

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

CÂMPUS DE CURITIBA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CESAR AUGUSTO MARIANO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE SEGURANÇA DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA, CONSIDERANDO CONTINGÊNCIAS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
E UNIDADES GERADORAS**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2019

CESAR AUGUSTO MARIANO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE SEGURANÇA DE TENSÃO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA, CONSIDERANDO CONTINGÊNCIAS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO
E UNIDADES GERADORAS**

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

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito

CURITIBA

2019

Cesar Augusto Mariano de Oliveira

Análise de Segurança de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência, Considerando Contingências de Linhas de Transmissão e Unidades Geradoras

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

Curitiba, 21 de novembro de 2019.

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

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

ORIENTAÇÃO

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

BANCA EXAMINADORA

Andrea Lucia Costa, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Nastasha Salame da Silva, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

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

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus, presente em todos os momentos.

Aos meus pais, Vilmondes e Lucia, por estarem sempre ao meu lado, mesmo estando longe, me apoiando em todas as minhas decisões e sendo para mim um exemplo de humildade.

Ao meu querido irmão João Marcos, obrigado pelas conversas e pelo exemplo de coragem.

À minha grande família, especialmente aos meus tios, Lorini e Lourdes, que me acolheram em boa parte desta jornada.

A todos os amigos, colegas e professores que em algum momento fizeram parte da minha formação pessoal e profissional. Em especial, agradeço ao Prof. Dr. Raphael Benedito pela paciência e pela oportunidade de desenvolver este trabalho.

RESUMO

OLIVEIRA, Cesar A. M. **Análise de segurança de tensão em sistemas elétricos de potência, considerando contingências de linhas de transmissão e unidades geradoras**. 2019. 96 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação – Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

Os problemas de instabilidade de tensão irão continuar enquanto os centros de operação e controle de sistemas elétricos de potência (SEPs) mantiverem o compromisso de respeitarem as restrições de carga, operação e segurança. Este é um grande desafio devido a atual demanda de energia elétrica, da dificuldade de instalação de novas fontes de geração e da característica do sistema interligado. Este trabalho, portanto, auxilia os profissionais desta área apresentando um estudo de estabilidade de tensão ao analisar e prever o perfil de tensão dos SEPs mediante grandes e pequenas perturbações, que, respectivamente, referem-se a contingências de linhas de transmissão e unidades geradoras, e, a perturbações normais de carga. Por meio da análise estática, foi utilizado o método do Fluxo de Potência Continuado (FPC), método no qual utiliza-se de um incremento de carga como parâmetro de continuação a fim de obter a margem de carregamento do sistema em análise, e, em conjunto, a utilização de uma tensão eficaz para encontrar o ponto de colapso. Para a modelagem dos sistemas, foram considerados os limites de potência ativa e reativa das unidades geradoras, bem como os níveis de tensão determinados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Considerando tais níveis de tensão, realizou-se a análise do caso base, o controle da faixa operativa de tensão por meio do ajuste de TAP e o acréscimo de capacitores *shunt*, além da obtenção dos limites de segurança de operação considerando as contingências de linhas de transmissão e unidades geradoras. Por fim, avaliando-se os resultados, obteve-se um aumento da margem de carregamento dos sistemas, assim como da qualidade das tensões nas barras em virtude do respeito aos níveis de tensão prescritos. Os SEPs utilizados neste trabalho foram os sistemas de 14, 30 e 57 barras do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE).

Palavras chave: estabilidade de tensão, fluxo de potência continuado, níveis de tensão, segurança de tensão.

ABSTRACT

OLIVEIRA, Cesar A. M. **Voltage security analysis in electrical power systems considering transmission line and generating unit contingencies**. 2019. 96 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação – Curso de Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

Voltage instability problems will continue as long as the Electrical Power System (SEPs) operation and control centers remain committed to respecting load, operational and safety restrictions. This is a major challenge due to the current demand for electricity, difficulty of installing new generation sources and the characteristic of the interconnected system. This work, therefore, assists professionals in this area by presenting a voltage stability study by analyzing and predicting the voltage profile of SEPs through large and small disturbances, which, respectively, refer to contingencies of transmission lines and generating units, and at normal load disturbances. Through static analysis, the Continuous Power Flow (FPC) method was applied, which uses a load increment as a continuation parameter to obtain the loading margin for the system, and together, the use of an effective voltage to find the collapse point. For the modeling of the systems, the active and reactive power limits of generating units were considered, as well as the voltage levels determined by the National Electric System Operator (ONS). Considering these voltage levels, the base case analysis, the control of the operating voltage range through TAP adjustment and the addition of shunt capacitors, besides obtaining the operating safety limits considering the contingencies of power lines transmission and generating units were performed. Finally, by evaluating the results, an increase in the loading margin was obtained, as well as the voltage quality in the busses due to the compliance with the prescribed voltage levels. The SEPs used in this paper were the 14, 30 and 57 bus system of the Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE).

Keywords: voltage stability, continuous power flow, voltage levels, voltage security.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - Estados de Operação do SEP.....	20
FIGURA 2 - Subdivisão das áreas de estudo de Estabilidade de Tensão.	22
FIGURA 3 - Modelo π -equivalente de uma linha transmissão.	23
FIGURA 4 - Esquema de Fluxo de Potência utilizando a carga e tensão como parâmetro de continuação.....	31
FIGURA 5 - Curva de capacidade de um gerador síncrono.	32
FIGURA 6 – Limite de Capacidade de Carga Pós-Contingência (LCCPC).....	38
FIGURA 7 – Determinação do Limite de Operação Segura (LOS).	39
FIGURA 8 - Limite de Operação Segura (LOS) com ações de controle.	40
FIGURA 9 – Faixa operativa de acordo com os limites de tensão.	43
FIGURA 10 - Fluxograma do algoritmo de FPC considerando a carga e a tensão como parâmetros de continuação.	45
FIGURA 11 - Fluxograma do algoritmo de determinação da margem de operação de tensão.	47
FIGURA 12 – Sistema de 14 Barras.	50
FIGURA 13 – Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 14 barras.	51
FIGURA 14 – Curva λV para as barras de carga do sistema de 14 barras.....	52
FIGURA 15 – Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 14 barras, considerando ações de controle de tensão	53
FIGURA 16 – Curvas λV_s para as barras de carga do sistema de 14 barras, utilizando as ações de controle de tensão.....	54
FIGURA 17 – Sistema de 30 barras.....	59
FIGURA 18 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 30 barras.....	60
FIGURA 19 – Curva λV para as barras de carga do sistema de 30 barras.....	61
FIGURA 20 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 30 barras, considerando ações de controle de tensão.	62
FIGURA 21 - Curvas λV_s para as barras de carga do sistema de 30 barras, utilizando as ações de controle de tensão.....	63
FIGURA 22 – Sistema de 57 Barras.	68
FIGURA 23 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 57 barras.....	69

FIGURA 24 - Curvas λV_s para as barras de carga críticas do sistema de 57 barras.	70
FIGURA 25 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 57 barras, considerando ações de controle de tensão.	72
FIGURA 26 - Curvas λV_s para as barras de carga do sistema de 57 barras, utilizando as ações de controle de tensão.....	73

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Níveis de Tensão estabelecidos pelo ONS.	42
TABELA 2 – Capacitores <i>shunt</i> disponíveis nas respectivas barras do sistema de 14 barras.	55
TABELA 3 – Ajustes de TAP disponíveis para o sistema de 14 barras.....	55
TABELA 4 – Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 14 barras.	56
TABELA 5 – Resultados das contingências das unidades geradoras do sistema de 14 barras.	58
TABELA 6 - Capacitores <i>shunt</i> disponíveis nas respectivas barras do sistema de 30 barras.	64
TABELA 7 - Ajustes de TAP disponíveis para o sistema de 30 barras.	64
TABELA 8 - Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 30 barras.	65
TABELA 9 - Resultados das contingências das unidades geradoras do sistema de 30 barras.	67
TABELA 10 - Capacitores <i>shunt</i> disponíveis nas respectivas barras do sistema de 57 barras.	74
TABELA 11 - Ajustes de TAP disponíveis para o sistema de 57 barras.	74
TABELA 12 - Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 57 barras.	75
TABELA 13 - Resultados das contingências das unidades geradoras do sistema de 57 barras.	78
TABELA 14 – Dados de barra, sistema de 14 barras.....	84
TABELA 15 – Dados de linha, sistema de 14 barras.	85
TABELA 16 – Fatores de participação de carga e geração, sistema de 14 barras. ...	86
TABELA 17 – Dados de barra, sistema de 30 barras.....	87
TABELA 18 – Dados de linha, sistema de 30 barras.	88
TABELA 19– Fatores de participação de carga e geração, sistema de 30 barras. ...	90
TABELA 20 – Dados de barra, sistema de 57 barras.....	91
TABELA 21 – Dados de linha, sistema de 57 barras.	93
TABELA 22 – Fatores de participação de carga e de geração, sistema de 57 barras.	95

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP – Sistema Elétrico de Potência

FPC – Fluxo de Potência Continuado

IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

ONS – Operador Nacional do Sistema

SE – Subestação

UHE – Usina Hidrelétrica

ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga

SIN – Sistema Interligado Nacional

UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MET – Margem de Estabilidade de Tensão

LCCPC – Limite de Capacidade de Carga Pós-Contingência

LOS – Limite de Operação Segura

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	TEMA.....	12
1.1.1	Delimitação do Tema.....	13
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	13
1.3	OBJETIVOS.....	14
1.3.1	Objetivo Geral.....	14
1.3.2	Etapas e Objetivos Específicos.....	14
1.4	JUSTIFICATIVA.....	15
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	16
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	18
2.1	INTRODUÇÃO.....	18
2.2	ESTADOS OPERATIVOS.....	18
2.3	ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	20
2.4	FLUXO DE POTÊNCIA.....	23
2.4.1	Fluxo de Carga Utilizando o Método de Newton Raphson.....	26
2.5	MÉTODO DE CONTINUAÇÃO: PARÂMETROS DE CARGA E TENSÃO.....	28
2.6	GERADORES SÍNCRONOS E ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	31
2.6.1	Violação dos Limites de Potência Ativa e Reativa.....	33
2.7	FATOR DE PARTICIPAÇÃO DE CARGA E GERAÇÃO.....	34
2.8	CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO.....	37
2.8.1	Definição dos Limites de Segurança.....	37
2.8.2	Níveis de Tensão.....	41
3	METODOLOGIA DE ANÁLISE.....	44
3.1	ALGORITMO FPC CONSIDERANDO CARGA E TENSÃO COMO PARÂMETROS DE CONTINUAÇÃO.....	44
3.2	ALGORITMO DE FPC CONSIDERANDO A FAIXA OPERATIVA DE TENSÃO.....	46
3.3	ETAPAS DE ANÁLISE.....	48
4	RESULTADOS.....	49
4.1	RESULTADOS DO SISTEMA DE 14 BARRAS.....	49
4.1.1	Etapa 1: Análise do Caso Base.....	50
4.1.2	Etapa 2: Análise do Caso Base com Ações de Controle de Tensão.....	53
4.1.3	Etapa 3: Análise de Contingências de Linhas de Transmissão.....	56

4.1.4	Etapa 4: Análise de Contingências de Unidades Geradoras	57
4.2	RESULTADOS DO SISTEMA DE 30 BARRAS	59
4.2.1	Etapa 1: Análise do Caso Base	60
4.2.2	Etapa 2: Análise do Caso Base com Ações de Controle de Tensão	62
4.2.3	Etapa 3: Análise de Contingências de Linhas de Transmissão	65
4.2.4	Etapa 4: Análise de Contingências de Unidades Geradoras	67
4.3	RESULTADOS DO SISTEMA DE 57 BARRAS	68
4.3.1	Etapa 1: Análise do Caso Base	69
4.3.2	Etapa 2: Análise do Caso Base com Ações de Controle de Tensão	72
4.3.3	Etapa 3: Análise de Contingências de Linhas de Transmissão	75
4.3.4	Etapa 4: Análise de Contingências de Unidades Geradoras	78
5	CONCLUSÕES.....	80
	REFERÊNCIAS.....	82
	ANEXO A – DADOS DO SISTEMA DE 14 BARRAS	84
	ANEXO B – DADOS DO SISTEMA DE 30 BARRAS	87
	ANEXO C – DADOS DO SISTEMA DE 57 BARRAS.....	91

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

Atualmente, as sociedades industrialmente desenvolvidas carecem cada vez mais energia elétrica e, para atender esta demanda crescente, é fundamental a existência de um sistema elétrico de potência bem estruturado (ANDERSON; FOUAD, 2003). Como afirma Kundur (1994), além de gerar, transmitir e distribuir energia, este sistema deve ser operado sob condições que assegurem sua continuidade, tais como tensão e frequência constantes, e que forneçam energia com baixos custos ambientais e econômicos.

Van Cutsem e Vournas (1998) afirmam que os sistemas de potência vêm passando por condições de estresse nos últimos anos, grande parte devido ao crescimento e aos novos padrões de carga do mercado de energia, somado a dificuldade de instalação de novas fontes geradoras próximas do consumo. Mansour (2013) ressalta ainda que esta imprevisibilidade do sistema o leva a operar em condições adversas e fora de limites pré-estabelecidos, o que dificulta o seu controle e a minimização dos riscos de falha.

Kundur (1994) caracteriza o termo estabilidade de tensão como sendo a habilidade de um sistema de potência em manter seus níveis normais de tensão, mesmo quando este é sujeito a uma perturbação. Deste modo, o fenômeno de instabilidade de tensão, como afirmam Taylor (1994), Kundur (1994) e Van Cutsem e Vournas (1998) pode levar a eventos sucessivos de queda de tensão, ocasionando o que se chama de Colapso de Tensão, termo que assinala a queda total ou parcial dos níveis normais de tensão.

Segundo Anderson e Fouad (2003), o planejamento, controle e operação destes sistemas são desafios complexos para os profissionais que atuam na área, pois os eventos que levam ao colapso devem ser previstos e caso venham a ocorrer, devem possuir uma solução com resposta rápida.

Sendo assim, este trabalho é dedicado à análise de segurança de tensão, envolvendo o cálculo do ponto de máximo carregamento e considerando

contingências de linhas e de unidades geradoras (diminuição da capacidade de geração).

1.1.1 Delimitação do Tema

Kundur (1994) classifica que, como um todo, a estabilidade de um sistema de potência depende essencialmente da estabilidade do ângulo do rotor, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência. Tais fenômenos ainda podem ser analisados levando-se em conta o período de estudo após uma perturbação, isto é, curto, médio e longo prazo.

O estudo de estabilidade de tensão abrange diversos fenômenos, sendo estes comumente divididos pelos pesquisadores e engenheiros entre estáticos e dinâmicos (TAYLOR, 1994). Choque Pillco (2011 apud DOBSON et al. 2002) ressalta que a análise estática é utilizada quando as variações no sistema são lentas e graduais, e permitem a solução de equações algébricas com métodos computacionais mais rápidos em relação aos métodos dinâmicos, que utilizam uma modelagem mais complexa (equações diferenciais ordinárias - EDOs) de modo que seu estudo é destinado a variações no sistema da ordem de milissegundos.

Deste modo, pretende-se com este trabalho estudar o conceito de estabilidade de tensão, utilizando-se de modelos estáticos para estimar o ponto máximo de carregamento e efetuar a análise de contingências.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

As oscilações de tensão entre a geração e o consumo são comuns em grandes redes de transferência de potência. Oliveira (2005) classifica como grandes perturbações aquelas que possuem característica transitória ou que permanecem por vários minutos tais como: curtos-circuitos, desligamento de linhas de transmissão, etc. Por outro lado, as pequenas perturbações são aquelas causadas por pequenas variações de carga. Van Cutsem e Vournas (2000) afirmam que alguns dos maiores desafios que englobam a análise de segurança são o planejamento e a verificação do

estado operativo do sistema, de modo que na ocorrência de algum tipo de distúrbio, este não venha a causar quedas sucessivas de tensão que podem provocar o colapso do sistema.

Van Cutsem e Vournas (1998) ressaltam ainda que a avaliação preventiva em tempo real nos centros de controle é primordial, assim é possível avaliar qual é a margem de segurança e como o sistema se comporta sob uma contingência presente no momento. Como afirma Mansour (2013), um procedimento utilizado atualmente para este tipo de avaliação consiste na obtenção da Margem de Estabilidade de Tensão do sistema através de sua respectiva curva *PV*.

Assim, pretende-se com essa pesquisa realizar um estudo centrado na obtenção da curva *PV* e como ela se comporta quando submetida a diferentes tipos de contingências, podendo ser de linhas de transmissão e de unidades geradoras, sendo esta última pouco explorada na literatura acadêmica, mas que é objeto de preocupação constante perante os operadores.

Deste modo, com o suporte do *software* MATLAB®, é possível analisar, utilizando os métodos de cálculo de fluxo de potência continuado, qual a margem de operação segura e salientar as diferenças com a inserção de limites de potência reativa nas barras, considerando os sistemas testes de 14, 30 e 57 barras do IEEE.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Realizar a análise de segurança de tensão em sistemas elétricos de potência, considerando contingências de linhas e unidades geradoras.

1.3.2 Etapas e Objetivos Específicos

- a) Estudar as causas do Colapso de Tensão;
- b) Implementar computacionalmente o cálculo de transferência de potência para a obtenção da curva *PV*;

- c) Utilizar o método do fluxo de potência continuado para encontrar o máximo carregamento;
- d) Inserir limites de potência ativa e reativa no sistema e verificar o seu comportamento;
- e) Encontrar o máximo carregamento que não viole os limites de tensão;
- f) Verificar qual o limite de operação seguro para a simulação realizada;
- g) Verificar qual o comportamento do sistema quando este é submetido a contingências.

1.4 JUSTIFICATIVA

A estabilidade de tensão vai continuar sendo um desafio ao longo de muitos anos e a importância de seu estudo deve aumentar consideravelmente. Um dos motivos é o uso intensivo da estrutura de transmissão disponível aliado a limitação da construção de grandes fontes geradoras (TAYLOR, 1994). Van Cutsem e Vournas (1998) confirmam esta declaração ao dizerem que este fenômeno não é linear, e, conforme o estresse do sistema aumenta, a não-linearidade caminha na mesma proporção, necessitando de métodos complexos para a obtenção da solução.

Para confirmar estas considerações, podem-se citar algumas ocorrências de distúrbios que possuem no colapso de tensão uma das causas da interrupção do fornecimento de energia elétrica não somente no Brasil, mas também no mundo:

- a) Brasil - março e maio de 1999, janeiro de 2002 (GOMES, 2004);
- b) Estados Unidos/Canadá – 14 de agosto de 2003 (BIALEK, 2007);
- c) Europa – 4 de novembro de 2006 (BIALEK, 2007);
- d) Brasil - 10 de novembro de 2009 (ONS, 2009);
- e) Brasil – 19 de janeiro de 2015 (ONS, 2015).

Ainda no Brasil, pode-se citar a ocorrência do dia 21 de março de 2018. Em virtude de um ajuste incorreto no disjuntor de proteção da Subestação (SE) Xingu, a Usina Hidrelétrica (UHE) de Belo Monte teve seu fluxo interrompido quando este chegou próximo a 4000MW. O ONS não havia sido informado sobre este ajuste de proteção e não houve a revisão da lógica do sistema de proteção para que houvesse corte de geração no momento da falta. Nessa ocasião, houve instabilidade de ângulo

do rotor, de frequência e de tensão no Sistema Interligado Nacional (SIN), devido ao contingenciamento e perdas de várias unidades geradoras (75% de corte de geração oriundas das regiões Norte e Nordeste. Com isso, o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) atuou em 5 estágios realizando cortes de carga que ao final somavam 21735 MW, o que resultou em 27% de corte de carga em relação à carga existente antes da perturbação (ONS, 2018).

