Barra 26
#1	1 e 2	*	*
#2	1 e 3	1,1909	0,6397
#3	2 e 4	1,3385	0,6173
#4	2 e 5	1,1872	0,6877
#5	2 e 6	1,2901	0,6334
#6	3 e 4	1,2009	0,6440
#7	4 e 6	1,3159	0,6324
#8	4 e 12	1,1964	0,7011
#9	5 e 7	1,3735	0,6243
#10	6 e 7	1,3923	0,6327
#11	6 e 8	1,3804	0,6237
#12	6 e 9	1,3339	0,6564
#13	6 e 10	1,3633	0,6396
#14	6 e 28	1,3643	0,6060
#15	8 e 28	1,3910	0,6237
#16	9 e 10	1,2807	0,6698
#17	9 e 11	**	**

Contingência	Retirada da linha entre as barras	λ crítico	V crítico Barra 26
#18	10 e 17	1,3879	0,6388
#19	10 e 20	1,3573	0,6565
#20	10 e 21	1,3801	0,6199
#21	10 e 22	1,3918	0,6250
#22	12 e 13	**	**
#23	12 e 14	1,3855	0,6307
#24	12 e 15	1,3565	0,6257
#25	12 e 16	1,3864	0,6282
#26	14 e 15	1,3955	0,6278
#27	15 e 18	1,3851	0,6361
#28	15 e 23	1,3783	0,6117
#29	16 e 17	1,3950	0,6272
#30	18 e 19	1,3956	0,6287
#31	19 e 20	1,3822	0,6371
#32	21 e 22	1,3959	0,6280
#33	22 e 24	1,3697	0,6002
#34	23 e 24	1,3934	0,6235
#35	24 e 25	1,3873	0,6244
#36	25 e 26	**	**
#37	25 e 27	1,3680	0,5490
#38	27 e 29	1,3269	0,6760
#39	27 e 30	1,3269	0,6757
#40	28 e 27	1,1513	0,6138
#41	29 e 30	1,3913	0,6305

* Situação em que o fluxo de potência não converge para $\lambda=1$, margem nula

** Situação de ilhamento

Fonte: Autoria Própria

Levando em conta os resultados da etapa 2, caso nenhuma destas condições apresente uma bifurcação induzida por limites, estes são os LCCPCs do sistema. Com a retirada das linhas de transmissão entre as barras (9 e 11), (12 e 13) e (25 e 26) - contingências #17, #22 e #36 – não obtivemos um resultado do fluxo de potência, pois a retirada desta linha causa um ilhamento no sistema, sendo estas situações bastante severas, pois causarão *blackout* para determinadas regiões do sistema.

Desconsiderando as contingências #17, #22 e #36 e seguindo o mesmo critério utilizado para os sistemas de 5 e 14 barras para determinar as contingências mais críticas, serão analisadas na seção seguinte as contingências #1, #2, #4, #5, #6, #7, #8, #16 e #40, pois a contingência #1, destacada em vermelho na Tabela 4.16, apresentou a margem de segurança inferior a 4% do carregamento base, como sugerido pela ONS (2010) e as outras sete contingências, destacadas em amarelo na Tabela 4.16, apresentaram os menores $\lambda_{críticos}$, completando os 20% de contingências a serem analisadas como pré-estabelecido.

4.4.3 Etapa 3 – Análise Apurada dos Casos mais Severos e Obtenção do índice LOS

Seguindo o mesmo procedimento explicado na etapa 3 para o sistema de 5 e 14 barras, aplicou-se o Algoritmo 2 para o sistema de 30 barras, encontrando os resultados da Tabela 4.17 para as contingências consideradas críticas.

Tabela 4.17 - Máximo carregamento do sistema de 30 barras para as contingências críticas, considerando o Algoritmo 2.

Contingência	Retirada da linha entre as barras	λ crítico	Verítico Barra 26
#1	1 e 2	*	*
#2	1 e 3	1,1925	0,6206
#4	2 e 5	1,1881	0,6956
#5	2 e 6	1,3040	0,5818
#6	3 e 4	1,2040	0,6214
#7	4 e 6	1,3332	0,5743
#8	4 e 12	1,1978	0,6876
#16	9 e 10	1,2914	0,6345
#40	28 e 27	1,1592	0,6246

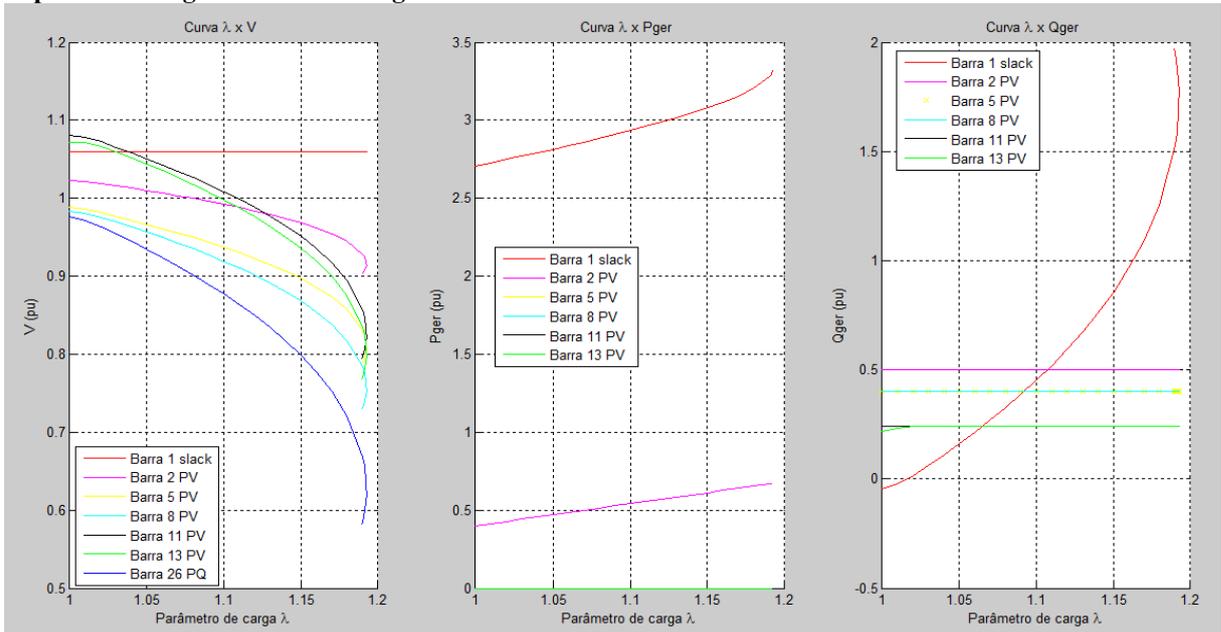
* Situação em que o fluxo de potência não converge para $\lambda=1$, margem nula

Fonte: Autoria Própria.