Deste modo, existe a necessidade de diagnósticos que antecipem este tipo de falha, uma vez que medidas preventivas reduzem o risco de novos incidentes e permitem que o sistema opere em segurança. A utilização de ferramentas computacionais nos centros de controle permite que os sistemas interligados possam ser monitorados em tempo real, mas o desafio consiste em descobrir métodos de resposta rápida para que se tomem medidas antes da ocorrência do colapso.

Sendo assim, estudar e analisar métodos rápidos de cálculo de fluxo de potência juntamente com o comportamento do sistema diante a contingências permite a previsibilidade do fenômeno, auxilia na tomada de decisão e, conseqüentemente, providencia uma rápida recuperação do sistema em casos extremos.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Este trabalho de pesquisa com aplicação prática é iniciado primeiramente com a apresentação da revisão bibliográfica, com os aspectos teóricos principais que envolvem o tema estabilidade de tensão e os métodos de cálculo para o ponto de máximo carregamento. O material de referências para a pesquisa foi obtido por meio da consulta em bancos de dados disponíveis contemplando monografias, dissertações, teses, periódicos e artigos acerca do tema.

Após a apresentação da metodologia para o cálculo do ponto máximo de carregamento, adicionam-se variáveis ao estudo com a aplicação do método do fluxo de potência continuado e a inserção de potência ativa e reativa, onde implementou-se no *software* computacional MATLAB® uma sequência de ações para a obtenção do ponto de colapso de tensão.

Deste modo, realiza-se a análise de contingências de linhas de transmissão e unidades geradoras com a utilização dos sistemas de 14, 30 e 57 barras do IEEE, assim como a obtenção da margem de operação segura e a análise dos limites de segurança de tensão.

Por fim, são apresentados os resultados obtidos com a implementação do algoritmo elaborado, dando ênfase para a análise de contingências e concluindo com as considerações finais sobre o tema.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este presente trabalho é dividido em cinco capítulos. O capítulo um é destinado à introdução e delimitação do tema, nele são apresentadas as definições, objetivos e as tratativas que serão realizadas em relação ao problema da estabilidade de tensão.

O capítulo dois oferece uma fundamentação teórica ao trabalho, pautado em referências primordiais no assunto de estabilidade em sistemas elétricos de potência, bem como apresenta o método para o cálculo do ponto máximo de carregamento.

Em seguida, no capítulo três, é detalhado o algoritmo que calcula o ponto de máximo carregamento, de forma a encontrar a margem de operação segura, respeitando a faixa operativa de tensão. Do mesmo modo, são apresentadas as etapas de análise para a obtenção dos resultados.

O capítulo quatro é dedicado a análise e comparação dos resultados obtidos com a implementação do algoritmo. E, por fim, no capítulo cinco, são apresentadas as conclusões finais em relação ao trabalho.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 INTRODUÇÃO

Sendo a estabilidade de tensão uma das áreas de estudo no controle dos SEPs, é de grande importância considerar as definições, métodos e as referências mais utilizadas pelos profissionais desta área. Estas definições são importantes pois busca-se verificar de antemão o comportamento geral de um sistema elétrico, e, para isso, utiliza-se de uma modelagem matemática que retrate as estruturas existentes em campo.

Portanto, neste capítulo serão apresentados os conceitos e termos que definem o estado geral de um sistema, e, em seguida, os métodos que serão utilizados para a obtenção dos resultados e posterior análise de estabilidade de tensão. Relacionados a estes estudos, serão adicionados conceitos de limitação das máquinas síncronas, e as definições a respeito da análise de segurança de tensão.

2.2 ESTADOS OPERATIVOS

Segundo Kundur (1994), com o objetivo de analisar e desenvolver formas de controle de operação dos sistemas de potência, é de fundamental importância classificar o comportamento do sistema elétrico de potência considerando seus “Estados Operativos”. Na determinação destes estados, deve-se realizar a análise contínua das restrições de carga, operação e de segurança, que dizem respeito a (LIACCO, 1974):

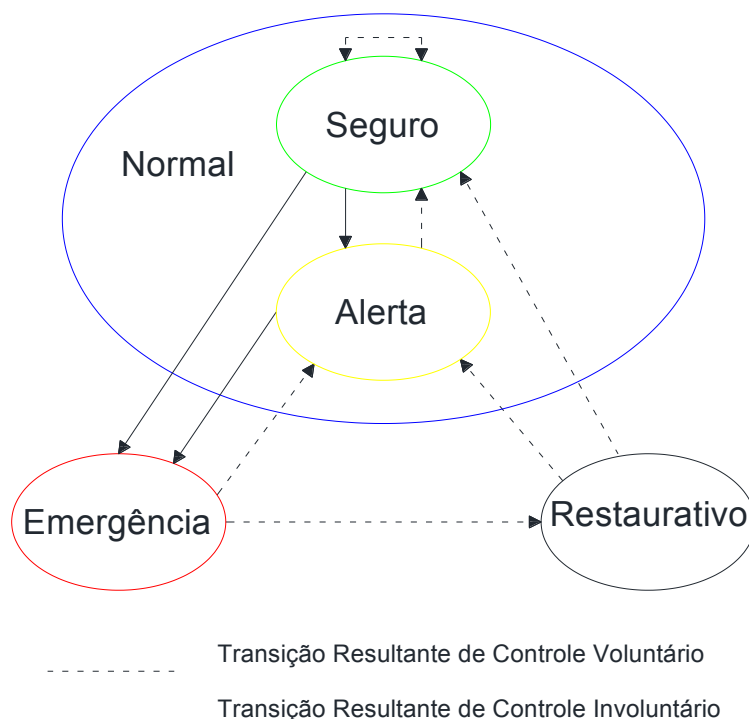
- a) *Restrições de carga* [$g(x) = 0$]: o sistema elétrico deve atender todos os consumidores;
- b) *Restrições de operação* [$h(x) \leq 0$]: os limites de operação dos equipamentos devem ser respeitados;
- c) *Restrições de segurança* [$s(x) \leq 0$]: análise do comportamento do sistema após prováveis contingências de equipamentos.

Após definidas as restrições de carga, operação e segurança, Monticelli (1983) classifica os Estados de Operação da seguinte forma:

- a) *Normal Seguro* - Todas as cargas são atendidas sem ultrapassar nenhum limite operacional e, dada uma contingência, o sistema é capaz de opor-se a ela. Todas as restrições são obedecidas;
- b) *Normal Alerta* – Neste caso todas as cargas são atendidas, mas o sistema está enfraquecido de tal forma que uma contingência pode ocasionar a sobrecarga dos equipamentos, podendo levar o mesmo diretamente para o estado de “Emergência”. Ações preventivas como o redespacho de geração podem ser tomadas para melhorar a condição do sistema;
- c) *Emergência* – O sistema entra no estado de emergência geralmente após a ocorrência de uma perturbação quando o mesmo já se encontrava no estado “Alerta”. Neste caso, ocorre a violação das restrições de operação. O sistema pode voltar para o estado “Alerta” após a eliminação das falhas e realizando cortes de carga, por exemplo;
- d) *Restaurativo* – Este estado caracteriza uma ação da qual as restrições operacionais são obedecidas uma vez que se sacrifica a integridade do sistema no estado de “Emergência”. Medidas corretivas imediatas, como cortes de carga em áreas específicas e a separação controlada de uma porção do sistema, são realizadas para que mais elementos não entrem em falha.

A figura 1 apresenta os estados operativos da rede, conforme descrito anteriormente.

FIGURA 1 - Estados de Operação do SEP.



Fonte: Kundur (1994), adaptado.

2.3 ESTABILIDADE DE TENSÃO

De forma geral, o conceito de estabilidade aplicado ao sistema elétrico de potência pode ser definido como a capacidade do sistema em manter suas características normais de operação após o mesmo ser submetido à uma ou mais perturbações (KUNDUR, 1994).

Neste sentido, como a instabilidade de um sistema elétrico de potência pode ocorrer de várias formas, classificar o conceito de estabilidade de acordo com o tipo de evento se torna uma medida eficaz na melhoria contínua dos sistemas, de modo que, realizando uma tratativa específica a cada caso, pode se aumentar a confiabilidade dos sistemas (KUNDUR et al., 2004).

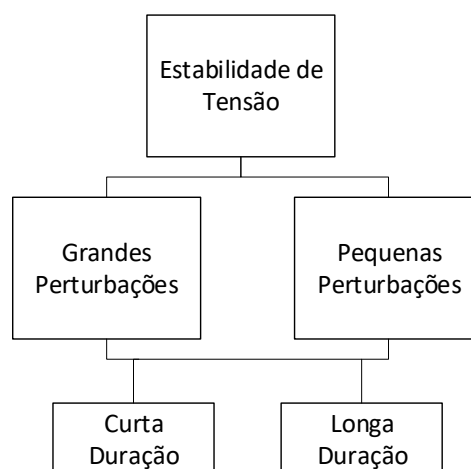
Segundo Kundur et al. (2004), os estudos envolvendo estabilidade em sistemas elétricos de potência podem ser divididos em três principais áreas:

- a) *Estabilidade do Ângulo do Rotor* – refere-se à habilidade das máquinas síncronas manterem-se em sincronismo após uma perturbação;
- b) *Estabilidade de Frequência* – habilidade do sistema manter frequência constante, dentro do limite regulamentado, após uma perturbação, sendo esta resultante principalmente do desequilíbrio entre geração e a demanda de carga;
- c) *Estabilidade de Tensão* – referente à habilidade do sistema conservar as tensões eficazes nas barras dentro dos limites estabelecidos, mantendo sua condição de equilíbrio inicial após o sistema ser submetido a alguma perturbação.

Referindo-se ao conceito de estabilidade de tensão, quando um SEP é submetido a alguma perturbação e esta provoca um aumento ou uma diminuição progressiva das tensões das barras, diz-se que o sistema se encontra em um estado de “Instabilidade de Tensão” (KUNDUR et al., 2004).

Por outro lado, o termo “Colapso de Tensão” é utilizado para definir a sequência de eventos que sucedem a instabilidade de tensão, tais como blecautes e tensões abaixo dos limites em uma grande parcela do SEP (KUNDUR et al., 2004).

As principais divisões do estudo de estabilidade em sistemas elétricos de potência descritas acima podem ser ampliadas de acordo com o tempo de análise e da dimensão das perturbações (KUNDUR et al., 2004). Como a Estabilidade de Tensão é objeto de estudo deste trabalho, a figura 2 ilustra a subdivisão deste grupo:

FIGURA 2 - Subdivisão das áreas de estudo de Estabilidade de Tensão.

Fonte: Kundur et al. (2004), adaptado.

A estabilidade de tensão envolvendo grandes perturbações se preocupa em garantir que o sistema permaneça estável quando das questões relacionadas à perda de geração, contingência nos circuitos e faltas no sistema. Enquanto que as pequenas perturbações estão relacionadas às alterações no sistema referentes ao incremento e/ou decréscimo de carga, verificando-se o comportamento do sistema mediante estas pequenas mudanças (KUNDUR et al., 2004).

Segundo Kundur et al. (2004), a análise de perturbações pode variar de alguns segundos a até minutos, assim, a classificação é feita de acordo com o tempo de análise, sendo esta de curta ou de longa duração:

- a) *Estabilidade de Tensão de Curta duração*: envolve equipamentos de acionamento rápido como motores de indução e cargas eletronicamente controladas. Necessita de uma modelagem dinâmica do sistema a fim de obter uma resposta rápida ao distúrbio;
- b) *Estabilidade de Tensão de Longa duração*: envolve equipamentos de acionamento lento como mudança de TAP de transformadores, cargas controladas por temperatura e limitadores de corrente em geradores. Longos períodos de simulação são requeridos para o estudo do comportamento do sistema nestes casos.

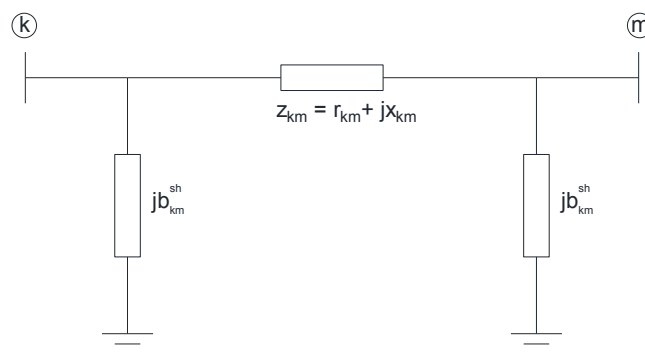
Sendo assim, este trabalho irá realizar uma abordagem do estudo de estabilidade de tensão envolvendo as grandes e pequenas perturbações, onde, respectivamente, estão associadas a contingências de linhas de transmissão e unidades geradoras, como também às perturbações normais de cargas. Além disso, será considerado um período de longa duração, desprezando-se o período transitório, acarretando em análise estática.

2.4 FLUXO DE POTÊNCIA

Para a determinação da distribuição dos fluxos na rede de energia elétrica, se faz necessário o cálculo do fluxo de potência. Este é um método no qual utiliza-se da análise estática e os efeitos transitórios das perturbações não são considerados (MONTICELLI, 1983). A análise estática nos fornece uma “fotografia” das condições atuais de um sistema elétrico de potência, permitindo assim a realização de simulações considerando desde pequenas à grandes perturbações.

A modelagem das equações de fluxo segue as Leis de Kirchhoff e a representação mais comumente utilizada considerando os equipamentos de um sistema elétrico é chamado de “modelo π -equivalente”, sendo este ilustrado na figura 3 (MONTICELLI, 1983):

FIGURA 3 - Modelo π -equivalente de uma linha transmissão.



Fonte: Monticelli (1983), adaptado.

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (2.1)$$

$$y_{km} = z_{km}^{-1} = g_{km} + jb_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.2)$$

São apresentados nas equações 2.1 a 2.2 e figura 3, os parâmetros que definem o modelo π -equivalente de uma linha de transmissão, representados pelas componentes série: impedância z_{km} , admitância y_{km} , resistência r_{km} , reatância x_{km} , condutância g_{km} , susceptância b_{km} e a susceptância capacitiva relativa ao campo elétrico nos condutores b_{km}^{sh} . Na modelagem dos SEPs, é usual se desprezar a componente *shunt* g_{km}^{sh} , pelo motivo de que seu valor não é significativo (MONTICELLI, 1983; KUNDUR,1994).

A corrente que circula em uma linha de transmissão pode ser expressa através das tensões complexas nas barras, como segue:

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k \quad (2.3)$$

Sejam as tensões complexas nas barras definidas por:

$$E_k = V_k e^{j\theta_k}; E_m = V_m e^{j\theta_m} \quad (2.4)$$

E o fluxo de potência correspondente dado por:

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} \quad (2.5)$$

Obtendo-se:

$$S_{km}^* = (V_k e^{j\theta_k})^* * [y_{km}(V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + jb_{km}^{sh} V_k e^{j\theta_k}] \quad (2.6)$$

Por fim, os fluxos P_{km} e Q_{km} são identificados através da separação das partes reais e imaginárias da equação complexa (2.6), sendo estes:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (2.7)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \sin \theta_{km} \quad (2.8)$$

As equações 2.7 e 2.8 podem ser descritas em sua forma matricial aplicando-se a Primeira Lei de Kirchhoff às barras de estudo. De forma geral, seja "K" o conjunto formado pelos elementos de todas as barras "m" adjacentes à barra "k", incluindo esta mesma, obtém a seguinte expressão (MONTICELLI, 1983):

$$I_k = \sum_{m \in K} Y_{km} E_m \quad (2.9)$$

Onde, para o conjunto de "K", "I" é o vetor das injeções de corrente nas barras, "E" o vetor das tensões nodais cujas componentes são fasoriais e a matriz de admitância nodal "Y", da qual inclui a componente *shunt* " jB^{sh} ", representada na sequência (MONTICELLI, 1983):

$$Y_{km} = G_{km} + jB_{km} \quad (2.10)$$

Deste modo, aplicando-se o mesmo princípio descrito em 2.5, obtém-se as injeções de potência ativa e reativa representada em sua forma matricial podendo ser escrita como (MONTICELLI, 1983):

$$P_k^{calc}(\theta, V) = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.11)$$

$$Q_k^{calc}(\theta, V) = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.12)$$

Assim, por definição, quatro variáveis são designadas a cada barra do sistema:

- a) V_k – Magnitude da tensão nodal (barra k);
- b) θ_k – Ângulo da tensão nodal;
- c) P_k – Geração líquida de potência ativa;
- d) Q_k – Geração líquida de potência reativa (MONTICELLI, 1983).

Os tipos de barra definem quais variáveis são conhecidas e quais deverão ser obtidas com o fluxo de potência, as barras são classificadas em (KUNDUR, 1994):

- a) *Barra de Carga (PQ)* – As potências ativa e reativa são fornecidas, e, como se tratam de cargas, assume-se que as potências não variam conforme a tensão nas barras e a magnitude e ângulo de tensão nodal são grandezas calculadas;
- b) *Barra de Tensão Controlada (PV ou Barra de Geração)* – Têm-se os dados de potência ativa e de tensão, e, portanto, deve-se calcular a potência reativa e o ângulo de fase. Neste caso, deve-se levar em consideração os limites de reativo que definem a capacidade da(s) unidade(s) geradora(s);
- c) *θV (Referência ou Slack)* – A magnitude da tensão e o ângulo de fase são fornecidos, as potências ativa e reativa são calculadas após a convergência do fluxo de potência.

2.4.1 Fluxo de Carga Utilizando o Método de Newton Raphson

As equações 2.11 e 2.12 apresentadas anteriormente são classificadas como não-lineares, cabendo a utilização de um dos métodos mais eficazes para a resolução das mesmas, o método de Newton Raphson. Ele consiste basicamente da realização de iterações para encontrar as variáveis das quais o valor especificado, se anula ou se aproxima do valor calculado, sendo descrito abaixo como (MONTICELLI, 1983):

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc} = 0 \quad (\text{barras PV e PQ}) \quad (2.13)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc} = 0 \quad (\text{barras PQ}) \quad (2.14)$$

Onde o valor especificado inicialmente é definido por:

$$P^{esp} = P_{ger}^{esp} - P_{carga}^{esp} \quad (2.15)$$

$$Q^{esp} = Q_{ger}^{esp} - Q_{carga}^{esp} \quad (2.16)$$

Assim, iniciando-se a descrição do método, considera-se um sistema n -dimensional:

$$f(x) = 0 \quad (2.17)$$

Para encontrar o valor do vetor x para o qual a função vetorial se anula, devem-se seguir os seguintes passos (MONTICELLI, 1983):

- a) Iniciar com a contador de iterações ($u = 0$), atribuindo um valor inicial para a solução $x^{(u)} = x^{(0)}$;
- b) Calcular $f(x^{(u)})$;
- c) Testar a convergência: se $|f(x^{(u)})| \leq \varepsilon$ (onde " ε " representa a tolerância estipulada inicialmente) o sistema convergiu, caso contrário, ir para o passo 4;
- d) Calcular matriz jacobiana $J(x^{(u)})$;
- e) Determinar uma nova solução x^{u+1} através de:

$$\Delta x^u = -J[x^u]^{-1}f(x^{(u)}) \quad (2.18)$$

$$x^{u+1} = x^u + \Delta x^u \quad (2.19)$$

- f) Fazer $u = u + 1$ e voltar para o passo 2.

Deste modo, aplicando este método para as equações de fluxo de potência, obtém-se a seguinte formulação (MONTICELLI, 1983):

$$f(x^u) = \begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_k^{esp} - P_k^{cal}(V, \theta) \\ Q_k^{esp} - Q_k^{cal}(V, \theta) \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Obtendo a seguinte forma reduzida:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

E por fim, a atualização dos valores de "V" e "θ":

$$V^{u+1} = V + \Delta V^u \quad (2.24)$$

$$\theta^{u+1} = \theta + \Delta \theta^u \quad (2.25)$$

Deve-se considerar que a singularidade da matriz jacobiana $J(x)$, representa o ponto de limite de carga do sistema elétrico analisado no fluxo de carga. Como será visto na sequência, isto ocorre quando se utilizam sucessivos acréscimos de carga ao sistema considerado, sendo este conhecido como um método de continuação utilizando a carga como parâmetro. Do mesmo modo, embora não seja possível determinar o ponto de colapso de tensão através da matriz $J(x)$, será apresentado um método de continuação utilizando uma tensão eficaz como parâmetro, bem como as considerações realizadas a partir desta matriz para a determinação dos resultados (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

2.5 MÉTODO DE CONTINUAÇÃO: PARÂMETROS DE CARGA E TENSÃO

Uma das formas de análise de estabilidade de tensão considera submeter um sistema a pequenos desvios dos parâmetros de carga e/ou tensão. Estes são usados na determinação do limite de capacidade de carga, sendo possível prever o comportamento de um sistema com a obtenção da margem de estabilidade de tensão

(MET), termo este definido pela distância entre o ponto de operação e o ponto de colapso correspondente ao limite operativo do fluxo de carga nas linhas (OLIVEIRA, 2015; JUSTI, 2017).

O método mais utilizado para esta análise é o chamado fluxo de potência continuado. Este utiliza-se dos resultados das equações de fluxo de potência usual, mas com a ressalva de que a cada convergência será dado um incremento de carga ou um decaimento de tensão (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A utilização da carga como parâmetro de continuação considera aumentos graduais no carregamento do sistema, seja em ΔP ou ΔQ . O parâmetro " $\Delta\lambda$ " é utilizado para definir este aumento gradual e a cada incremento de carga nas barras PQ , um ponto é traçado na curva " λV " ou " PV " (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Por outro lado, a utilização da tensão como parâmetro de continuação consiste em realizar o decremento de uma tensão eficaz " ΔV ", normalmente atribuído à barra mais sensível do sistema. A curva " λV " é obtida com a continuação definida pelo decremento fazendo " $V_i = V_i - \Delta V$ " e com a resolução do sistema descrito em 2.24 a ser resolvido a cada iteração (JUSTI, 2017):

$$\begin{bmatrix} J(x) & -\frac{\partial f(x,\lambda)}{\partial \lambda} \\ e_i & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f(x,\lambda) \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

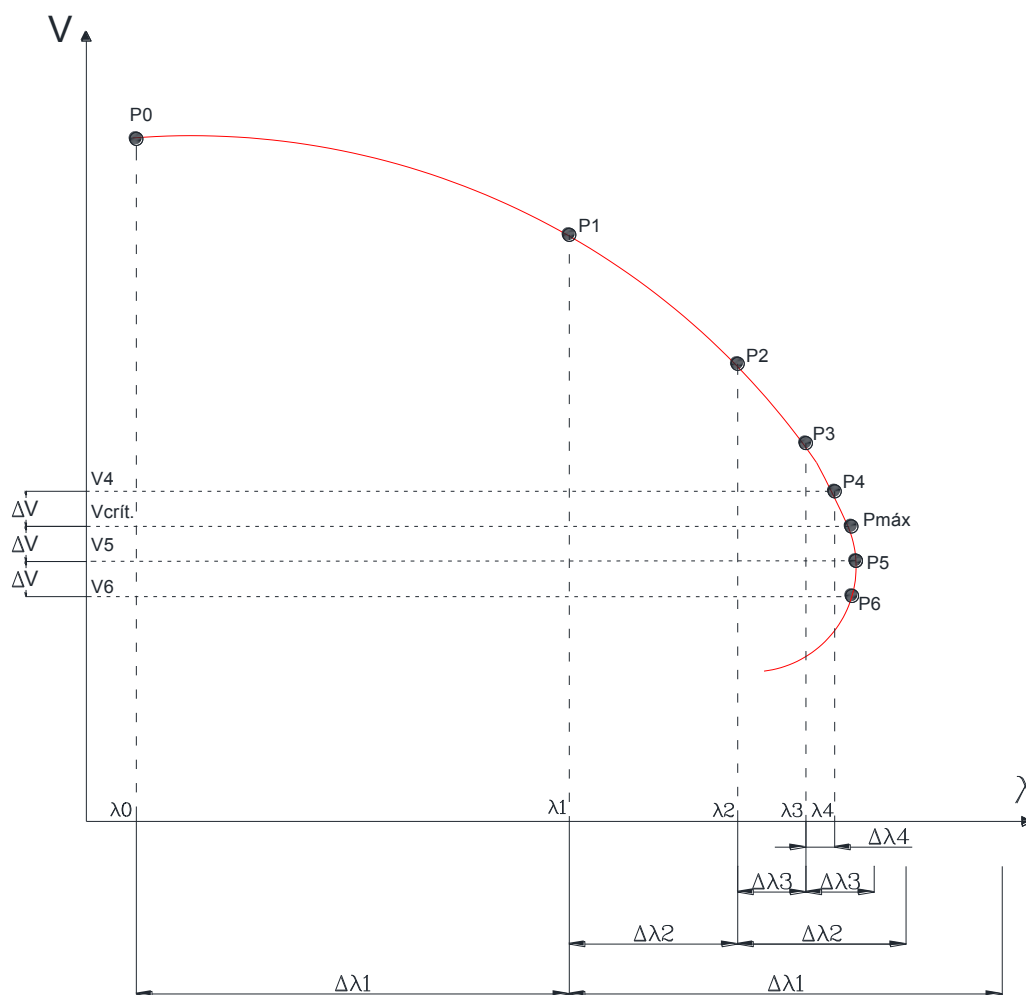
Este sistema consiste no acréscimo da nova variável " λ " à matriz Jacobiana tradicional, onde o elemento " $-\frac{\partial f(x,\lambda)}{\partial \lambda}$ " corresponde às derivadas parciais de $f(x,\lambda)$ em relação à " λ ". Assim, como o número de incógnitas é maior em relação ao de equações, adiciona-se uma linha à nova matriz Jacobiana com o vetor " e_i ", composto por valores nulos exceto pela i -ésima coluna da variável escolhida como parâmetro de continuação, que no caso de decremento de tensão recebe "-1". Este novo conjunto de equações permite que mesmo após a singularidade de " $J(x)$ ", o fluxo de potência possa ser calculado, uma vez que o parâmetro " λ " passa a ser uma variável (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Após a solução do sistema linear, as variáveis " x ", conforme equação 2.26, são atualizadas assim como o parâmetro de carga " λ ". Este processo continua até a convergência, interrompendo o processo quando o decremento mínimo de tensão definido inicialmente é atingido (JUSTI, 2017).

A figura 4 apresenta a curva " λV " referida anteriormente. Analisando-a detalhadamente, iniciando com o ponto "P0", este indica o estado inicial do sistema, sem a variação de carga. Tem-se em seguida o ponto "P1", que é o resultado do incremento dado por $\Delta\lambda_1$. O valor deste incremento é reduzido para a obtenção do ponto "P2" com $\Delta\lambda_2$, uma vez que não haveria convergência com a utilização do mesmo incremento $\Delta\lambda_1$. Assim, são realizados diversos cálculos de fluxo de potência até que o incremento seja mínimo, como em $\Delta\lambda_4$. Cabe salientar que o ponto de colapso não é encontrado utilizando este parâmetro de continuação visto que não haverá convergência no ponto de máximo carregamento pelo fato da matriz Jacobiana ser singular para este caso.

Do mesmo modo como visto no parágrafo anterior, o parâmetro de continuação utilizando uma tensão eficaz pode ser calculado através da matriz jacobiana expandida, equação 2.24, partindo-se de "P0". Entretanto, a figura 4 apresenta a utilização deste método a partir do ponto "P4", ponto no qual a resolução do fluxo de potência havia parado quando da utilização do parâmetro de carga. A partir deste, atribui-se um decremento de tensão " ΔV " associado à barra mais sensível do sistema, e, com a resolução do fluxo de potência, obtém-se um valor de carregamento associado. A resolução a partir deste método permite a obtenção da parte inferior da curva " λV " onde o sistema encontra-se instável.

FIGURA 4 - Esquema de Fluxo de Potência utilizando a carga e tensão como parâmetro de continuação.



Fonte: Autoria própria.

Na seção seguinte, serão apresentadas as principais características dos geradores síncronos e sua relação com o estudo de estabilidade de tensão, uma vez que a ação destes equipamentos interfere diretamente na margem de carregamento do sistema.

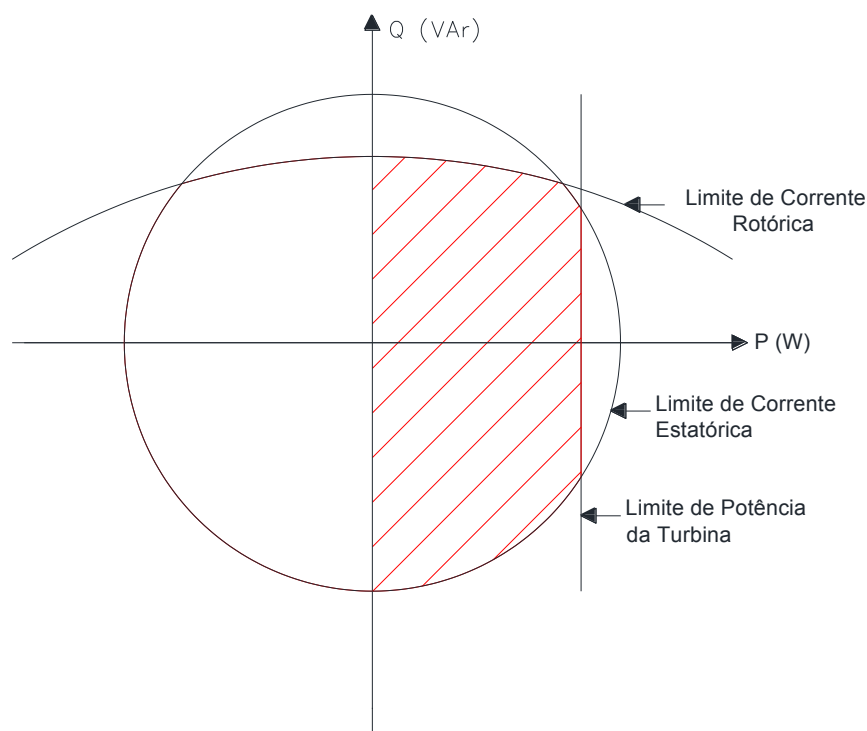
2.6 GERADORES SÍNCRONOS E ESTABILIDADE DE TENSÃO

As ocorrências de instabilidade de tensão ocorrem principalmente devido ao desequilíbrio na transferência de potência do gerador para a carga, o que causa o redespacho do fluxo e perdas de reativo (TAYLOR, 1994). Deste modo, para satisfazer

os critérios de um sistema de potência, a tensão nos terminais de todos os equipamentos deve estar dentro dos limites estipulados e as perdas nos enrolamentos devem ser consideradas. O problema em se manter a tensão nestes limites consiste no fato de que inúmeras são as fontes geradoras para os diversos tipos de carga existentes (ANDERSON; FOUAD, 2003).

Uma ferramenta que auxilia na verificação das características nominais de um gerador síncrono é a chamada “curva de capacidade” descrita pela figura 5. Com ela, é possível obter graficamente os limites pelos quais o equipamento ainda pode ser considerado como gerador. Os principais limites a serem considerados são definidos pelo limite térmico do enrolamento do rotor; limite térmico do enrolamento estatórico limite devido à turbina acoplada ao eixo do gerador e os limites de sobre/subexcitação (CHAPMAN, 2013).

FIGURA 5 - Curva de capacidade de um gerador síncrono.



Fonte: Chapman (2013), adaptado.

A elevação da temperatura do enrolamento do estator está diretamente ligada às perdas Joule proporcionais ao quadrado da corrente da carga. Na curva de capacidade, este limite é representado por um círculo centrado na origem, $P=0$ e $Q=0$, com raio igual a $3.V.I_{máx}$ (VA), onde $I_{máx}$ representa a corrente estatórica máxima e V a tensão de saída monofásica do gerador (CHAPMAN, 2013).

Do mesmo modo, Chapman (2013) afirma que a elevação da temperatura do enrolamento do rotor está ligada às perdas Joule proporcionais ao quadrado da corrente de excitação. Na curva de capacidade, este limite é representado por um círculo proporcional à corrente de excitação, mas o mesmo é centrado em:

$$P = 0 \text{ e } Q = -\frac{3(V_\phi)^2}{X_s} \quad (2.27)$$

e raio (r) igual a:

$$r = \frac{3(V_\phi)E_A}{X_s} \quad (2.28)$$

Onde E_A representa a tensão interna do gerador e X_s a reatância síncrona do mesmo.

Os limites de sobre e subexcitação referem-se, respectivamente, ao limite de fornecimento e absorção de reativo no sistema. Por fim, o limite devido à turbina acoplada ao eixo corresponde à potência ativa fornecida à mesma, assim, este limite está relacionado com o limite mecânico de quanto à turbina pode suportar (CHAPMAN, 2013).

2.6.1 Violação dos Limites de Potência Ativa e Reativa

Na análise de fluxo de carga, quando os limites de potência ativa e reativa não são considerados, assume-se que o colapso de tensão ocorrerá simplesmente pela sobrecarga do sistema de transmissão, e, sendo assim, as unidades geradoras têm capacidade ilimitada em fornecer potência reativa para as cargas além de respeitar as

restrições de operação (MANSOUR, 2013). Como este é um caso ideal, cabe considerar na prática os limites de um gerador síncrono obtidos através da curva de capacidade, assim é possível observar o comportamento do sistema diante às limitações das unidades geradoras.

Quando são considerados os limites de potência reativa nas barras de geração e o limite máximo é atingido, a tensão correspondente à esta barra tende a diminuir pois não há potência reativa suficiente para mantê-la. Assim, a barra do tipo *PV* se torna uma *PQ*, fixando o valor das injeções de potência reativa e permitindo que a tensão eficaz na barra possa ser considerada como uma variável. Portanto, ao final de cada iteração a potência reativa deve ser calculada para a verificação da ultrapassagem do limite estipulado (MONTICELLI, 1983).

Os problemas envolvendo a ultrapassagem do limite de potência ativa de um gerador síncrono estão diretamente ligados à estabilidade de frequência, isto porque, se a demanda for maior do que toda a capacidade de geração, ocorre a diminuição da velocidade dos geradores e conseqüentemente a diminuição da frequência (OLIVEIRA, 2005).

Assim, a ultrapassagem dos limites de potência ativa interferem diretamente no fator de participação das unidades geradoras, isto significa dizer que quando uma barra composta por um fator de participação de geração ultrapassa o seu limite, este fator passa a ser zero e seu valor terá que ser redistribuído às demais barras do sistema (JUSTI, 2017). Este conceito de fator de participação referido anteriormente será abordado na sequência.

2.7 FATOR DE PARTICIPAÇÃO DE CARGA E GERAÇÃO

Como a relação entre carga e geração de um sistema elétrico de potência está em constante mudança e com intuito de obter uma margem de estabilidade de tensão mais próxima às condições reais de operação, utiliza-se o parâmetro de crescimento de carga (λ) aliado ao redespacho de geração a cada novo fluxo de potência. Tais parâmetros estão diretamente ligados aos fatores de participação de carga e de geração de cada barra do sistema. Estes definem a porcentagem de atuação das

unidades geradoras em virtude do crescimento de carga e contribuem na obtenção de uma margem segura de tensão (MANSOUR, 2013).

Segundo JUSTI (2017), os fatores de participação podem ser de dois tipos: fator de participação de geração e fator de participação de carga. O primeiro é associado ao quanto cada gerador contribui para o sistema e o segundo ao quanto cada barra de carga contribui para o consumo de potência ativa ou reativa do sistema.

A relação entre carga e geração utilizando-se dos fatores de participação pode ser explorada através das descrições feitas por MANSOUR (2013). Seja o incremento de potência ativa do i -ésimo gerador definido por:

$$\Delta P_{Ger_i} = fpg_i \Delta P_{CargaTotal} \quad (2.29)$$

Analogamente, para o crescimento de carga em cada barra do sistema:

$$\Delta P_{Carga_i} = fp_{Carga_i} \Delta P_{CargaTotal} \quad (2.30)$$

Onde:

- a) ΔP_{Ger_i} : Variação da parcela de geração de potência ativa na i -ésima barra;
- b) fpg_i : Fator de participação de geração da i -ésima barra do SEP;
- c) ΔP_{Carga_i} : Variação da parcela de potência ativa da i -ésima barra consumida pela carga;
- d) fp_{Carga_i} : Fator de participação de carga da i -ésima barra do SEP;
- e) $\Delta P_{CargaTotal}$: Variação total de potência ativa nas barras de carga PQ e PV (se possuir carga).

A variação de potência ativa nas barras de carga representa a diferença entre a carga incrementada e a carga base (referência) Este incremento de carga representa os sucessivos aumentos de carga a cada fluxo de potência, portanto, cabe expressar as equações descritas anteriormente em função do parâmetro de crescimento de carga " λ " em cada barra do SEP (MANSOUR, 2013):

$$P_{Ger_i}(\lambda) = P_{Ger_i}(\lambda_0) + fpg_i [P_{CargaTotal}(\lambda) - P_{CargaTotal}(\lambda_0)] \quad (2.31)$$

$$P_{Carga_i}(\lambda) = P_{Carga_i}(\lambda_0) + fp_{Carga_i}[P_{CargaTotal}(\lambda) - P_{CargaTotal}(\lambda_0)] \quad (2.32)$$

O ONS (2018) estabelece uma diretriz que durante o processo de incremento de carga, o fator de potência deve permanecer constante, deste modo, como afirma Justi (2017), tem-se que para o incremento de potência reativa no sistema:

$$Q_{Carga_i}(\lambda) = Q_{Carga_i}(\lambda_0) \frac{P_{Carga_i}(\lambda)}{P_{Carga_i}(\lambda_0)} \quad (2.33)$$

Onde:

- a) $Q_{Carga_i}(\lambda)$ – Potência reativa da i -ésima barra do SEP consumida pela carga;
- b) $Q_{Carga_i}(\lambda_0)$ – Potência reativa da i -ésima barra do SEP consumida pela carga, antes do incremento de carga;
- c) $P_{Carga_i}(\lambda)$ – Potência ativa da i -ésima barra do SEP consumida pela carga;
- d) $P_{Carga_i}(\lambda_0)$ – Potência ativa consumida pela carga no caso base, antes do incremento de carga.

Sendo assim, obtém-se as potências ativa e reativa esperadas em cada barra do sistema em função do parâmetro de crescimento de carga:

$$P_{esp_i}(\lambda) = P_{ger_i}(\lambda) - P_{Carga_i}(\lambda) \quad (2.34)$$

$$Q_{esp_i}(\lambda) = Q_{ger_i}(\lambda) - Q_{Carga_i}(\lambda) \quad (2.35)$$

Deste modo, pode-se rearranjar a equação 2.20 em função deste mesmo parâmetro:

$$f(x, \lambda) = f(\theta, V, \lambda) = \begin{bmatrix} \Delta P(\theta, V, \lambda) \\ \Delta Q(\theta, V, \lambda) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^{esp}(\lambda) - P^{cal}(V, \theta) \\ Q^{esp}(\lambda) - Q^{cal}(V, \theta) \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

2.8 CRITÉRIOS DE SEGURANÇA DE TENSÃO

É de responsabilidade do ONS a coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Sendo um dos objetos de estudo deste trabalho a determinação dos limites de tensão alinhados ao que determinam estes órgãos regulamentadores, é de grande importância descrever os critérios e métodos de avaliação de segurança de tensão.