Para a contingência #1, o Algoritmo 2 não convergiu, pois o LCCPC é menor que 1pu. Isto significa que se ocorrer a contingência #1 na condição de carga nominal o sistema não será capaz de suprir a demanda, o que ocasionaria um colapso de tensão.

Para a contingência #2, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto na Figura 4.14.

Figura 4.14 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #2

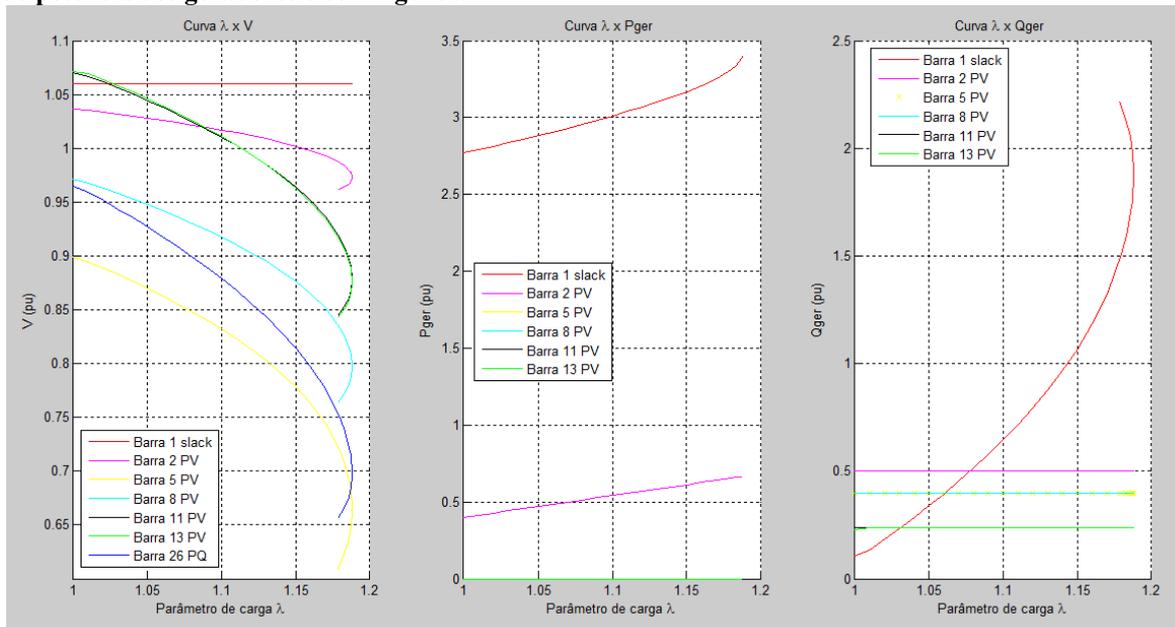


Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.14, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #4, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto na Figura 4.15.

Figura 4.15 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #4

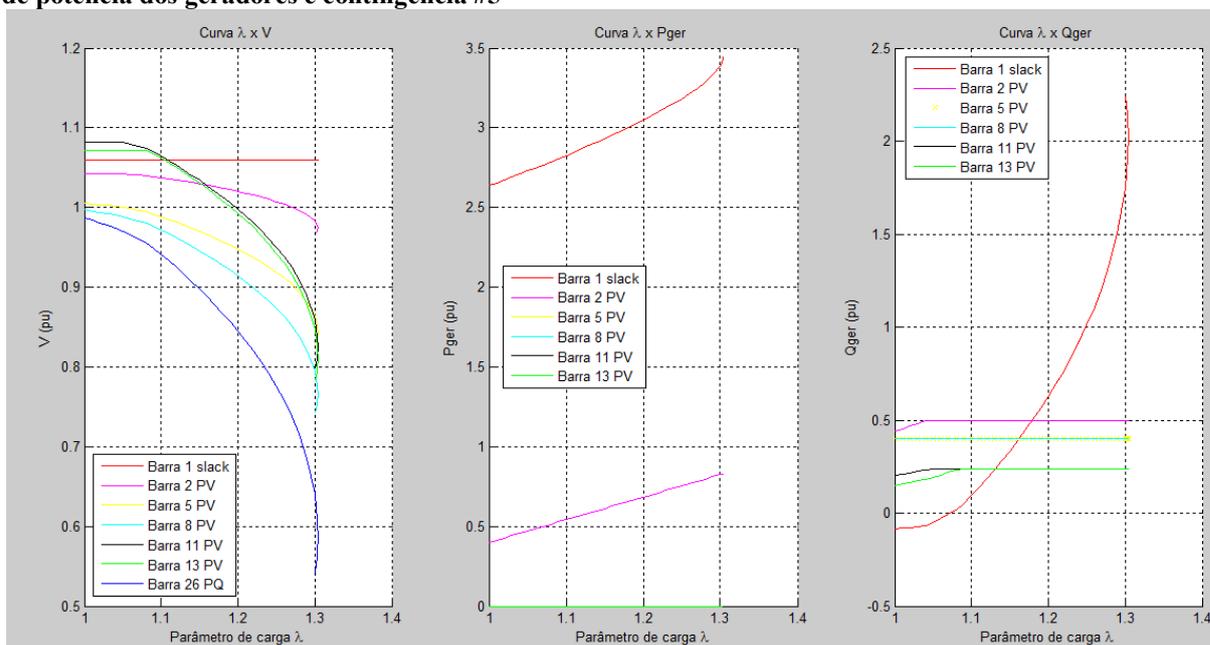


Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.15, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #5, encontraram-se as seguintes curvas λV e λQ_{ger} , conforme pode ser visto na Figura 4.16.