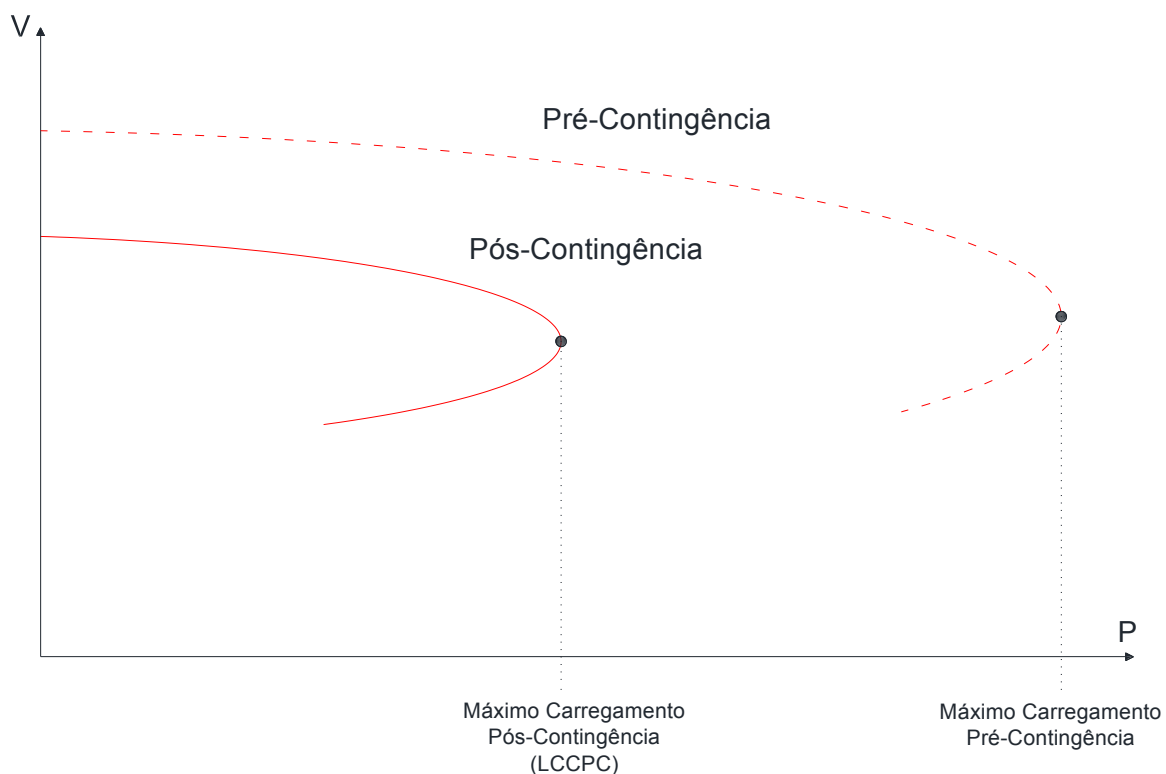
Neste sentido, uma das maneiras de se garantir a confiabilidade de um sistema de potência pode ser determinada através da análise estática de segurança, sendo esta referida à verificação da condição do sistema pré-contingências e pós-contingências (KUNDUR, 2004).

2.8.1 Definição dos Limites de Segurança

A partir da margem de estabilidade de tensão já obtida, podem-se determinar os limites de segurança, sendo estes referentes ao limite pelo qual um sistema de potência permanece estável mesmo com a consideração de contingências (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Segundo Van Cutsem (2000), existem dois tipos de limites de segurança:

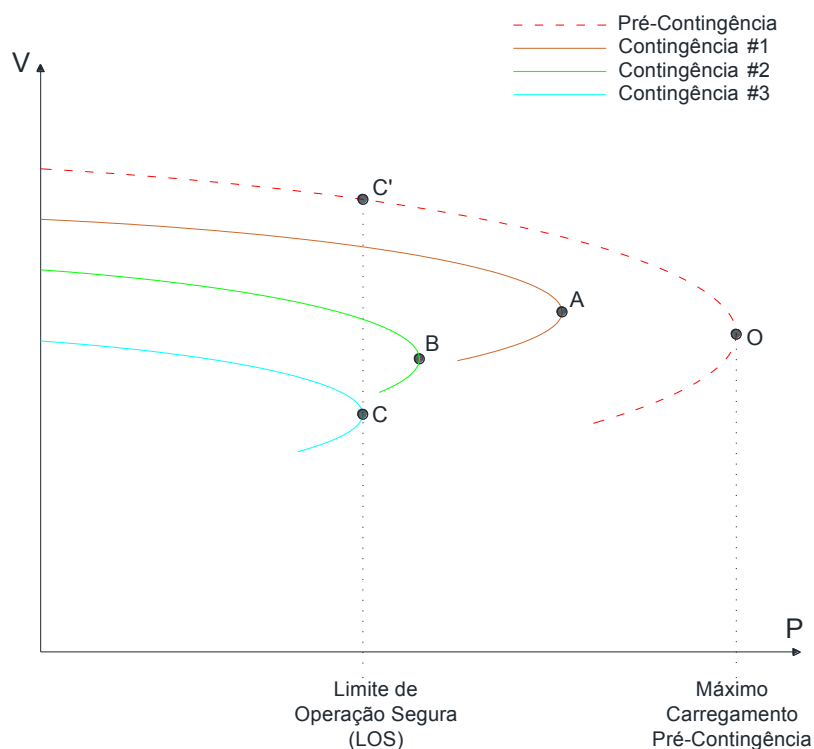
- a) *Limite de Capacidade de Carga Pós-Contingência* (LCCPC), determina o quanto um sistema pode ser estressado após a ocorrência de uma determinada contingência. Conforme ilustra a figura 6, pode-se observar a diferença entre as margens de carregamento antes e após a ocorrência de uma contingência;

FIGURA 6 – Limite de Capacidade de Carga Pós-Contingência (LCCPC).

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

- b) *Limite de Operação Segura (LOS)*, corresponde a quanto um sistema pode ser estressado de modo que não ocorra instabilidade mesmo após contingências. Considerando um conjunto de contingências em um determinado SEP, o LOS também pode ser definido como o menor valor encontrado de LCCPCs.

FIGURA 7 – Determinação do Limite de Operação Segura (LOS).



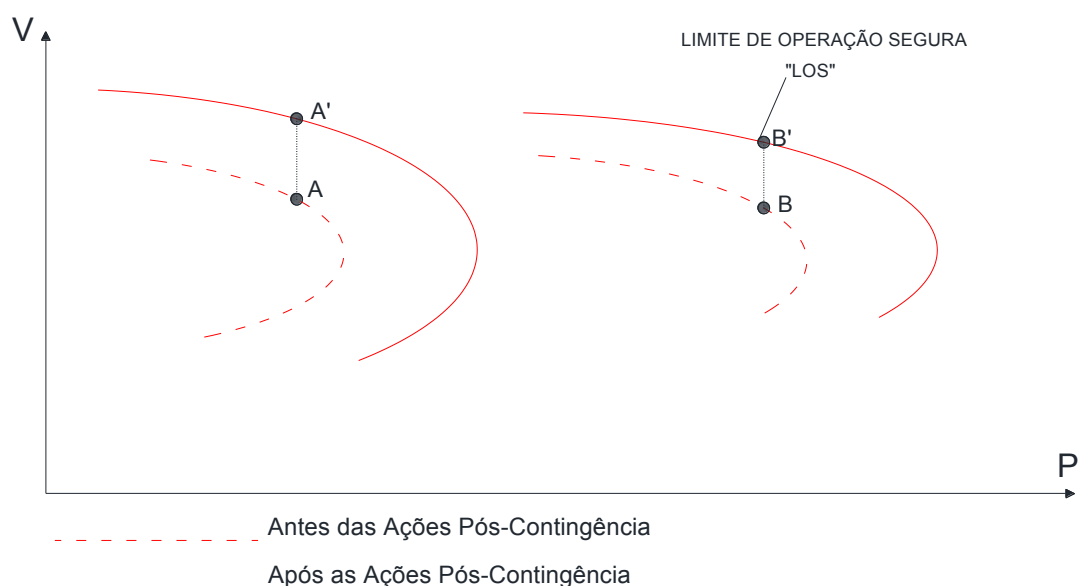
Fonte: Autoria própria.

Assim sendo, o ponto O na figura 7 representa o ponto de máximo carregamento de um determinado SEP pré-contingência, as demais curvas representam a aplicação de contingências específicas, obtendo assim os LCCPCs para cada situação (A, B e C). A obtenção do LOS, ponto C', é possível após a determinação do menor LCCPC dentro deste conjunto de contingências analisado (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Cabe destacar que o LOS pode ser aprimorado com a utilização de ações de controle pós-contingência, como será visto na sequência.

Ao contrário do LCCPC, o LOS considerando ações de controle refere-se à situação atual do sistema considerando três tipos de informações: o nível de sobrecarga do sistema, as ações de controle do operador e o controle automático pós-contingência. Dentre estas ações pode-se citar: compensação *shunt*, controle da tensão na saída dos geradores, da tensão secundária em transformadores, e, por fim, a redistribuição ou até mesmo o corte de cargas (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Assim sendo, pela figura 8, considerando ações ideais de operação, o ponto A define o ponto de operação de um sistema que passou por uma contingência, porém não houve ações de controle. Quando ações de controle são implementadas, tem-se a curva "PV" com o ponto de operação A'. O mesmo ocorre para outras contingências, até a obtenção do LOS, a exemplo, tem-se o ponto B e o ponto B', tal qual este último determina uma condição de operação segura do sistema, onde este permanecerá estável mesmo após a ocorrência das contingências a qual foi submetido (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

FIGURA 8 - Limite de Operação Segura (LOS) com ações de controle.



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

Segundo Van Cutsem e Vournas (1998), uma das formas para a determinação do LOS, é a utilização do método chamado "Pesquisa Binária", onde consiste em criar progressivamente um intervalo de estresse através da MET já obtida, sendo estável o ponto inicial. Na sequência, realiza-se uma divisão pela metade deste intervalo. Se, a partir do ponto central é obtida uma resposta estável, aumenta-se o intervalo, do contrário, reduz-se novamente à metade. Naturalmente, se a resposta do último ponto do intervalo definido é estável, tem-se que o sistema é estável mesmo para uma determinada contingência (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Para a análise de inúmeras contingências na determinação do limite de operação segura, ocorre o mesmo princípio descrito anteriormente, com a exceção de que o procedimento é realizado com todas as contingências ao mesmo tempo, e, se observado que ao menos em uma delas ocorreu instabilidade, as demais estáveis são retiradas, diminuindo o tempo de processamento da análise (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

2.8.2 Níveis de Tensão

Um dos procedimentos de rede instituídos pelo ONS, “Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos”, item 11.5 (ONS, 2018), estabelece que um sistema elétrico é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição operativa, a Margem de Estabilidade de Tensão e os níveis de tensão pré-contingência e pós-contingência encontram-se em conformidade com os critérios estabelecidos, critérios dos quais são citados na sequência.

Segundo o ONS (2018), as METs para os estudos de ampliações e reforços e de planejamento da operação são de 7% com rede completa e 4% com rede incompleta. Em tempo real, a meta é de 4%.

Por outro lado, para os níveis de tensão entre fases admissíveis a 60Hz a serem considerados nos estudos elétricos para as condições de operação normal e de emergência são os apresentados pela tabela 2. Cabe destacar que tais limites são diferentes para quando é necessária uma ação de recomposição do sistema. Os valores de tensão são descritos na sua forma eficaz e em “pu” tendo como base a tensão nominal de operação (ONS, 2018).

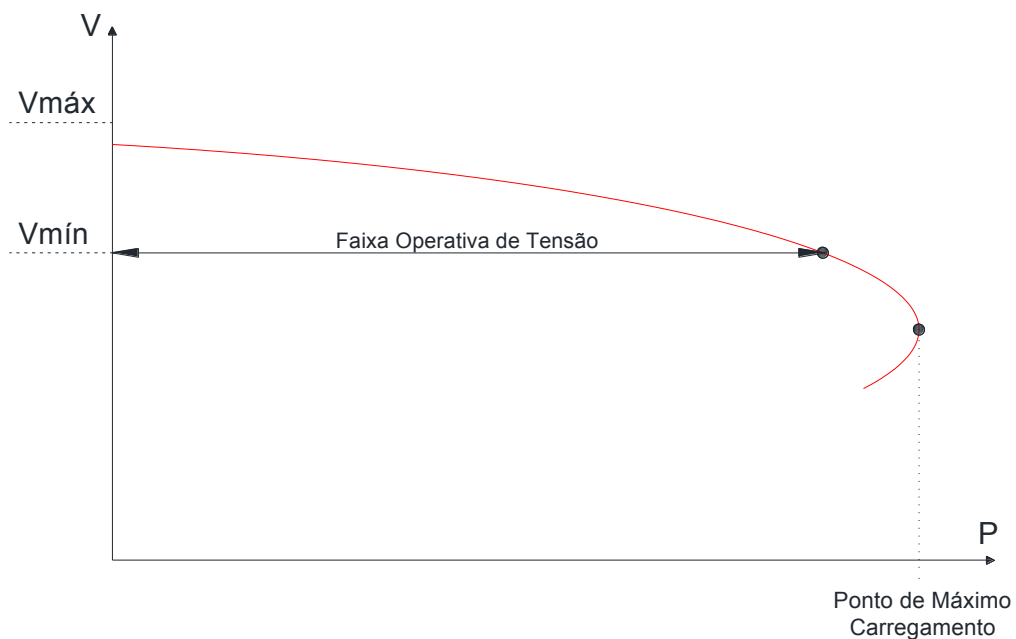
TABELA 1 - Níveis de Tensão estabelecidos pelo ONS.

Tensão Nominal de Operação	Condição Operativa Normal		Condição Operativa de Emergência	
	(kV)	(pu)	(kV)	(pu)
< 230	-	0,95 a 1,050	-	0,90 a 1,050
230	218 a 242	0,95 a 1,050	207 a 242	0,90 a 1,050
345	328 a 362	0,95 a 1,050	311 a 362	0,90 a 1,050
440	418 a 460	0,95 a 1,046	396 a 460	0,90 a 1,046
500	500 a 550	1,00 a 1,100	475 a 550	0,95 a 1,100
525	500 a 550	0,95 a 1,050	475 a 550	0,90 a 1,050
765	690 a 800	0,90 a 1,046	690 a 800	0,90 a 1,046

Fonte: ONS (2018).

O ONS (2018) ainda define que, para os estudos de ampliações e reforços, quando da simulação de contingências, deve-se observar que variações acima de 10% da tensão nominal de operação nas barras de conexão não são permitidas, considerando o momento imediatamente após a contingência.

Assim, pretende-se com este trabalho, estimar os LCCPCs para contingências de linha de transmissão e unidades geradoras, obter o LOS para os sistemas analisados e ainda identificar a faixa operativa de tensão para os SEPs de 14, 30 e 57 barras utilizando-se dos valores contidos na tabela 1. Como ilustra figura 9, através dos critérios de segurança de tensão citados anteriormente, será possível realizar um comparativo entre a margem de máximo carregamento do sistema e a faixa operativa de tensão.

FIGURA 9 – Faixa operativa de acordo com os limites de tensão.

Fonte: Autoria própria.

Assim, neste capítulo foram apresentadas as definições de estabilidade e segurança de tensão para os SEPs, estas possuem um papel primordial na implementação do cálculo do fluxo de potência e entendimento do problema. No próximo capítulo, será explanada a metodologia adotada para a análise, bem como o funcionamento do algoritmo utilizado para a obtenção dos resultados.

3 METODOLOGIA DE ANÁLISE

A fim de que a análise de segurança de tensão possa ser realizada, são apresentados neste capítulo os algoritmos implementados para o cálculo do fluxo de potência, dos quais referem-se ao cálculo do FPC considerando a carga e tensão como os parâmetros de continuação e ao algoritmo que considera a faixa operativa de tensão determinada por ONS (2018).

Além disso, serão descritas as demais etapas de análise que se utilizam dos algoritmos apresentados e que seguem uma metodologia semelhante à apresentada em Justi (2017).

3.1 ALGORITMO FPC CONSIDERANDO CARGA E TENSÃO COMO PARÂMETROS DE CONTINUAÇÃO

O algoritmo do FPC segue a lógica do fluxo de potência nas barras considerando o método de Newton-Raphson para se chegar a uma solução aproximada. Com os parâmetros iniciais estipulados, realizam-se as iterações até a convergência do sistema não-linear, de acordo com a tolerância atribuída no início.

Após a primeira convergência, atualizam-se os valores de potência ativa e reativa pelo aumento de carga, definido por um incremento a cada convergência. Quando verificada a ultrapassagem do incremento mínimo de carga, o parâmetro de continuação passa a ser definido pelo decaimento de tensão, onde é possível obter o ponto de colapso e a parte instável do sistema. Este processo termina quando se verifica um valor inferior ao de decréscimo de tensão mínimo, estipulado inicialmente.

No processo anterior, já são considerados os limites de potência ativa e reativa para as barras de geração. Deste modo, se uma barra *PV* tiver seu limite ultrapassado, esta passará a ser uma barra *PQ*, onde o seu limite de potência reativa é fixado. Quando se trata da ultrapassagem do limite de potência ativa, o tipo da barra não é alterado, mas caso haja um fator de participação atribuído, este passará a ser nulo e outras barras de geração *θV* e *PV* devem suprir esta falta.

A figura 10 ilustra este processo conforme descrito anteriormente:

3.2 ALGORITMO DE FPC CONSIDERANDO A FAIXA OPERATIVA DE TENSÃO

O algoritmo de FPC que considera uma faixa operativa de tensão, é implementado com a realização de uma validação da tensão nas n-barras após cada convergência do método de Newton-Raphson. Esta validação considera os valores contidos na tabela 2, de acordo com o consta no procedimento de rede 23.3 em ONS (2018).

Do mesmo modo, este algoritmo contempla a análise dos limites relativos à capacidade de geração, contingências relacionadas a perdas de linhas de transmissão, perdas de unidades geradoras e ainda, a inserção de métodos de controle quando verificada a ultrapassagem do limite inferior de tensão das n-barras.

São utilizados dois métodos de controle cadenciados após a verificação da ultrapassagem do limite inferior da tensão em determinada barra dos quais:

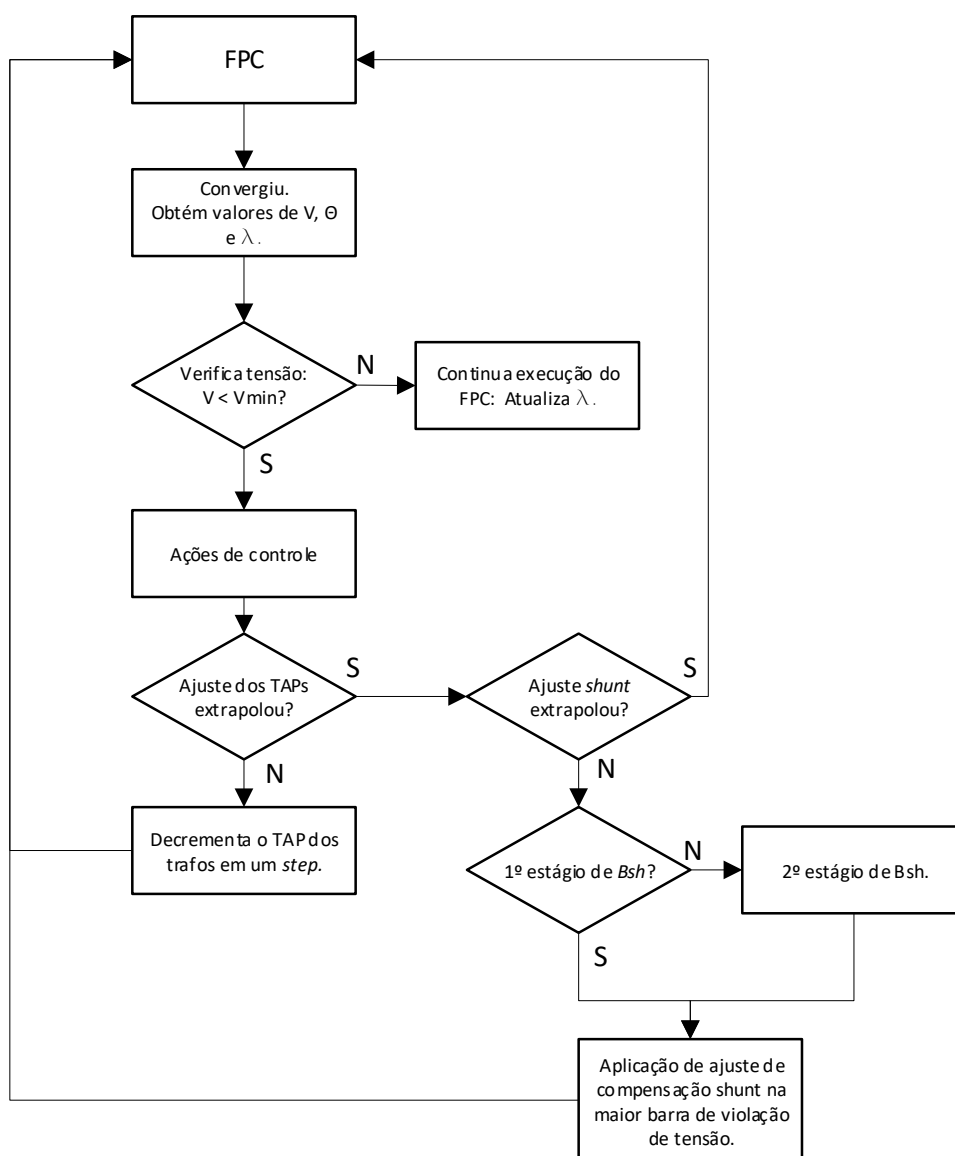
- a) Mudança dos TAPs – aumento da tensão disponível no secundário dos transformadores do sistema após o ajuste dos TAPs, estes ajustes são realizados de forma gradual, através de “*steps*” onde a cada verificação de ultrapassagem do limite inferior de tensão, diminui-se¹ o valor do TAP em um *step* até a verificação do limite máximo de TAP do transformador;
- b) Banco de Capacitores (Compensação *shunt*): Quando os limites dos transformadores atingem seus valores máximos, o controle do limite inferior de tensão é realizado através da inserção de bancos de capacitores nas barras onde ocorre a ultrapassagem deste limite, se houver disponibilidade. Assim, o banco de capacitor é inserido por meio de dois estágios, quando há a verificação da violação de tensão na referida barra. Se verificada novamente a ultrapassagem do limite inferior de tensão e não houver mais disponibilidade de banco de capacitores em determinada barra, o controle é realizado para a segunda barra de maior violação e assim sucessivamente, até o momento em que todos os recursos de controle de tensão do sistema estejam sendo utilizados.

¹ No banco de dados de linhas e transformadores, a relação de TAP é inversa, assim como apresentada em MONTICELLI (1983). Por exemplo, se um dado de TAP é igual a 0,950 pu, o mesmo corresponde à 1,0526 pu na modelagem de um determinado SEP.

Cabe salientar que quando tais formas de controle de tensão são acionadas, o incremento de carga não é alterado, de tal forma que o FPC continue a partir do incremento onde houve a violação de um limite de tensão das n-barras.

A figura 11 apresenta o fluxograma com base no algoritmo apresentado

FIGURA 11 - Fluxograma do algoritmo de determinação da margem de operação de tensão.



Fonte: Autoria própria.

3.3 ETAPAS DE ANÁLISE

Serão enunciadas nesta seção as etapas de análise para os sistemas de 14, 30 e 57 barras. Cabe ressaltar que os limites da faixa operativa de tensão serão explanados em todas as etapas, a fim de que se possa analisar em que momento já existe a violação.

- a) Etapa 1: Análise do Caso Base - Esta etapa consiste na análise dos gráficos de λV , P_{ger} e Q_{ger} apresentando-se resultados que consideram os limites de potência ativa e potência reativa das barras de geração;
- b) Etapa 2: Análise do Caso Base com Ações de Controle de Tensão - Consiste na análise dos gráficos de λV , P_{ger} e Q_{ger} considerando-se a implementação das ações de controle apresentadas no algoritmo da seção 3.2;
- c) Etapa 3: Análise de Contingências de Linhas de Transmissão – Consiste na obtenção do LOS através dos LCCPCs considerando as contingências (critério n-1) de linhas de transmissão, utilizando-se do caso da etapa 2;
- d) Etapa 4: Análise de Contingências de Unidades Geradoras - Consiste na obtenção do LOS através dos LCCPCs considerando as contingências (critério n-1) de unidades geradoras, utilizando-se do caso da etapa 2.

Uma vez enunciada a metodologia a ser utilizada na análise, no próximo capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação da execução dos algoritmos, alocados em suas respectivas etapas.

4 RESULTADOS

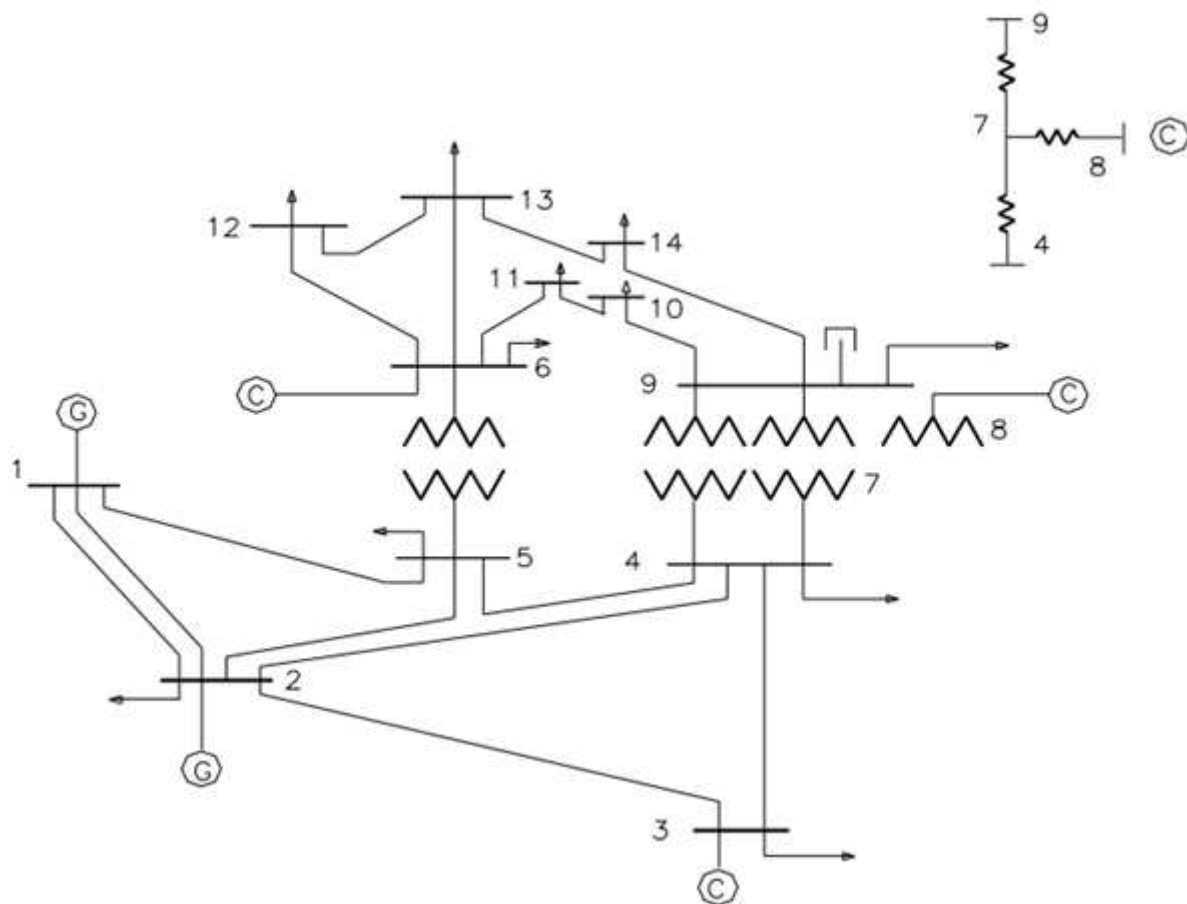
Neste capítulo serão exibidos os resultados obtidos pela implementação da metodologia apresentada no capítulo anterior. Os dados dos sistemas elétricos de 14, 30 e 57 barras utilizados para a aplicação da metodologia estão apresentados, respectivamente, nos anexos A, B e C.

Em todos os resultados, considera-se para a análise dos sistemas uma faixa operativa de tensão entre 0,95 pu (tensão mínima) e 1,05 pu (tensão máxima), que, de acordo com a tabela 1 apresentada na subseção 2.8.2 deste trabalho, corresponde à uma “condição operativa normal” para tensões de até 345 kV nas barras. Originalmente, os sistemas de 14, 30 e 57 barras do IEEE possuem a maior tensão nominal no valor de 132 kV nas barras, e, ainda que efetuou-se a modificação destes sistemas para a análise neste trabalho, manteve-se a faixa operativa de tensão entre 0,95 pu e 1,05 pu.

4.1 RESULTADOS DO SISTEMA DE 14 BARRAS

A figura 12 ilustra a topologia do sistema IEEE 14 barras:

FIGURA 12 – Sistema de 14 Barras.

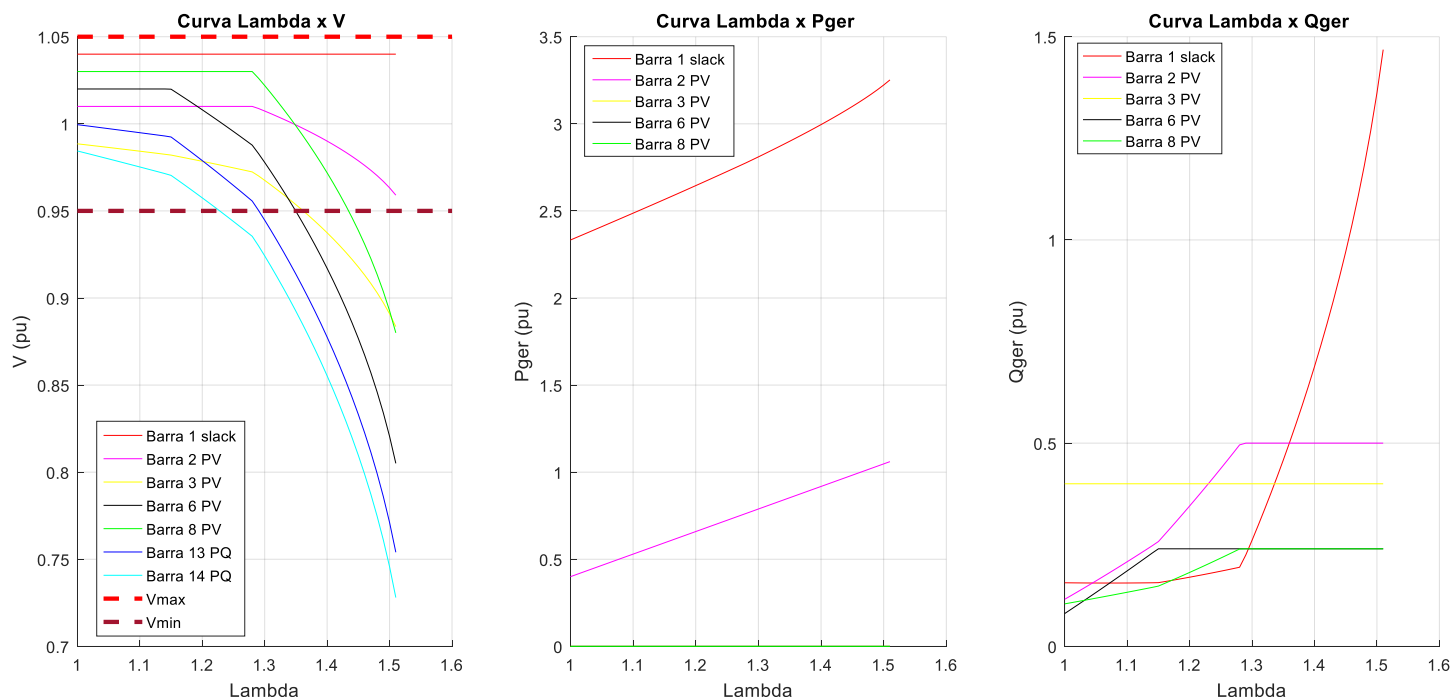


Fonte: BELATI (2003).

4.1.1 Etapa 1: Análise do Caso Base

Utilizando-se do algoritmo de FPC para o sistema de 14 barras, obtiveram-se os seguintes gráficos apresentados na figura 13:

FIGURA 13 – Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 14 barras.



Fonte: Autoria própria.

Estão representadas no gráfico λV da figura 13 a barra *slack*, as barras de geração *PV*, e as barras de carga *PQ* consideradas mais sensíveis para este sistema. Do mesmo modo, delimitou-se a faixa operativa de tensão entre 0,95 pu e 1,05 pu. Na mesma figura, apresentam-se os gráficos de λP_{ger} e λQ_{ger} que correspondem às variações de potência ativa e reativa nas barras de geração, respectivamente.

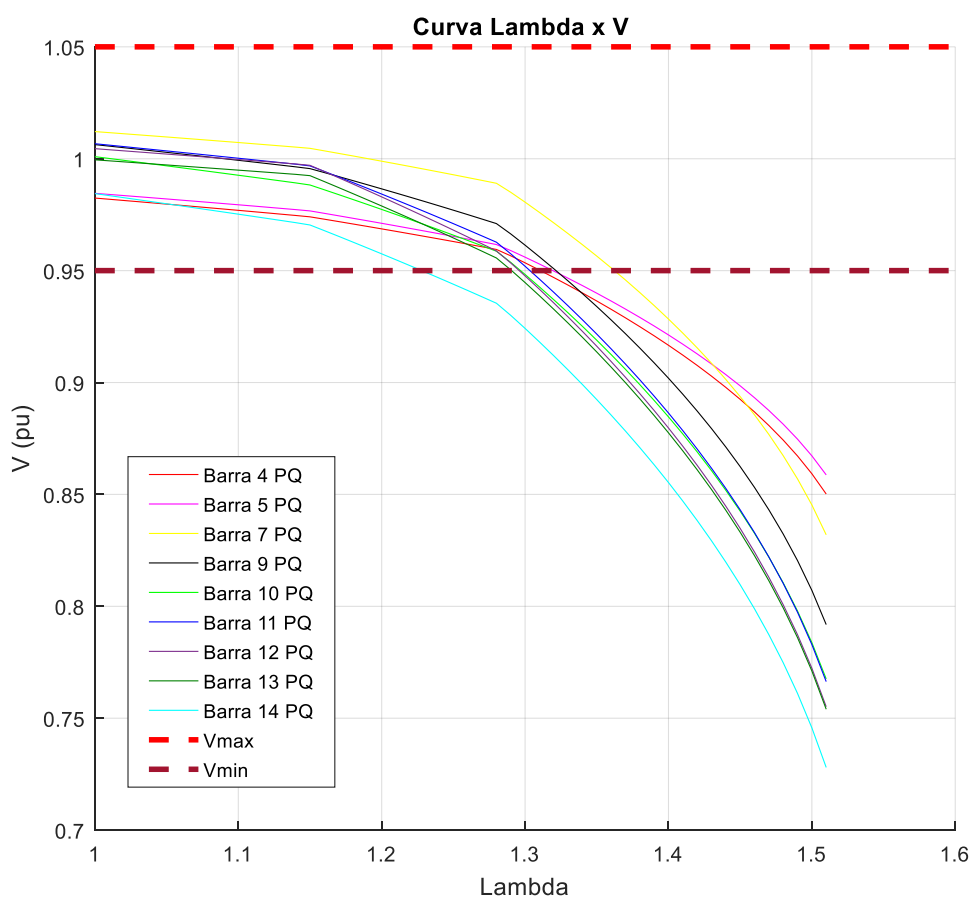
Analisando-se a figura 13, identifica-se no gráfico de λV a transição das barras *PV* para *PQ* uma vez que foram extrapolados os limites de reativo das barras com o incremento de carga. Através do gráfico de λQ_{ger} , observa-se quando os limites de reativo das barras *PV* são atingidos, a exemplo, as barras 8 e 2, tornam-se barras *PQ* em aproximadamente $\lambda = 1,300$. Assim, identifica-se pelo gráfico de λQ_{ger} o momento em que a barra *slack* tenta suprir tais faltas de reativo.

De maneira semelhante, observa-se pelo gráfico de geração de potência ativa λP_{ger} , que, conforme ocorre o incremento de carga gradual para o sistema de 14 barras, acontece o suprimento de potência ativa de acordo com o fator de

participação de cada barra de geração. Ainda que hajam somente duas unidades geradoras de potência ativa, nas barras 1 e 2, observa-se que, para este caso, não ocorre a extrapolação de limite de potência ativa. Do mesmo modo, identifica-se pelo gráfico que as unidades geradoras das barras PV 3, 6 e 8 não fornecem potência ativa, $P_{ger} = 0$, uma vez que as mesmas são condensadores síncronos.

Assim, para o caso base do sistema de 14 barras, obtém-se o máximo carregamento de $\lambda_{m\acute{a}x} = 1,520$, que corresponde a potência máxima do sistema de: $P_{m\acute{a}x} = \lambda_{m\acute{a}x} * P_{CargaTotal} = 1,520 * 2,590 pu = 3,937 pu$. A tensão crítica obtida da barra mais sensível do sistema, neste caso, barra 14, é igual a $V_{cr\acute{i}tico} = 0,7280 pu$.

FIGURA 14 – Curva λV para as barras de carga do sistema de 14 barras.



Fonte: Autoria própria.