Figura 4.16 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #5

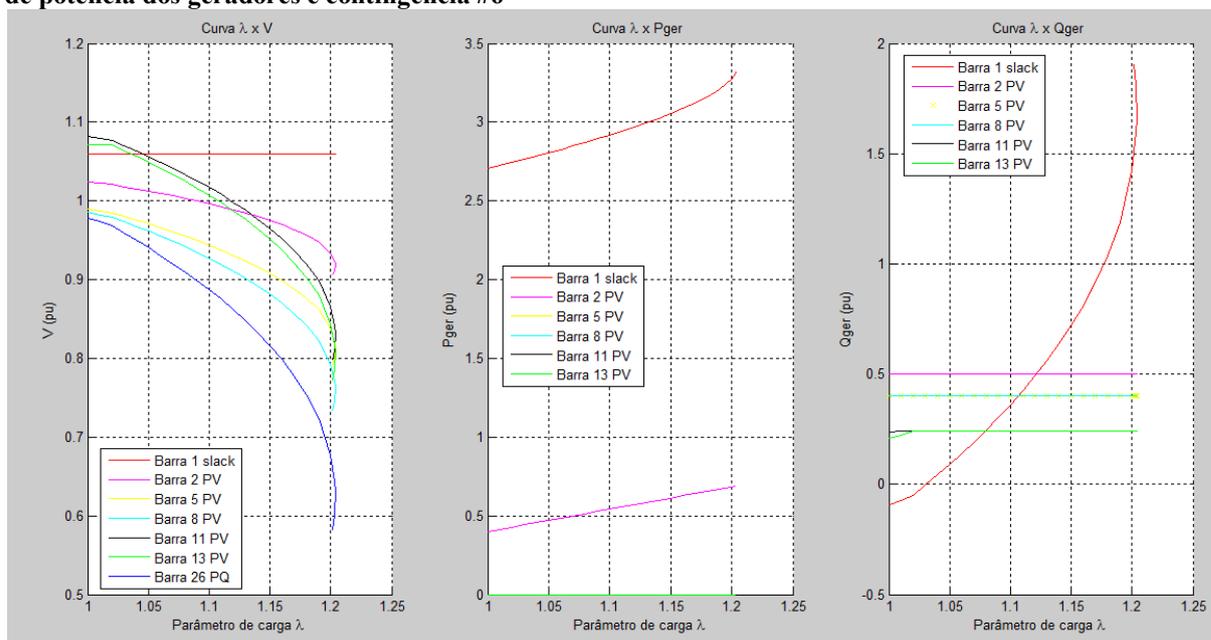


Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.16, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #6, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto na Figura 4.17.

Figura 4.17 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #6

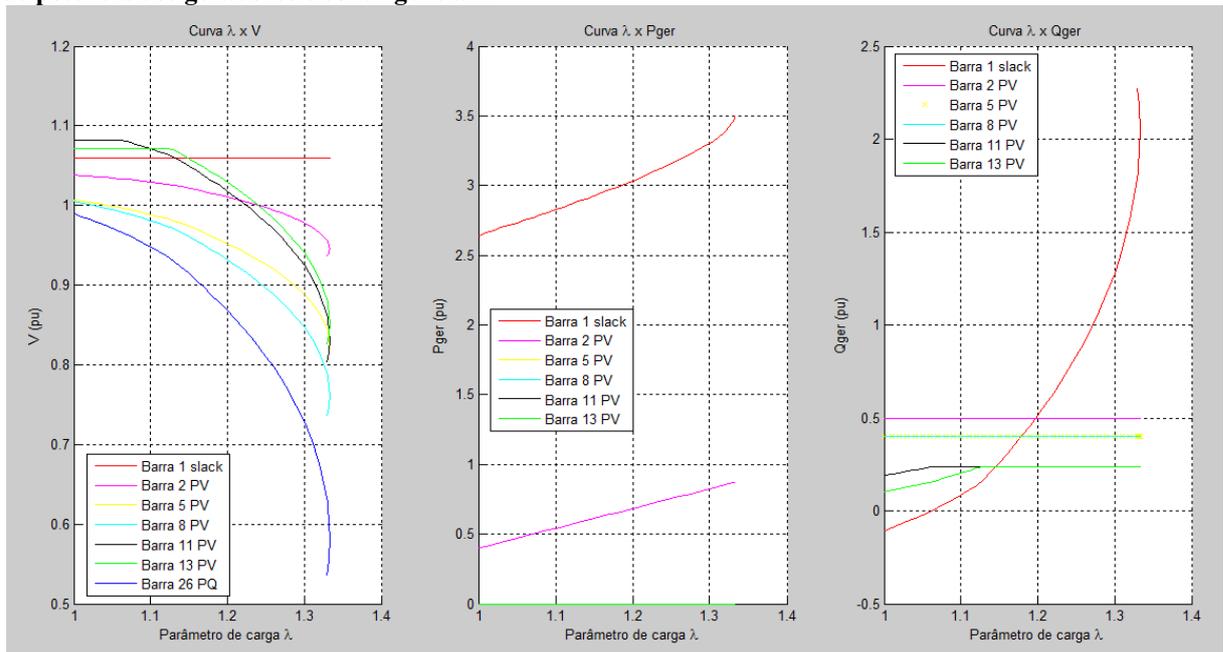


Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.17, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #7, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto nas Figuras 4.18.

Figura 4.18 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #7

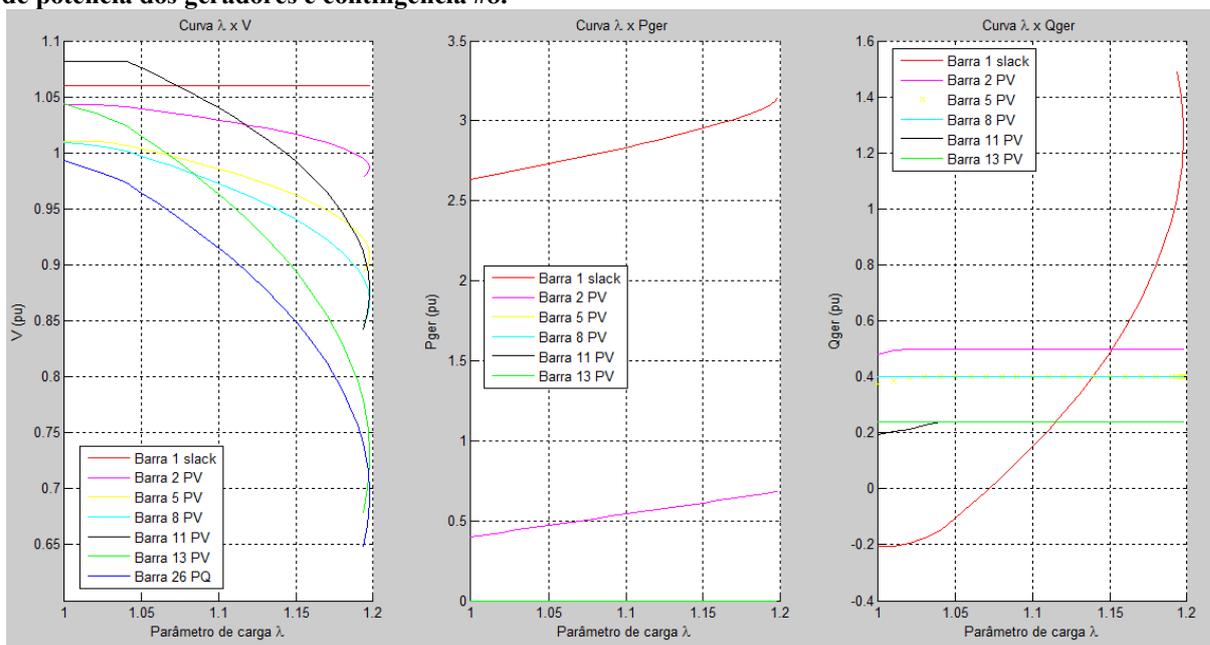


Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.18, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #8, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto na Figura 4.19.

Figura 4.19 – Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #8.

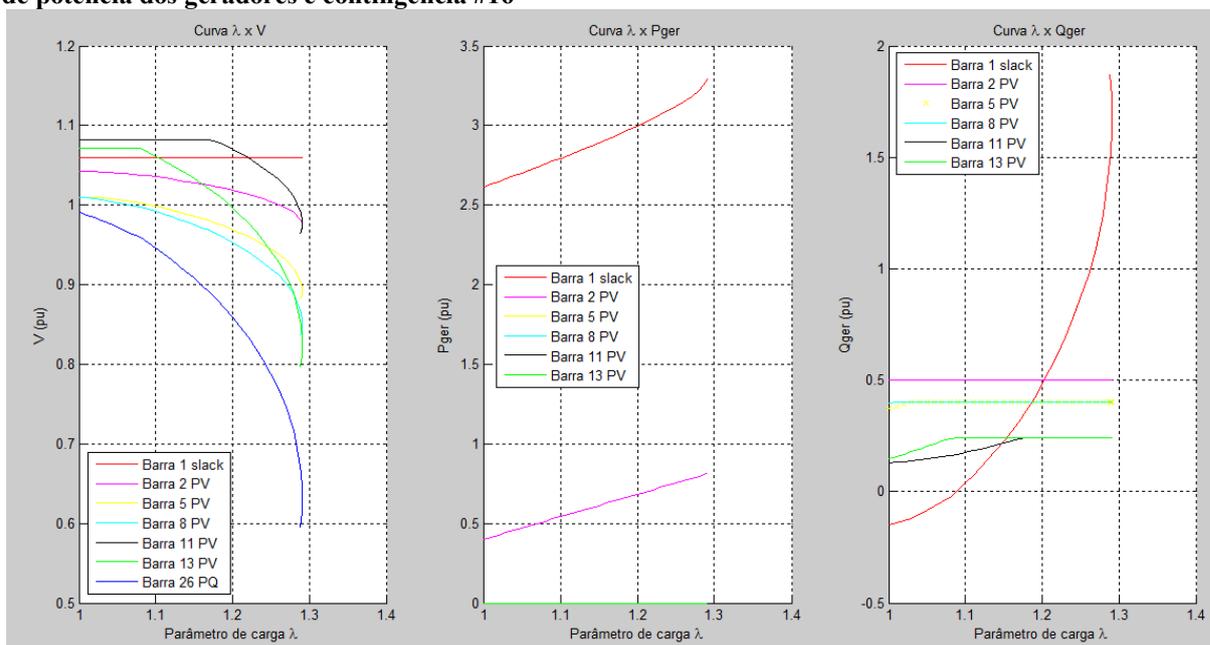


Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.19, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #16, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto na Figura 4.20.

Figura 4.20 – Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #16

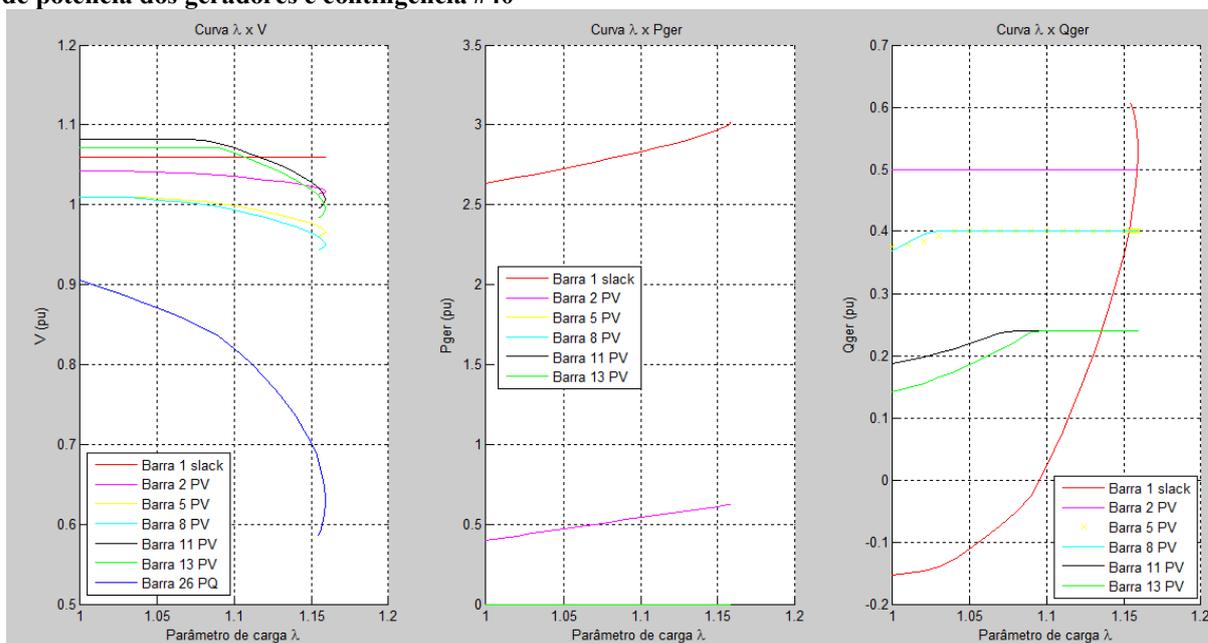


Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.20, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Para a contingência #40, encontraram-se as seguintes curvas, conforme pode ser visto na Figura 4.21.