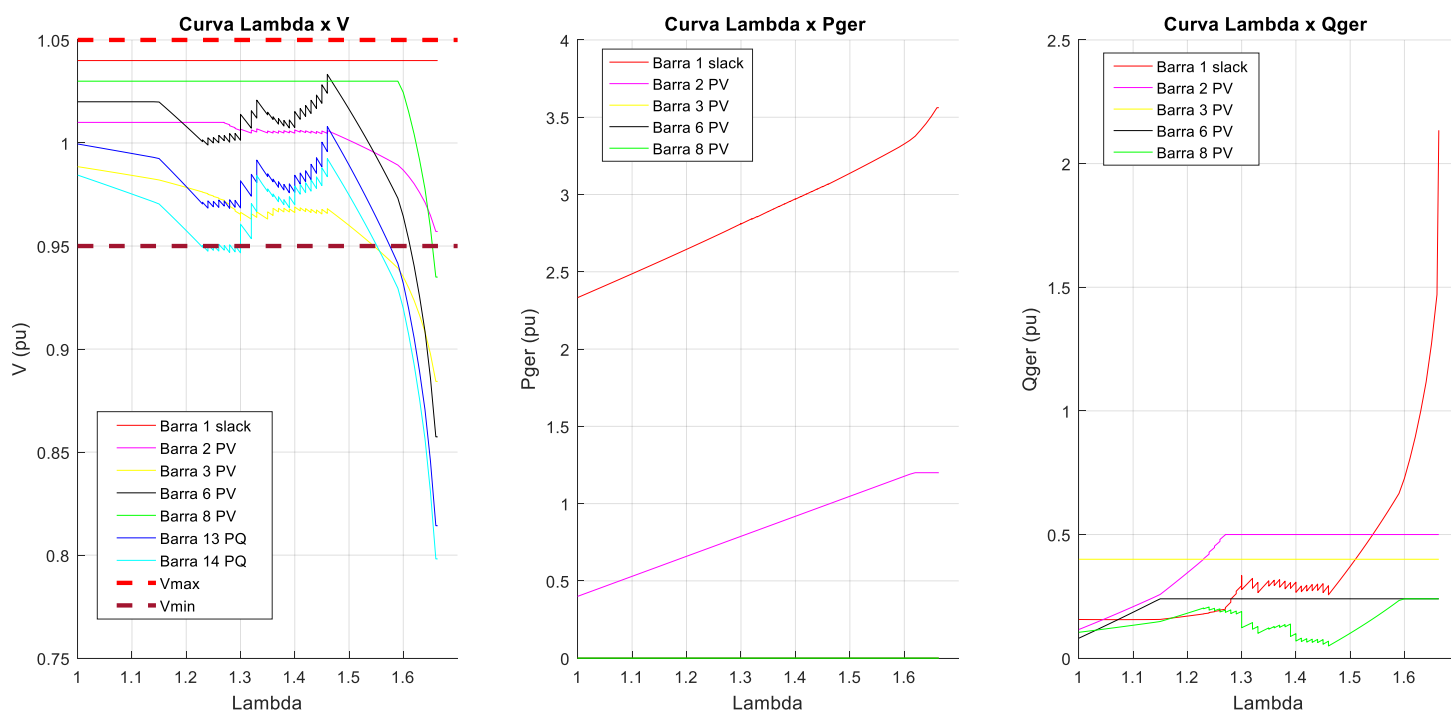
Com relação à faixa operativa de tensão, identifica-se pelo gráfico λV das figuras 13 e 14, que o limite de tensão mínima é ultrapassado antes mesmo da

ocorrência do ponto de máximo carregamento do sistema, em especial pelas barras PQ. Ao considerar este limite de tensão mínima como critério de parada do cálculo do FPC, tem-se que o máximo carregamento é igual a $\lambda_{m\acute{a}x} = 1,230$.

4.1.2 Etapa 2: Análise do Caso Base com Ações de Controle de Tensão

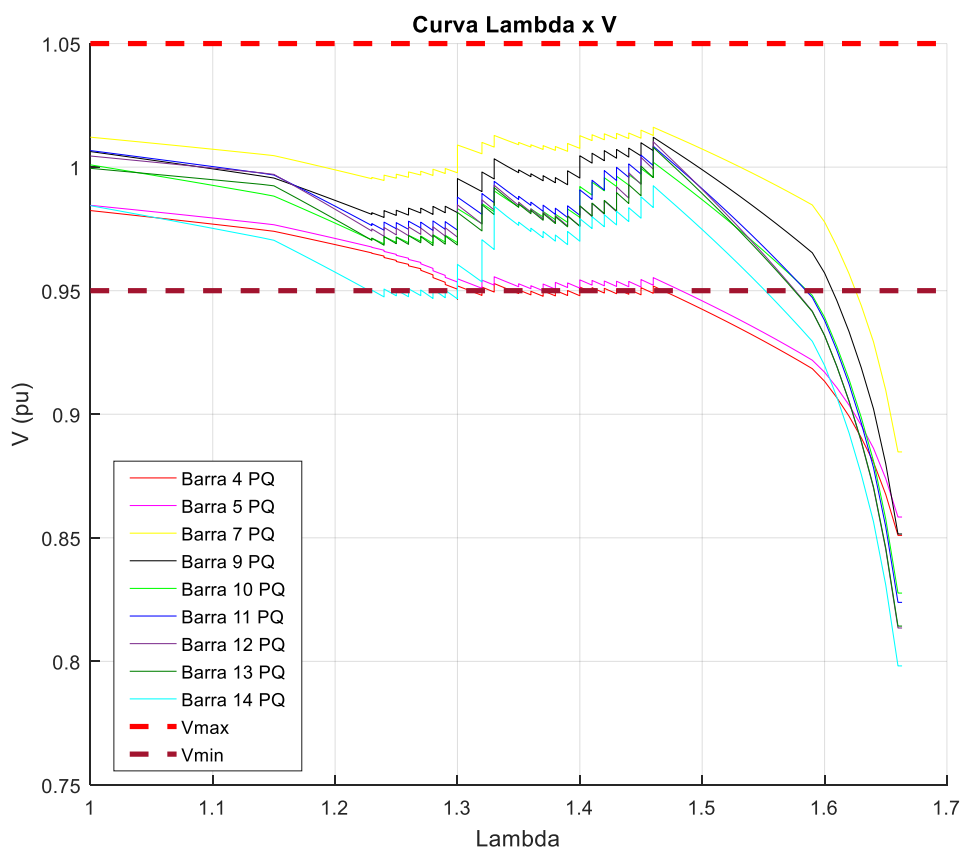
Nesta etapa, realizam-se as ações contidas no algoritmo da seção 3.2, obtendo-se as curvas das figuras 15 e 16:

FIGURA 15 – Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 14 barras, considerando ações de controle de tensão.



Fonte: Autoria própria.

FIGURA 16 – Curvas λV_s para as barras de carga do sistema de 14 barras, utilizando as ações de controle de tensão.



Fonte: Autoria própria.

Os controles do tipo compensação *shunt* e variação do TAP dos transformadores aplicados para este sistema estão descritos nas tabelas 2 e 3.

TABELA 2 – Capacitores *shunt* disponíveis nas respectivas barras do sistema de 14 barras.

Barra	Capacitores <i>shunt</i> (pu) – 1º. Estágio	Capacitores <i>shunt</i> (pu) – 2º. Estágio
3	0,025	0,025
4	0,035	0,035
5	0,035	0,035
8	0,015	0,015
9	0,015	0,015
10	0,025	0,025
11	0,025	0,025
12	0,025	0,025
13	0,035	0,035
14	0,050	0,050

Fonte: Autoria própria.

TABELA 3 – Ajustes de TAP disponíveis para o sistema de 14 barras.

De (Barra)	Para (Barra)	TAP _{Máx} (pu)	TAP _{Mín} (pu)	Step
4	7	0,937	1,310	0,001
4	9	0,925	1,250	
5	6	0,900	1,250	

Fonte: Autoria própria.

Com a aplicação de tais formas de controle de acordo a faixa operativa de tensão adotada, observa-se pelo gráfico λV das figuras 15 e 16 que, quando houve a ultrapassagem do limite inferior de tensão da barra 14, implementou-se a ação da elevação gradual da tensão no secundário dos transformadores através dos *steps*. Quando o incremento de carga é de aproximadamente $\lambda = 1,300$, identifica-se uma ação mais agressiva imposta pelo acréscimo dos estágios dos bancos de capacitores, na tentativa de adequação da tensão.

Assim, ao se considerar a faixa operativa de tensão juntamente com as ações de controle, obteve-se uma margem de carregamento 9,67 % maior em relação ao encontrado no caso base, com um carregamento máximo de $\lambda_{máx} = 1,667$ e a tensão crítica da barra mais sensível, barra 14, igual a $V_{crítico} = 0,7982 pu$.

4.1.3 Etapa 3: Análise de Contingências de Linhas de Transmissão

Na etapa 3, aplicam-se as contingências de linhas de transmissão com a finalidade de obter o LOS para esta análise. Utilizando-se do mesmo procedimento considerado na etapa 2, obtiveram-se os resultados apresentados na tabela 4 de acordo com a retirada das linhas de transmissão, utilizando-se do critério n-1:

TABELA 4 – Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 14 barras.

Contingência	Retirada das linhas (entre barras)	$\lambda_{crítico}$ (LCCPCs)	$V_{crítico}$ (pu) Barra 14
1	1-2	*	*
2	1-5	1,401	0,6115
3	2-3	1,250	0,8107
4	2-4	1,537	0,5777
5	2-5	1,572	0,5757
6	3-4	1,644	0,7715
7	4-5	1,611	0,7917
8	4-7	1,540	0,6247
9	4-9	1,603	0,5752
10	5-6	1,292	0,6922
11	6-11	1,643	0,5751
12	6-12	1,631	0,5761
13	6-13	1,483	0,5346
14	7-8	**	**
15	7-9	1,465	0,5724
16	9-10	1,561	0,7093
17	9-14	1,566	0,5023
18	10-11	1,661	0,7859
19	12-13	1,650	0,8303
20	13-14	1,656	0,7757

* - Não atende ao carregamento inicial ($\lambda = 1$);

** - Situação de ilhamento;

Fonte: Autoria própria.

Como apresentado na seção 2.8, a tabela 4 apresenta os LCCPCs de acordo com as respectivas contingências de linhas de transmissão, onde o menor valor dentre os LCCPCs encontrados, será o LOS. Assim, da tabela 4, tem-se que os menores valores são os referentes às contingências **1**, **3** e **14**.

Com relação à contingência **14**, não há convergência do FPC, pois a mesma refere-se a retirada de uma parte do sistema caracterizada pela representação do equivalente de um transformador de 3 enrolamentos, sendo a barra 7 uma barra fictícia e a barra 8 uma barra que normalmente atende os centros de controle e também auxilia na regulação de tensão. Assim, este tipo de contingência, que constitui em uma situação chamada de “ilhamento”, não será analisada neste trabalho, pois a mesma é caracterizada por uma grande perda de carga do sistema.

A contingência **3** apresenta uma contingência crítica ($\lambda_{crítico} = 1,250$) pois a falta das linhas entre as barras 2-3 representa uma perda na distribuição direta da potência fornecida pelo gerador da barra 2 até a barra 3.

Para a contingência **1**, o FPC não converge para o incremento de carga inicial $\lambda = 1$, pois, com a retirada das linhas entre as barras 1 e 2, o sistema não é capaz de suprir a demanda inicial e ocorrerá o colapso de tensão. Entretanto, pode-se implementar os mesmos controles aplicados na etapa 2 ao máximo no início da execução do FPC a fim de que se possa aprimorar o LCCPC para este caso. Realizando-se este procedimento, obtém-se que: $\lambda_{crítico} = 1,1148$.

Por fim, considerando-se as contingências críticas de linhas de transmissão analisadas, tem-se que o LOS para o sistema de 14 barras é igual a $\lambda_{crítico} = 1,1148$.

4.1.4 Etapa 4: Análise de Contingências de Unidades Geradoras

Nesta etapa, analisam-se as contingências de unidades geradoras diminuindo a capacidade de geração em intervalos de 25%, considerando o critério n-1. Os resultados obtidos constam na tabela 5:

TABELA 5 – Resultados das contingências das unidades geradoras do sistema de 14 barras.

Contingência	Unidade Geradora (Barra)	Capacidade de Geração (%)	$\lambda_{crítico}$ (LCCPCs)	$V_{crítico}$ (pu) Barra 14
1	1	75%	1,600	0,9198
2		50%	1,550	0,9507
3		25%	0	0
4		0%	0	0
5	2	75%	1,633	0,8132
6		50%	1,550	0,9038
7		25%	1,500	0,9293
8		0%	1,500	0,9167

Fonte: Autoria própria.

Para a contingência na barra *slack*, foram observadas violações de limite de ativo e reativo a partir da limitação em 50% da unidade geradora, uma vez que a barra *slack* tem a característica de ser a barra na qual tem a capacidade de fornecer a maior porcentagem de potência ativa e reativa de um sistema. Por outro lado, nas contingências da unidade geradora da barra 2, não foram observadas violações de limite de potência ativa e reativa, isto ocorre pelo fato de a barra *slack* suprir tais contingências impostas na barra 2.

De acordo com a tabela 5, os LCCPCs críticos são aqueles atribuídos à barra *slack*, uma vez que esta tem a maior capacidade de geração em relação à barra de geração 2, destacando-se as contingências 3 e 4, que correspondem, respectivamente, à barra de geração 1 em 25% e 0%, e não há a convergência do FPC para o carregamento inicial. Do contrário, quando são impostas contingências na barra de geração 2 da ordem de 25% e 0%, observa-se que a barra 1 consegue suprir a demanda mesmo com as faltas de geração.

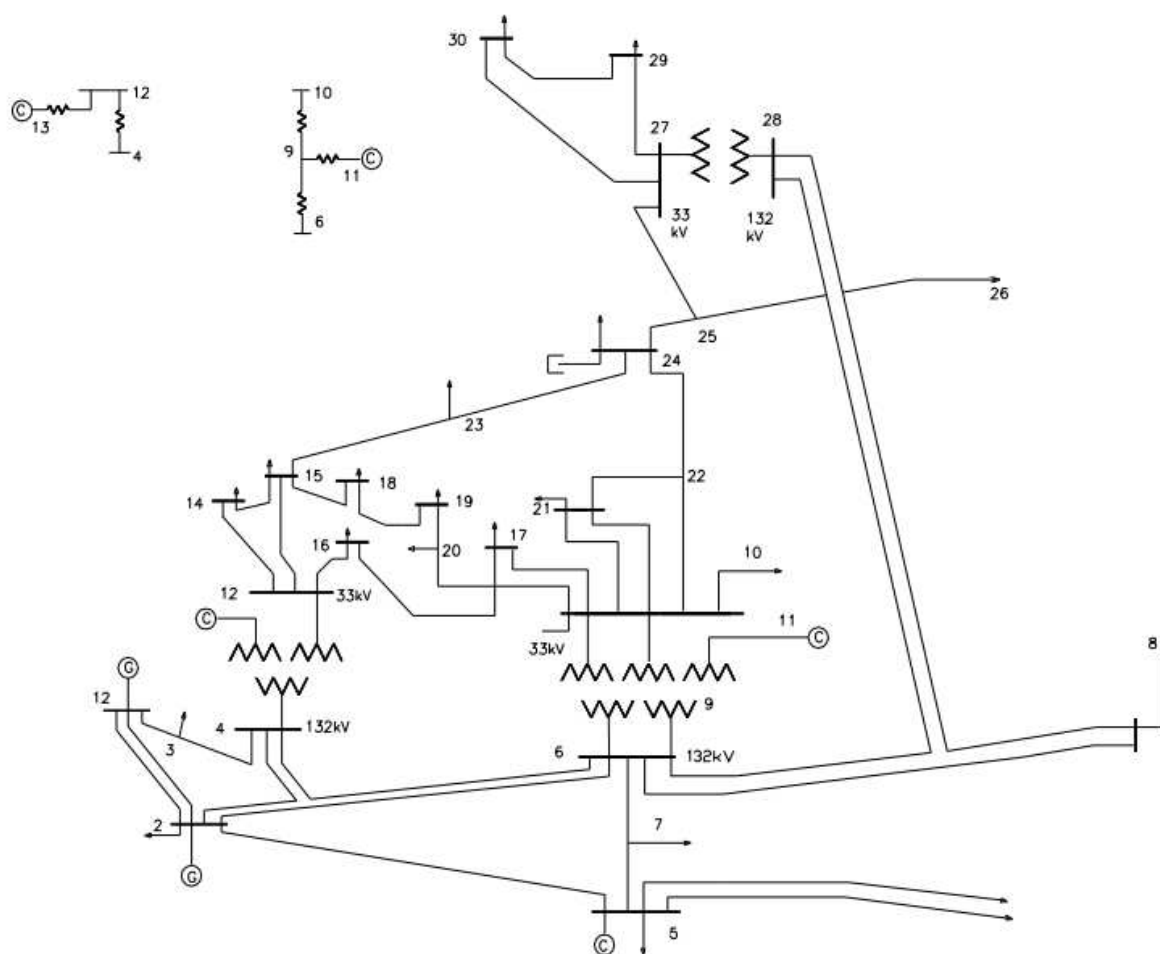
Assim como realizado na etapa 3, pode-se verificar a aprimoração dos LCCPCs críticos correspondentes às contingências 3 e 4, atribuindo-se ao máximo os controles implementados na etapa 2 no início da execução do FPC. Desta forma,

realizando-se o aprimoramento dos LCCPCs, obtém-se para a contingência 3: $\lambda_{critico} = 1,150$, e, para contingência 4, não há convergência para o incremento de carga inicial. Portanto, o LOS do sistema de 14 barras correspondente às contingências de unidades geradoras é nulo para a contingência em 0% da unidade geradora da barra 1.

4.2 RESULTADOS DO SISTEMA DE 30 BARRAS

Os resultados do sistema de 30 barras consideram a topologia ilustrada na figura 17:

FIGURA 17 – Sistema de 30 barras.

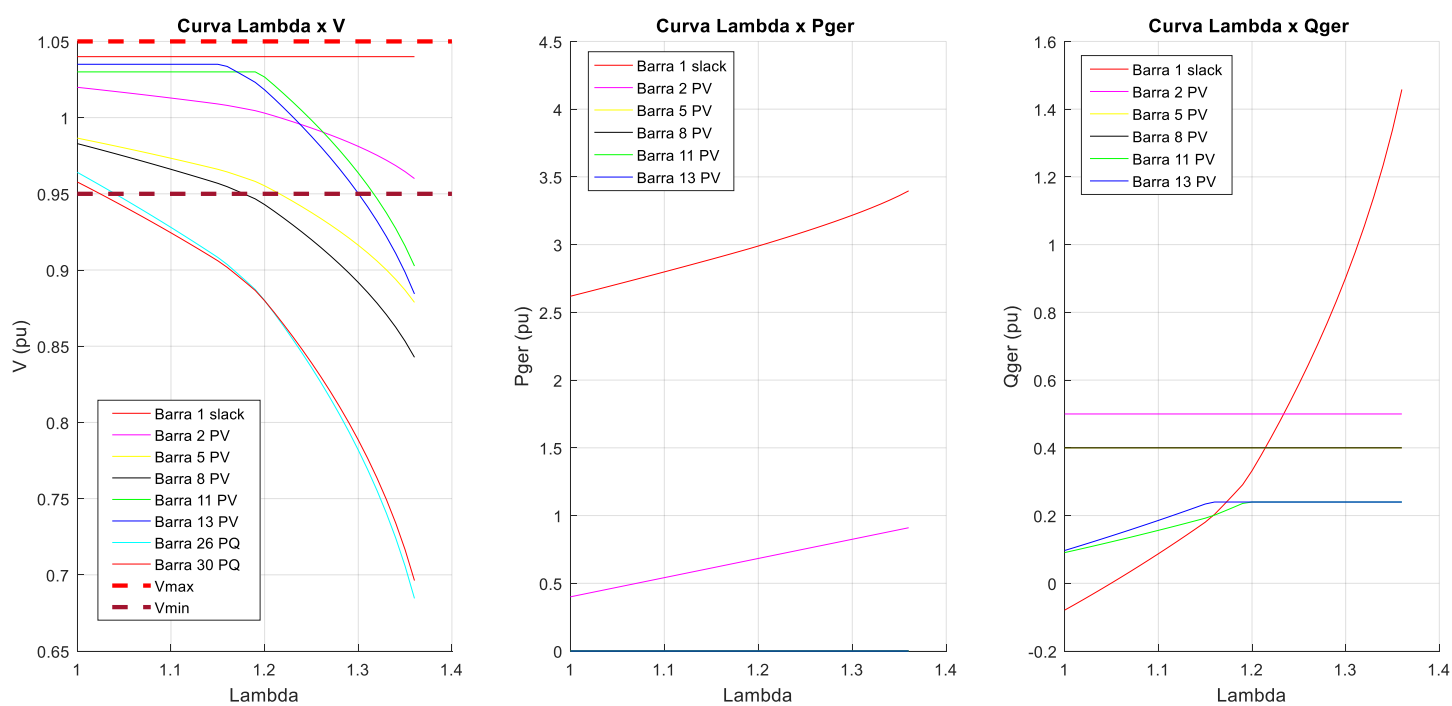


Fonte: BELATI (2003).