Figura 4.21 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} do Sistema 30 Barras, modelo IEEE, considerando os limites de potência dos geradores e contingência #40



Fonte: Autoria própria.

Como pode ser visto na Figura 4.21, as curvas λV s das barra de geração apresentam bifurcações sela-nó, deste modo não há a ocorrência de uma BIL nesta situação.

Como nenhuma das contingências apresentou BIL, o LOS do sistema é o LCCPC#1. Por isso, na etapa 4 será analisada apenas a contingência #1, pois é ela que configura o LOS do sistema.

4.4.4 Etapa 4 – Análise da Influência das Ações de Controle no LOS

Nesta etapa serão apresentados os resultados da aplicação das contramedidas explicadas na seção 2.7.

As contramedidas analisadas serão:

- compensação *shunt*;
- variação do TAP dos transformadores.

O objetivo desta etapa é saber rapidamente, o quanto se pode aumentar o LOS do sistema, utilizando os bancos de capacitores e ajuste de TAP dos transformadores já disponíveis na rede. Por isso, foi utilizado o Algoritmo 3, considerando a contingência #1 e todos os controles no máximo.

Os controles disponíveis na rede estão descritos nas tabelas a seguir:

Tabela 4.18 - Capacitores *shunt* disponíveis em cada barra do sistema de 30 barras

Barra	Tipo	Capacitores <i>shunt</i> disponíveis (pu)
3	0	0,03
4	0	0,03
7	0	0,10
12	0	0,07
14	0	0,05
15	0	0,03
16	0	0,03
17	0	0,02
18	0	0,03
19	0	0,05
20	0	0,05
21	0	0,03
23	0	0,03
26	0	0,04
29	0	0,02
30	0	0,02

Fonte: Autoria própria.

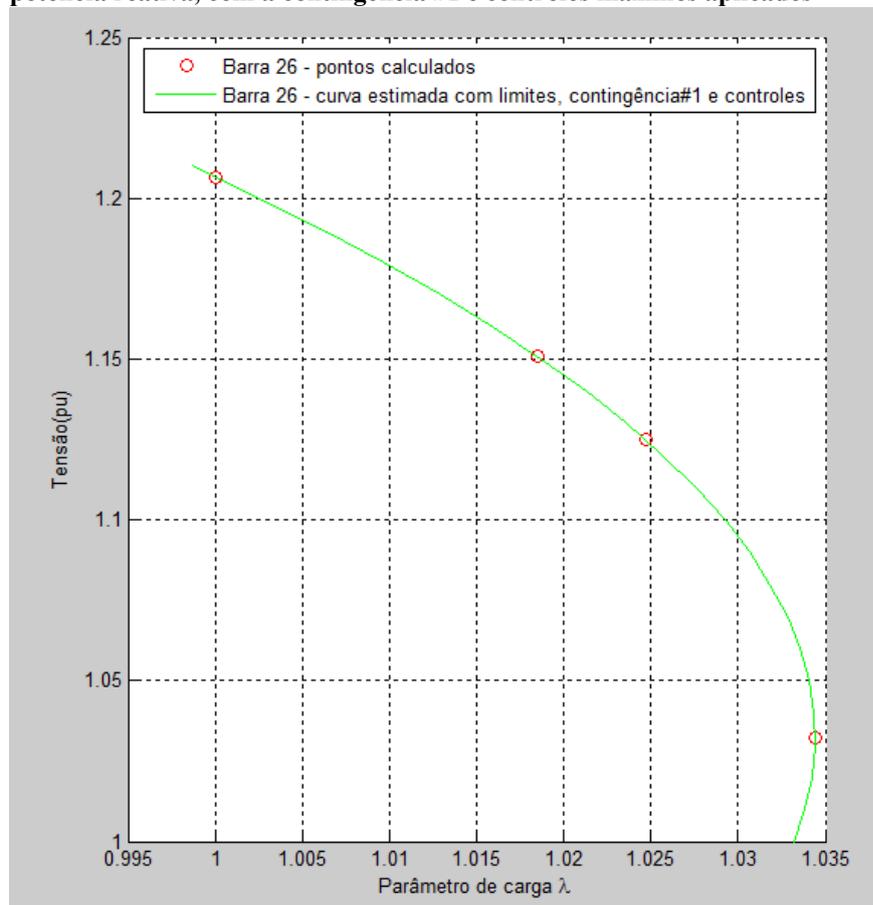
Tabela 4.19 - Mínimo ajuste de TAP possível para o SEP de 30 barras

De (barra)	Para (barra)	TAP (pu)
4	12	0,92
6	9	0,92
6	10	0,92
28	27	0,92

Fonte: Autoria própria.

Deste modo, encontrou-se a curva da Figura 4.22.

Figura 4.22 - Curvas λV da barra de carga mais sensível do sistema de 30 barras, considerando os geradores operando em seus limites máximos de potência reativa, com a contingência #1 e controles máximos aplicados



Fonte: Autoria Própria.

Com as contramedidas aplicadas (controles), foi possível aumentar a margem de estabilidade de tensão, e consequentemente o LOS do sistema de $\lambda_{crítico} = 0$ para $\lambda_{crítico} = 1,0344$.

4.4.5 Etapa 5 – Análise de Contingências *Offline*

O objetivo da etapa 5 é garantir que não há nenhuma contingência mais crítica que as anteriormente identificadas. Por isso, nesta etapa as contingências são analisadas com o Algoritmo 2, ou seja, pelo método de FPC, considerando os limites dos geradores. Este método é mais preciso, porém mais demorado. Por isso, esta análise deve ser feita *offline*.

O comparativo dos resultados pode ser visto na Tabela 4.20.