4.2.1 Etapa 1: Análise do Caso Base

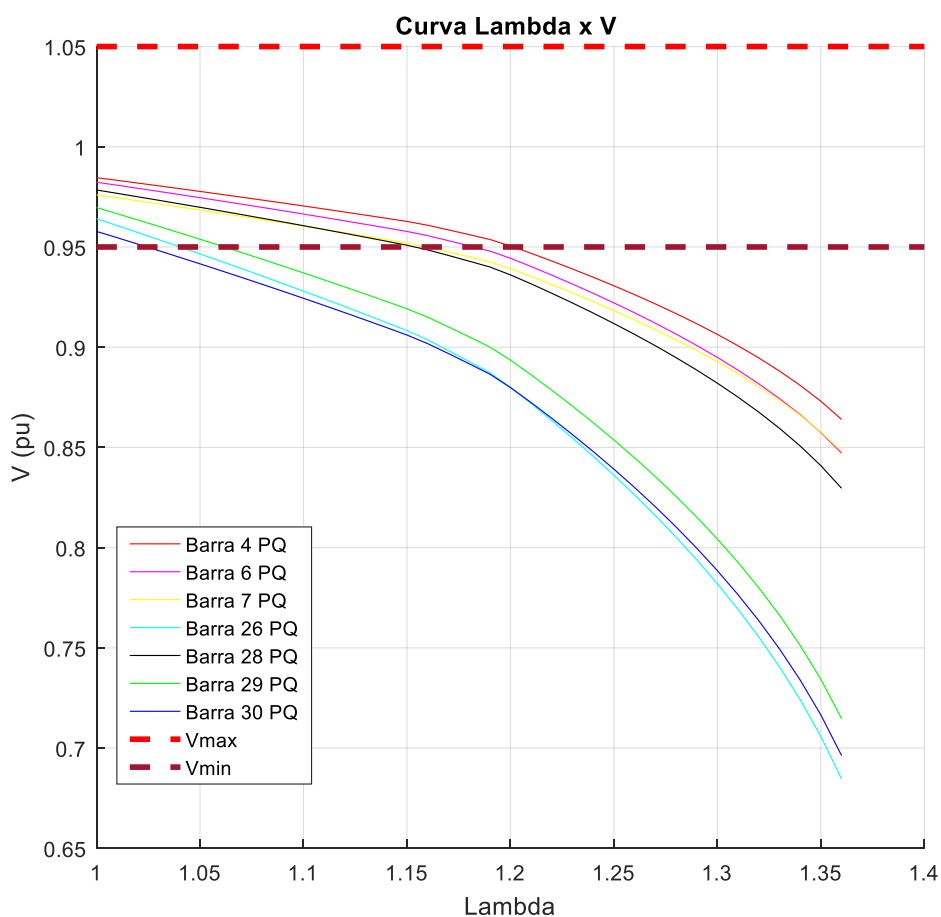
Através do algoritmo de FPC, obtiveram-se os gráficos λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o caso base do sistema de 30 barras, de acordo com a figura 18, e, em seguida, pela figura 19, o gráfico λV para as barras de carga mais sensíveis deste sistema:

FIGURA 18 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 30 barras.



Fonte: Autoria própria.

FIGURA 19 – Curva λV para as barras de carga do sistema de 30 barras.



Fonte: Autoria própria.

Semelhante ao ocorrido para o sistema de 14 barras, pela figura 18 observa-se para o sistema de 30 barras o comportamento das barras *PV* que se tornam *PQ* assim que o limite de reativo é extrapolado. Do mesmo modo, observa-se pelo gráfico λP_{ger} que não há extrapolação do limite de potência ativa ao longo do incremento de carga e que as barras 5, 8, 11 e 13 possuem condensadores síncronos conectados ao sistema.

Através da figura 19, do contrário que fora observado para o sistema de 14 barras, observa-se que as barras *PQ* atingem o limite de tensão mínima com um valor menor de λ , em virtude do aumento do carregamento inicial do sistema em análise. Do mesmo modo, observa-se pelas figuras 18 e 19 que todas as barras apresentam

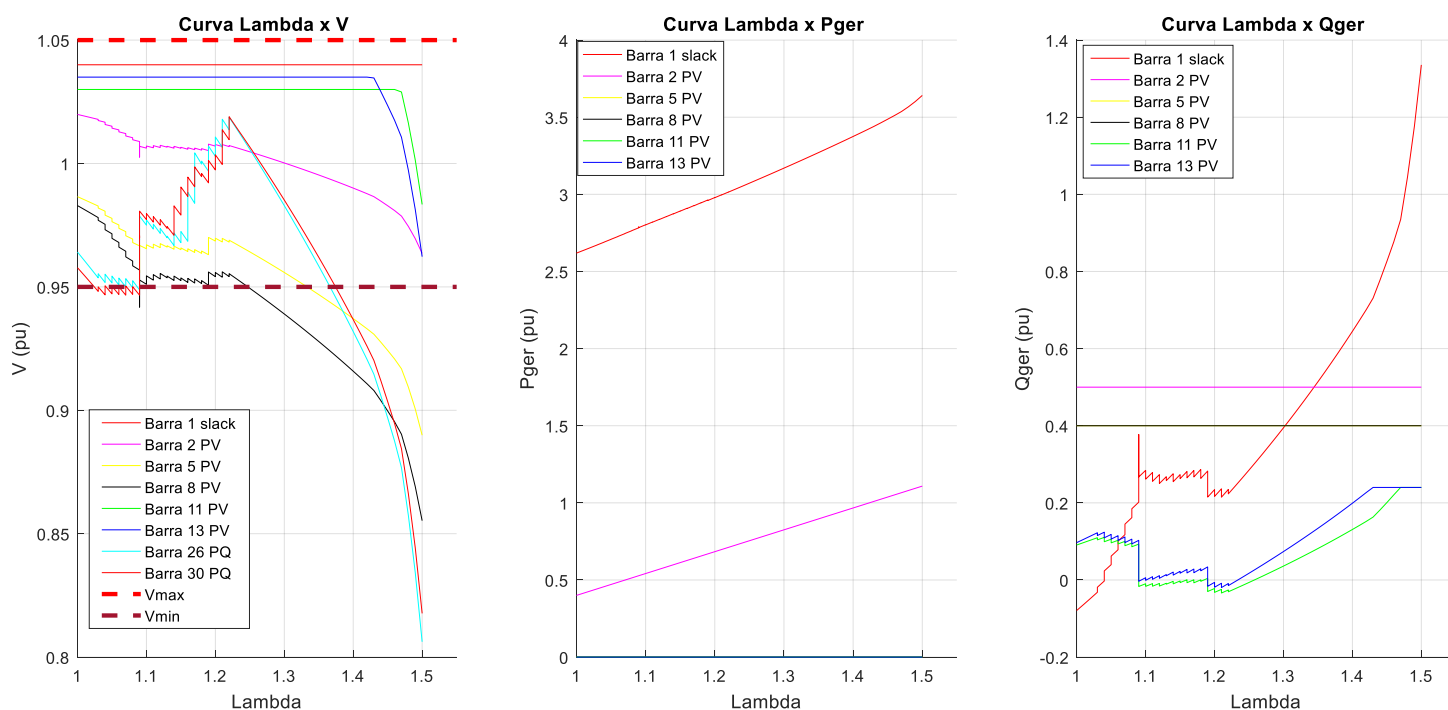
tensões abaixo da tensão mínima antes da ocorrência do colapso de tensão e o limite de tensão máxima não é atingido. Considerando-se a interrupção do algoritmo de FPC quando qualquer barra atinge o limite de tensão mínima, tem-se que o incremento de carga máximo para a situação é de $\lambda_{m\acute{a}ximo} = 1,030$.

Assim, para o sistema de 30 barras, obteve-se o incremento de carga máximo de $\lambda_{m\acute{a}ximo} = 1,370$ e a tensão crítica da barra mais sensível do sistema, barra 26, igual a $V_{cr\acute{it}ico} = 0,6845 pu$.

4.2.2 Etapa 2: Análise do Caso Base com Ações de Controle de Tensão

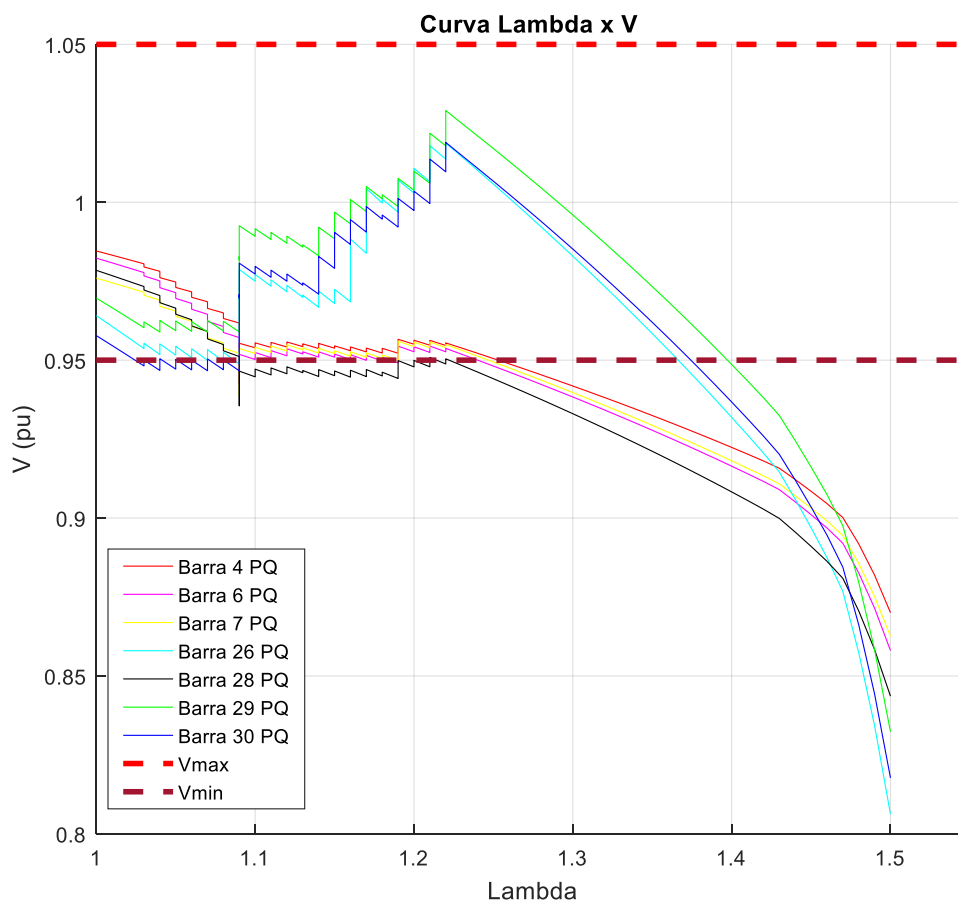
As figuras 20 e 21 apresentam as curvas obtidas com a imposição das ações de controle utilizando-se da faixa operativa de tensão para o sistema de 30 barras.

FIGURA 20 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 30 barras, considerando ações de controle de tensão.



Fonte: Autoria própria.

FIGURA 21 - Curvas λV_s para as barras de carga do sistema de 30 barras, utilizando as ações de controle de tensão.



Fonte: Autoria própria.

Os controles do tipo compensação *shunt* e variação do TAP dos transformadores aplicados para este sistema estão descritos nas tabelas 6 e 7.

TABELA 6 - Capacitores *shunt* disponíveis nas respectivas barras do sistema de 30 barras.

Barra	Capacitores <i>shunt</i> (pu) – 1º. Estágio	Capacitores <i>shunt</i> (pu) – 2º. Estágio
3	0,015	0,015
4	0,015	0,015
5	0,015	0,015
6	0,035	0,035
7	0,050	0,050
8	0,035	0,035
18	0,015	0,015
19	0,025	0,025
20	0,015	0,015
25	0,015	0,015
26	0,025	0,025
28	0,015	0,015
29	0,015	0,015
30	0,015	0,015

Fonte: Autoria própria.

TABELA 7 - Ajustes de TAP disponíveis para o sistema de 30 barras.

De (Barra)	Para (Barra)	TAP _{Máx} (pu)	TAP _{Min} (pu)	Step
4	12	0,870	1,050	0,001
6	9	0,900	1,050	
6	10	0,925	1,250	
28	27	0,900	1,250	

Fonte: Autoria própria.

Com a aplicação das ações de controle considerando a faixa operativa de tensão para o sistema de 30 barras, aumentou-se a margem de carregamento em 10,22% em relação ao analisado na etapa 1, obtendo-se: $\lambda_{máximo} = 1,510$ e $V_{crítico} = 0,8062 pu$, sendo esta última correspondente à barra mais sensível do sistema, barra 26.

Cabe destacar para este sistema o que ocorre quando λ é aproximadamente igual a 1,01. Neste momento, identifica-se um aumento de tensão acentuado, oriundo do aumento gradual da tensão nos secundários dos transformadores por meio dos *steps*. Na ocorrência da ultrapassagem do limite de tensão mínima após o FPC, os controles são implementados e mantém-se o mesmo incremento de carga até a obtenção de um valor dentro do limite, e, uma vez atingido o limite de ajuste de TAP, ocorre a entrada dos estágios da compensação *shunt*.

4.2.3 Etapa 3: Análise de Contingências de Linhas de Transmissão

Assim como apresentado para o sistema de 14 barras, seguindo o critério n-1, aplicou-se para o sistema de 30 barras as contingências de linhas de transmissão. A tabela 8 apresenta os resultados obtidos:

TABELA 8 - Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 30 barras.

(continua)

Contingência	Retirada das linhas (entre barras)	$\lambda_{critico}$ (LCCPCs)	$V_{critico}$ (pu) Barra 26
1	1-2	*	*
2	1-3	1,123	0,5980
3	2-4	1,430	0,7685
4	2-5	1,122	0,7263
5	2-6	1,390	0,5609
6	3-4	1,129	0,6027
7	4-6	1,422	0,8020
8	4-12	1,299	0,6536
9	5-7	1,483	0,7565
10	6-7	1,300	0,8832
11	6-8	1,483	0,7812
12	6-9	1,435	0,5944
13	6-10	1,478	0,7780
14	6-28	1,322	0,7650
15	8-28	1,500	0,7723
16	9-10	1,354	0,5900
17	9-11	**	**
18	10-17	1,450	0,8897

TABELA 8 - Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 30 barras.

Contingência	Retirada das linhas (entre barras)	(conclusão)	
		$\lambda_{critico}$ (LCCPCs)	$V_{critico}$ (pu) Barra 26
19	10-20	1,464	0,6117
20	10-21	1,489	0,7750
21	10-22	1,500	0,7829
22	12-13	**	**
23	12-14	1,450	0,8877
24	12-15	1,467	0,5488
25	12-16	1,450	0,8909
26	14-15	1,506	0,7774
27	15-18	1,450	0,8934
28	15-23	1,489	0,7624
29	16-17	1,506	0,7752
30	18-19	1,506	0,7788
31	19-20	1,489	0,7912
32	21-22	1,506	0,7808
33	22-24	1,483	0,7513
34	23-24	1,506	0,7724
35	24-25	1,506	0,8052
36	25-26	**	**
37	25-27	1,483	0,6722
38	27-29	1,453	0,7311
39	27-30	1,462	0,7209
40	28-27	1,177	0,5267
41	29-30	1,500	0,7883

* - Não atende ao carregamento inicial ($\lambda = 1$);

** - Situação de ilhamento;

Fonte: Autoria própria.

Assim, como para o sistema de 14 barras, observa-se pela tabela 8 que a contingência mais severa encontrada é a retirada da linha entre as barras 1 e 2, pois não há convergência para o carregamento inicial. A retirada das linhas 9-11, 12-13 e 25-26 são da mesma maneira contingências severas, mas referem-se a situações de ilhamento.

Deste modo, aplicando-se as mesmas ações de controle apresentadas nas tabelas 6 e 7 ao máximo no início da execução do FPC, não foi possível aprimorar o LCCPC para a situação da perda da linha de transmissão entre as barras 1 e 2, assim, obtém-se que o LOS para o sistema de 30 barras é nulo e corresponde à contingência 1.

4.2.4 Etapa 4: Análise de Contingências de Unidades Geradoras

O sistema de 30 barras possui duas unidades geradoras disponíveis para o fornecimento de potência ativa e reativa, e, afim de obter-se o LOS para tal sistema, aplicam-se as contingências nas unidades geradoras diminuindo a capacidade de geração gradualmente em 25%, utilizando-se do critério n-1. Os resultados são apresentados na tabela 9:

TABELA 9 - Resultados das contingências das unidades geradoras do sistema de 30 barras.

Contingência	Unidade Geradora (Barra)	Capacidade de Geração (%)	$\lambda_{critico}$ (LCCPCs)	$V_{critico}$ (pu) Barra 26
1	1	75%	1,450	0,8968
2		50%	1,350	0,9584
3		25%	0	0
4		0%	0	0
5	2	75%	1,450	0,8852
6		50%	1,400	0,9088
7		25%	1,400	0,8766
8		0%	1,350	0,9233

Fonte: Autoria própria.

Os resultados obtidos para o sistema de 30 barras são semelhantes aos encontrados para o sistema de 14 barras. Sendo a barra *slack* uma unidade geradora com grande capacidade de fornecimento de potência ativa e reativa, ela por si só é capaz de suprir as faltas da unidade geradora da barra 2. Deste modo, quando há a

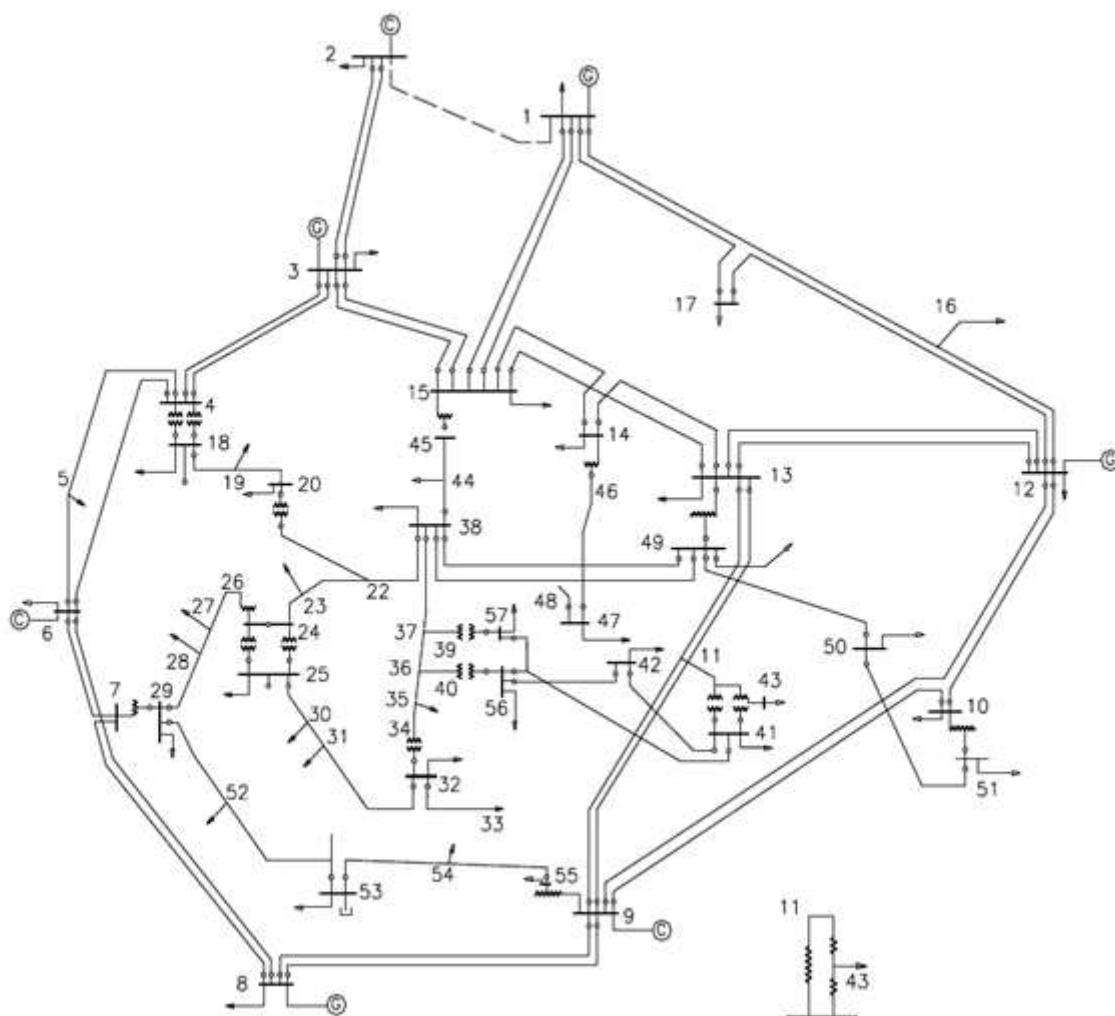
falta completa da barra de geração *slack*, a mesma não converge para o carregamento inicial, caracterizando esta como uma contingência severa.