Tabela 4.20 - Comparação do parâmetro de carga máximo do sistema de 30 barras, considerando os Algoritmos 2 e 3 e as contingências especificadas

Contingência	Retirada da linha entre as barras	λ crítico (Algoritmo 3 – menos preciso)	λ crítico (Algoritmo 2 – mais preciso)	Erro Relativo(%)
#1	1 e 2	*	*	-
#2	1 e 3	1,1909	1,1925	0,1342
#3	2 e 4	1,3385	1,3445	0,4463
#4	2 e 5	1,1872	1,1881	0,0758
#5	2 e 6	1,2901	1,3040	1,066
#6	3 e 4	1,2009	1,2040	0,2575
#7	4 e 6	1,3159	1,3332	1,2976
#8	4 e 12	1,1964	1,1978	0,1169
#9	5 e 7	1,3735	1,3897	1,1657
#10	6 e 7	1,3923	1,4134	1,4929
#11	6 e 8	1,3804	1,3982	1,2731
#12	6 e 9	1,3339	1,3365	0,1945
#13	6 e 10	1,3633	1,3770	0,9949
#14	6 e 28	1,3643	1,3767	0,9007
#15	8 e 28	1,3910	1,4118	1,4733
#16	9 e 10	1,2807	1,2914	0,8286
#17	9 e 11	**	**	-
#18	10 e 17	1,3879	1,4067	1,3365
#19	10 e 20	1,3573	1,3617	0,3231
#20	10 e 21	1,3801	1,3979	1,2733
#21	10 e 22	1,3918	1,4128	1,4864
#22	12 e 13	**	**	-
#23	12 e 14	1,3855	1,4045	1,3528
#24	12 e 15	1,3565	1,3677	0,8189
#25	12 e 16	1,3864	1,4057	1,3730
#26	14 e 15	1,3955	1,4172	1,5312

Contingência	Retirada da linha entre as barras	λ crítico (Algoritmo 3 – menos preciso)	λ crítico (Algoritmo 2 – mais preciso)	Erro Relativo(%)
#27	15 e 18	1,3851	1,4024	1,2336
#28	15 e 23	1,3783	1,3962	1,2821
#29	16 e 17	1,3950	1,4167	1,5317
#30	18 e 19	1,3956	1,4172	1,5241
#31	19 e 20	1,3822	1,3977	1,1090
#32	21 e 22	1,3959	1,4179	1,5516
#33	22 e 24	1,3697	1,3862	1,1903
#34	23 e 24	1,3934	1,4158	1,5821
#35	24 e 25	1,3873	1,4135	1,8536
#36	25 e 26	**	**	-
#37	25 e 27	1,3680	1,3843	1,1775
#38	27 e 29	1,3269	1,3299	0,2256
#39	27 e 30	1,3269	1,3334	0,4875
#40	28 e 27	1,1513	1,1592	0,6815
#41	29 e 30	1,3913	1,4092	1,2702

* Situação em que o fluxo de potência não converge para $\lambda=1$, margem nula

** Situação de ilhamento

Fonte: Autoria Própria

Analisando estes resultados, é possível perceber que o erro entre os métodos descrito é pequeno e que neste sistema, não haverá contingências mais críticas que as já mencionadas. Porém, para outros sistemas esta etapa é importante, principalmente para garantir a verificação de casos de BIL.

5 CONCLUSÃO

É importante conhecer o ponto de colapso do sistema, a fim de estimar o quão próximo o sistema encontra-se do máximo carregamento, devido ao constante crescimento da demanda de energia, evitando interrupções em seu fornecimento causadas pela perda de estabilidade de tensão.

Neste trabalho, foram estudados e aplicados vários métodos de análise da margem de estabilidade de tensão de sistemas elétricos. Entre eles está o método de continuação do fluxo de potência elétrica que pode utilizar apenas a carga como parâmetro de continuação, a carga e uma das tensões eficazes do sistema ou até mesmo somente uma das tensões eficazes do sistema. Com estes métodos foi possível construir as curvas λV para os SEPs estudados.

Foi possível concluir que o método que utiliza apenas a carga como parâmetro de continuação é simples de implementação e, se utilizado com uma estratégia de redução de incremento de carga, apresenta resultados satisfatórios da estimativa do ponto de máximo carregamento, porém apresenta problema de convergência nas proximidades do ponto de bifurcação sela-nó e não permite encontrar a parte instável da curva. Já com os métodos que utilizam uma das tensões eficazes como parâmetro de continuação, é possível encontrar a curva λV completa, incluindo as proximidades do ponto de bifurcação sela-nó e a parte inferior (soluções instáveis).

Outro método estudado foi o método de *Look Ahead* Modificado, o qual permite estimar de maneira rápida o ponto de máximo carregamento do sistema, sendo um método bastante interessante para aplicações em tempo real. Porém, este método é o menos preciso entre os demais apresentados.

Na sequência, foram incluídos os limites de potência ativa e reativa dos geradores e verificado que estes têm grande influência na margem de estabilidade de tensão do sistema. Além disso, quando os limites de potência ativa são atingidos, os geradores compensam o aumento de carga diminuindo a frequência de operação, o que pode causar o fenômeno de instabilidade de frequência, fato que não foi considerado neste trabalho e pode ser considerado em trabalhos futuros.

Em seguida, foram aplicadas contramedidas para melhorar a margem de estabilidade do sistema. As contramedidas aplicadas foram compensação *shunt* e o ajuste de TAP dos transformadores. Estas duas contramedidas foram tomadas em conta, pois tem potencial para

umentar o LOS do sistema e são medidas que o operador tem disponível para aplicar em tempo real.

Esta metodologia também pode ser utilizada para análises de estabilidade de tensão, considerando casos de geração distribuída, geração de energia elétrica próxima dos centros consumidores. Com esta método, é possível verificar em que local do sistema a implantação da geração distribuída é mais necessária e será melhor aproveitada em termos de estabilidade de tensão do sistema. Esta metodologia também é capaz de determinar quanto a margem de estabilidade do sistema será alterada com a implantação da geração distribuída.

Neste trabalho, foram considerados SEPs de 5, 14 e 30 barras, porém os efeitos estudados podem ser estendidos para sistemas de maior complexidade. De maneira geral, entende-se que a visão do operador do sistema deve ser ampla, considerando vários cenários de aumento de carga, contingências, alterações nas características das cargas, entre outros. A combinação destes fatores torna o estudo da estabilidade de SEPs mais complexo à medida que se aproxima de situações reais de operação. O objetivo deste trabalho foi analisar apenas alguns destes agentes, verificando a sua influência sobre o sistema, cumprindo com os objetivos previamente estabelecidos.

Como sugestão para projetos futuros, seria possível realizar análises de segurança para os casos de ilhamento, verificando qual seria o comportamento do sistema sem o ramo que foi isolado. Além disso, poderia ser realizada uma análise mais profunda dos casos, nos quais o $\lambda_{m\acute{a}x}$ é menor que 1, a fim de determinar uma estratégia de corte de carga (ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga) para atuação no controle de emergência. Para isso, seria necessária uma adaptação no algoritmo de FPC. Também, seria interessante incluir uma análise de sensibilidade para definir as ações de controle preventivo a serem implementadas em tempo real. E ainda, realizar uma análise de contingências simples considerando perda de geração ativa e reativa. Como o código implementado foi realizado em MATLAB[®], pode ser aberto e ter seu desenvolvimento explorado. Fato que facilitará a continuação e evolução do trabalho por futuros alunos.

REFERÊNCIAS

- ABRANTES, Adriano Lima. **Bifurcação Induzida por Limites no Contexto de Estabilidade de Tensão**. 2016. 78 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. Estados Unidos: John Wiley & Sons, Inc, 2003.
- 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.
- CHAPMAN, Stephen J. **Electric Machinery Fundamentals**. Estados Unidos: McGraw-Hill, 2005.
- CHIANG, H.D.; WANG, C.S>; FLUECK, A. J. **Look Ahead Voltage and Load Margin Contingency Functions fo Large-scale**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 12, n. 01, p.173-180, Feb.1997.
- COLOMBARI, Luan Filipe dos Santos. **An Approacht to Handle Sudden Load Changes on Static Voltage Stability Analysis**. 2017. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.
- DY-LIACCO, Tomás E. **Control Centers Are Here to Stay**. IEEE Computer Applications in Power, v. 15, n. 4, p.18-24, Out. 2002.
- 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.
- KOONO, Erica Y. M.; SANTANA, Ricardo dos S. **Análise de Estabilidade de Tensão e Máxima Transferência de Potência: Utilizando o Método de “Look Ahead” Modificado**. 2017. 55f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.
- KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. Estados Unidos: McGraw-Hill, 1994.
- KUNDUR, Prabha; PASERBA, John; AJJARAPU, Venkat; ANDERSSON, Göra; BOSE, Anjan; CANIZARES, Claudio; HATZIARGYRIOU, Nikos; HILL, David; STANKOVIC, Alex; TAYLOR, Carson; CUTSEM, Thierry Van; 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.

LIMA, Renato Teixeira. **Redes Neurais Artificiais Aplicadas no Controle de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência.** 2007. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2007.

LOPEZ-LEZAMA, Jesús María; GRANADA-ECHEVERRI, Mauricio; GALLEGO-PAREJA, Luis Alfonso. **Modelo AC para el despacho combinado de contratos bilaterales y bolsa de energía considerando restricciones de seguridad.** Ing. Univ., Bogotá, v. 13, n. 2, p. 227-249, 2009. Disponível em <http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-21262009000200001&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 09 de junho de 2017.

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

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.

MARTINS, Luís F. B. **Método do Look Ahead Modificado para estudos de colapso de tensão.** 2011. 117f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2011.

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

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.

OLIVEIRA, Karen Rezende Caino de. **Método rápido para avaliação da margem de estabilidade de tensão devido a bifurcação de Hopf.** 2009. 90 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimento de Rede 11.4 - Sistemas Especiais de Proteção.** 05/08/2009

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimento de Rede 23.3 – Diretrizes e Critérios para estudos elétricos.** 16/09/2010

PILLCO, Edwin Choque. **Estudo da Estabilidade de Tensão em Duas Escalas de Tempo por Métodos Diretos – Análise Quase Estática.** 2015. 104 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

RODRÍGUEZ, Yuri Molina; SAAVEDRA, Osvaldo R.; PRADA, Rodrigo B.. **Minimização do Custo do Serviço de Potência Reativa Fornecida pelos Geradores Levando em Conta a Reserva de Potência: uma Abordagem Evolutiva.** SBA Controle & Automação vol.18

nº2, Natal, 2007. Disponível em
<http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-21262009000200001&lng=en&nrm=iso> . Acesso em: 07 de agosto de 2017.

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, 2008.

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.

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

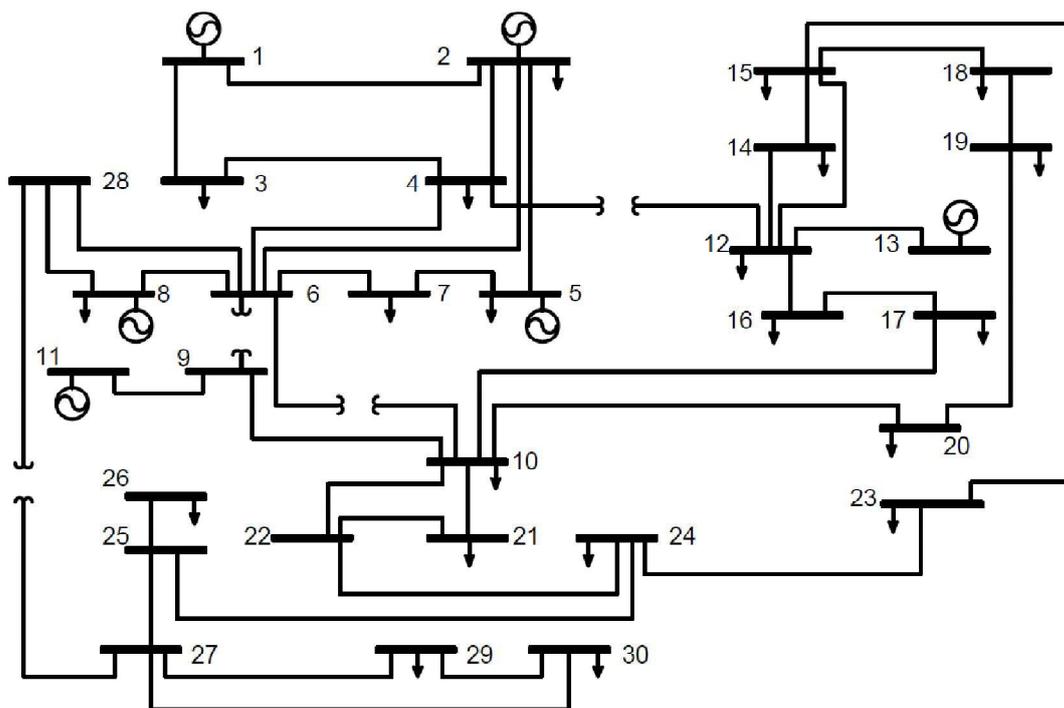
VAN CUTSEN, Thierry. **Voltage Instability: Phenomena, Countermeasures, and Analysis Methods.** Proceedings of the IEEE, vol. 88, n. 2, p. 208-227, fev. 2000.

ZHAO, Jinquan; CHIANG, Hsiao-Dong; LI, Hua. **Enhanced look-ahead load margin estimation for voltage security assessment.** IEEE Power Engineering Society General Meeting, v. 4, Jul. 2003. DOI: 10.1109/PES.2003.1271064.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 30 BARRAS MODELO IEEE

Segue abaixo os dados do sistema de 30 barras, modelo IEEE, utilizado nas análises desta dissertação.

Figura 6.1– Sistema 30 Barras, modelo IEEE.



Fonte: Rodríguez; Saavedra, Prada (2007).

Os dados de barra e de linha do sistema da Figura 6.1 são mostrados nas Tabelas 6.1 e 6.2, respectivamente.

Tabela 6.1 - Dados de barra do SEP de 30 barras apresentado na Figura 6.1

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência ativa gerada (MW)	Potência reativa gerada (Mvar)	Potência ativa consumida (MW)	Potência reativa consumida (Mvar)	Shunt (%)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MW)
1	2	1,060	0	-	-	0	0	0	-999	999	999
2	1	1,043	-	40,0	-	21,7	12,7	0	-40,0	50,0	150
3	0	-	-	0	0	2,4	1,2	0	-	-	-
4	0	-	-	0	0	7,6	1,6	0	-	-	-
5	1	1,010	-	0	-	94,2	19,0	0	-40,0	40,0	-
6	0	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-
7	0	-	-	0	0	22,8	10,9	0	-	-	-
8	1	1,010	-	0	-	30,0	30,0	0	-10	40	-

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência ativa gerada (MW)	Potência reativa gerada (Mvar)	Potência ativa consumida (MW)	Potência reativa consumida (Mvar)	Shunt (%)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MW)
9	0	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-
10	0	-	-	0	0	5,8	2,0	19,0	-	-	-
11	1	1,082	-	0	-	0	0	0	-6,0	24,0	-
12	0	-	-	0	0	11,2	7,5	0	-	-	-
13	1	1,071	-	0	-	0	0	0	-6,0	24,0	-
14	0	-	-	0	0	6,2	1,6	0	-	-	-
15	0	-	-	0	0	8,2	2,5	0	-	-	-
16	0	-	-	0	0	3,5	1,8	0	-	-	-
17	0	-	-	0	0	9,0	5,8	0	-	-	-
18	0	-	-	0	0	3,2	0,9	0	-	-	-
19	0	-	-	0	0	9,5	3,4	0	-	-	-
20	0	-	-	0	0	2,2	0,7	0	-	-	-
21	0	-	-	0	0	17,5	11,2	0	-	-	-
22	0	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-
23	0	-	-	0	0	3,2	1,6	0	-	-	-
24	0	-	-	0	0	8,7	6,7	4,3	-	-	-
25	0	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-
26	0	-	-	0	0	3,5	2,3	0	-	-	-
27	0	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-
28	0	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-
29	0	-	-	0	0	2,4	0,9	0	-	-	-
30	0	-	-	0	0	10,6	1,9	0	-	-	-

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.2 - Dados de linha do SEP de 14 barras apresentado na Figura 3.2

De (barra)	Para (barra)	Resistência - R(%)	Reatância - X(%)	Admitância shunt total (%)	Tap (pu)
1	2	1,92	5,75	5,28	1,0
1	3	4,52	16,52	4,08	1,0
2	4	5,7	17,37	3,68	1,0
2	5	4,72	19,83	4,18	1,0
2	6	5,81	17,63	3,74	1,0
3	4	1,32	3,79	0,84	1,0
4	6	1,19	4,14	0,9	1,0
4	12	0	25,6	0	0,932
5	7	4,6	11,6	2,04	1,0
6	7	2,67	8,2	1,7	1,0
6	8	1,2	4,2	0,9	1,0
6	9	0	20,8	0	0,978
6	10	0	55,6	0	0,969

De (barra)	Para (barra)	Resistência - R(%)	Reatância - X(%)	Admitância shunt total (%)	Tap (pu)
6	28	1,69	5,99	1,3	1,0
8	28	6,36	20,0	4,28	1,0
9	10	0	11,0	0	1,0
9	11	0	20,8	0	1,0
10	17	3,24	8,45	0	1,0
10	20	9,36	20,9	0	1,0
10	21	3,48	7,49	0	1,0
10	22	7,27	14,99	0	1,0
12	13	0	14,0	0	1,0
12	14	12,31	25,59	0	1,0
12	15	6,62	13,04	0	1,0
12	16	9,45	19,87	0	1,0
14	15	22,1	19,97	0	1,0
15	18	10,73	21,85	0	1,0
15	23	10,0	20,2	0	1,0
16	17	5,24	19,23	0	1,0
18	19	6,39	12,92	0	1,0
19	20	3,4	6,8	0	1,0
21	22	1,16	2,36	0	1,0
22	24	11,5	17,9	0	1,0
23	24	13,2	27,0	0	1,0
24	25	18,85	32,92	0	1,0
25	26	25,44	38,0	0	1,0
25	27	10,93	20,87	0	1,0
27	29	21,98	41,53	0	1,0
27	30	32,02	60,27	0	1,0
28	27	0	39,6	0	1,0
29	30	23,99	45,33	0	1,0

Fonte: Autoria própria.

Tabela 6.3 - Fatores de Participação de Carga e Geração para o Sistema de 30 Barras Apresentado na Figura 6.1

Barra	Fator de Participação de Carga	Fator de participação de Geração
1	0	1/2
2	1/21	1/2
3	1/21	0
4	1/21	0
5	1/21	0
6	0	0
7	1/21	0
8	1/21	0
9	0	0
10	1/21	0
11	0	0
12	1/21	0
13	0	0
14	1/21	0

Barra	Fator de Participação de Carga	Fator de participação de Geração
15	1/21	0
16	1/21	0
17	1/21	0
18	1/21	0
19	1/21	0
20	1/21	0
21	1/21	0
22	0	0
23	1/21	0
24	1/21	0
25	0	0
26	1/21	0
27	0	0
28	0	0
29	1/21	0
30	1/21	0

Fonte: Autoria Própria.