Assim, mesmo com a tentativa de aprimoramento dos LCCPCs críticos analisados para o sistema de 30 barras, o LOS é nulo, e refere-se à contingência da unidade geradora da barra 1 em 0%.

4.3 RESULTADOS DO SISTEMA DE 57 BARRAS

Para os resultados do sistema de 57 barras, utilizou-se a topologia apresentada na figura 22:

FIGURA 22 – Sistema de 57 Barras.

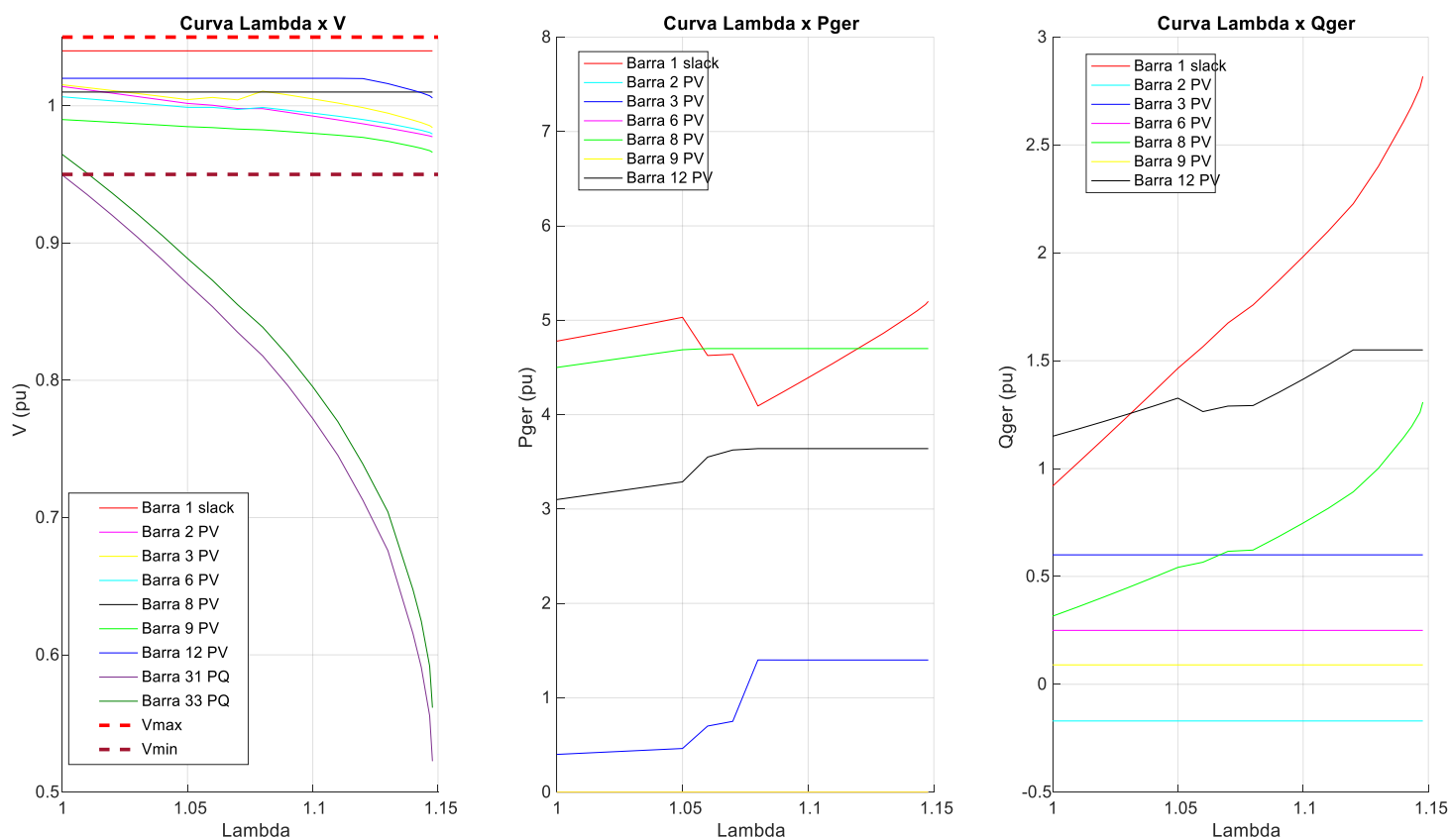


Fonte: ZEFERINO (2011).

4.3.1 Etapa 1: Análise do Caso Base

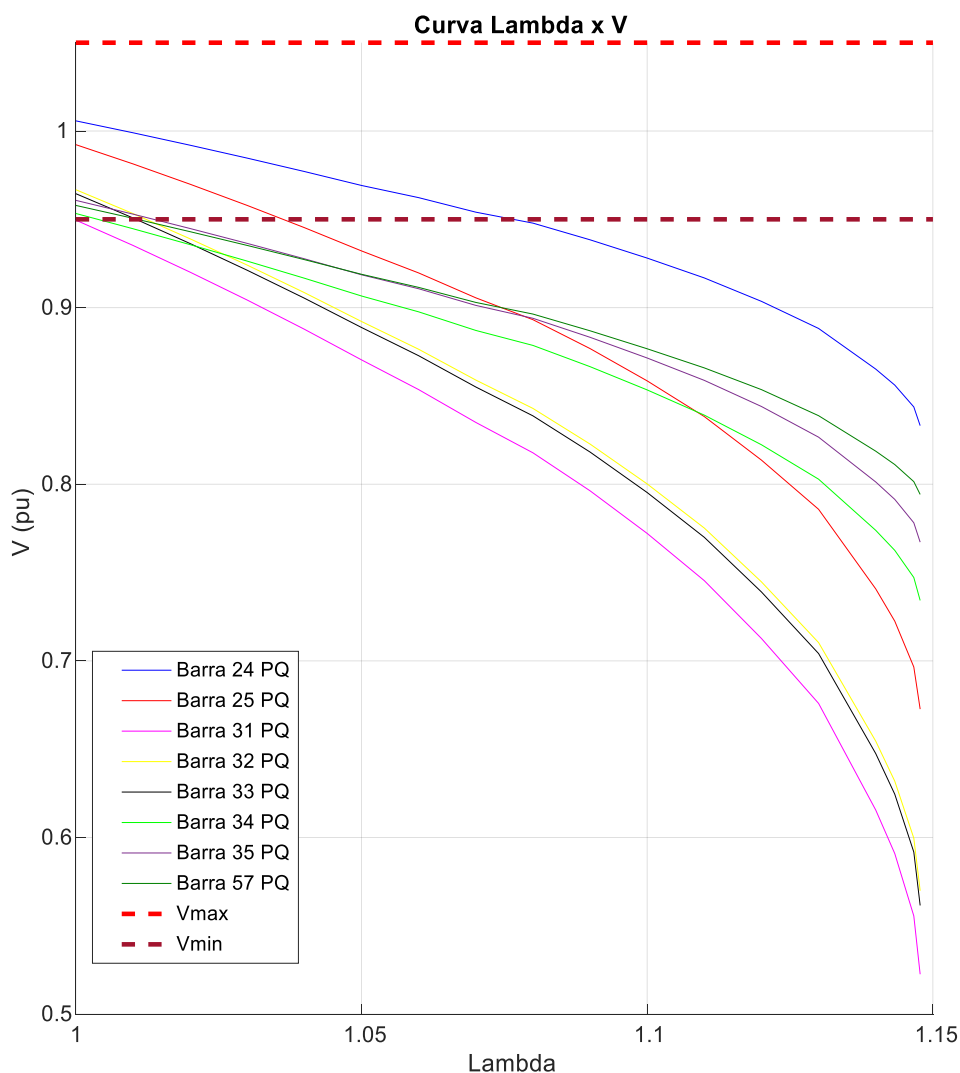
Assim como realizado para o sistema de 14 e 30 barras, as figuras 23 e 24 apresentam os resultados do algoritmo do FPC para o sistema de 57 barras:

FIGURA 23 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 57 barras.



Fonte: Autoria própria.

FIGURA 24 - Curvas λV_s para as barras de carga críticas do sistema de 57 barras.



Fonte: Autoria própria.

A grande diferença entre o sistema de 57 barras e os demais é o acréscimo de inúmeras barras de carga. Assim, tem-se um aumento considerável na carga total inicial do sistema para o cálculo do FPC. O efeito desta alta demanda é observado através dos resultados obtidos para o sistema: $\lambda_{crítico} = 1,1478$ e $V_{crítico} = 0,5226 pu$ (barra 31).

Ao se considerar a faixa operativa de tensão, tem-se que o sistema possui tensão inferior ao limite mínimo já para a segunda solução, ao se interromper o FPC neste momento, tem-se $\lambda_{máx} = 1,010$.

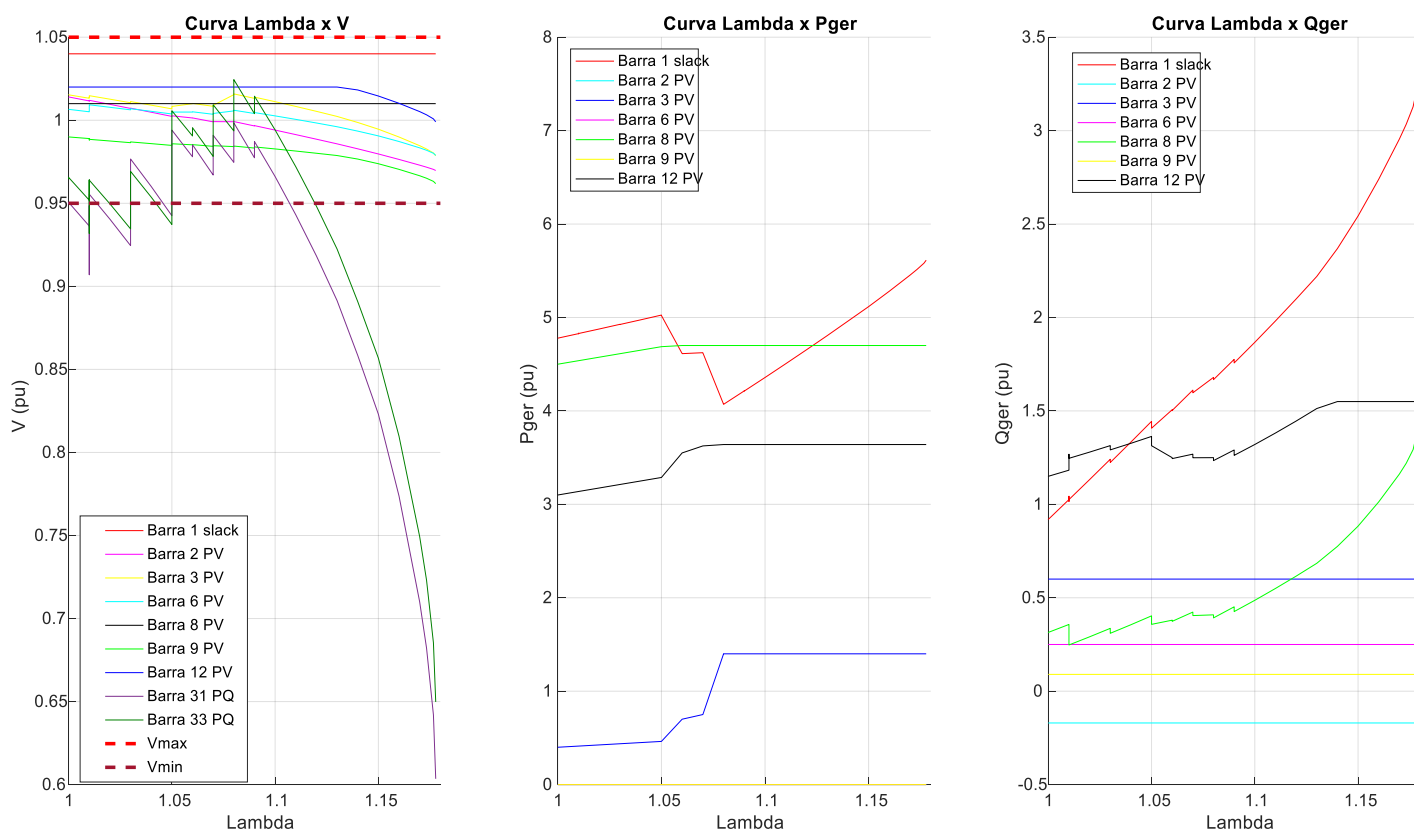
Este tipo de ocorrência ilustra a dificuldade em se garantir a estabilidade de tensão em um SEP, pois, mesmo com o acréscimo de injeção de potência ativa e reativa nas barras PV do sistema de 57 barras, comparando-se com os sistemas apresentados anteriormente, obtiveram-se sucessivas quedas de tensão em uma parcela do sistema (barras 31 a 35), região onde não há nenhum tipo de controle de tensão ou injeções de potência ativa e reativa próximas à ela.

Analisando-se o gráfico λP_{ger} da figura 23, observa-se que as barras 2, 6 e 9 são correspondentes aos condensadores síncronos conectados às mesmas e destaca-se a ocorrência da ultrapassagem de limite de potência ativa pela unidade geradora da barra 8. A partir deste momento, fixou-se o fornecimento de potência ativa no limite de geração, e, com o aumento da demanda através do incremento de carga, dividiu-se o fator de participação entre as barras de geração restantes. O mesmo deu-se para a extrapolação dos limites das demais barras de geração, até a ocorrência da barra *slack* assumir o fornecimento de potência ativa. De maneira similar, o gráfico λQ_{ger} apresenta as barras que fornecem potência reativa e que estão diretamente relacionadas ao comportamento das barras PV no gráfico de λV .

4.3.2 Etapa 2: Análise do Caso Base com Ações de Controle de Tensão

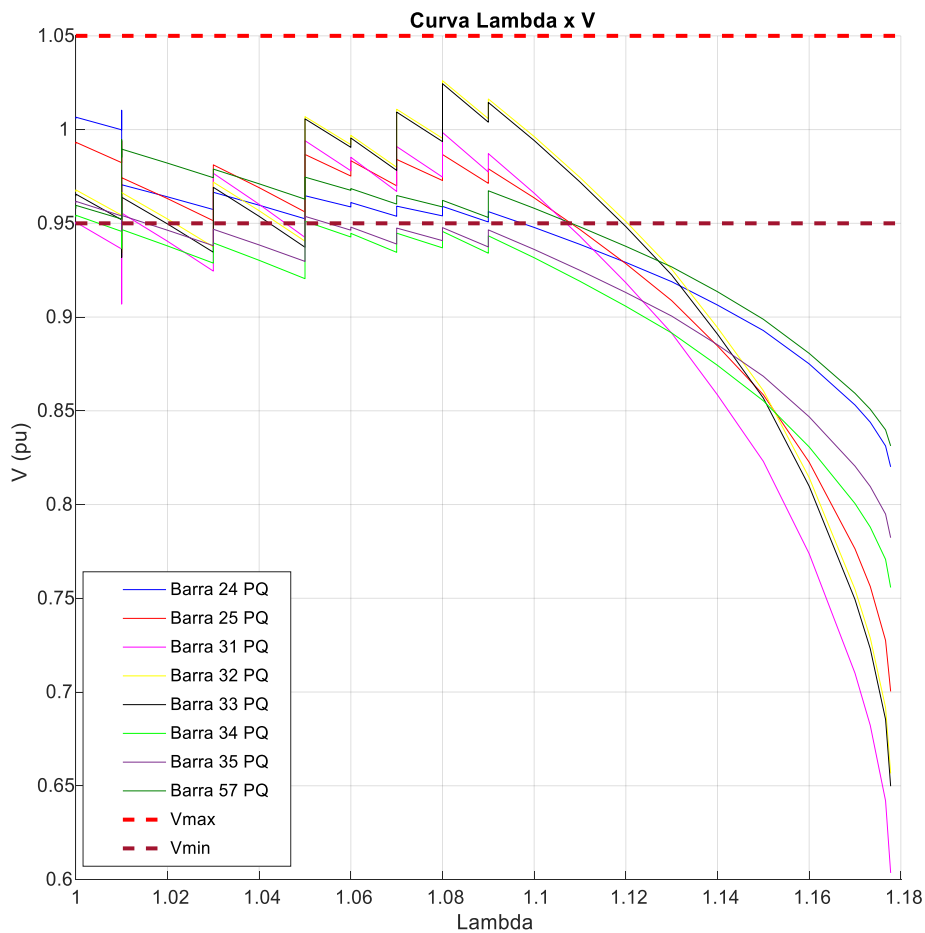
As figuras 25 e 26 ilustram os resultados obtidos com a aplicação das ações de controle considerando-se a faixa operativa de tensão:

FIGURA 25 - Curvas λV , λP_{ger} e λQ_{ger} para o sistema de 57 barras, considerando ações de controle de tensão.



Fonte: Autoria própria.

FIGURA 26 - Curvas λV_s para as barras de carga do sistema de 57 barras, utilizando as ações de controle de tensão.



Fonte: Autoria própria.

Os controles do tipo compensação *shunt* e variação do TAP dos transformadores aplicados para este sistema estão descritos nas tabelas 10 e 11.

TABELA 10 - Capacitores *shunt* disponíveis nas respectivas barras do sistema de 57 barras.

Barra	Capacitores <i>shunt</i> (pu) – 1º. Estágio	Capacitores <i>shunt</i> (pu) – 2º. Estágio
24	0,005	0,005
25	0,005	0,005
31	0,050	0,050
32	0,025	0,025
33	0,025	0,025
34	0,025	0,025
39	0,010	0,010
40	0,010	0,010
56	0,005	0,005
57	0,005	0,005

Fonte: Autoria própria.

TABELA 11 - Ajustes de TAP disponíveis para o sistema de 57 barras.

De (Barra)	Para (Barra)	TAP _{Máx} (pu)	TAP _{Mín} (pu)	Step
4	18	0,937	1,310	0,001
21	20	0,900	1,100	
24	26	0,937	1,310	
7	29	0,950	1,100	
34	32	0,950	1,050	
11	41	0,952	1,250	
15	45	0,952	1,250	
14	46	0,950	1,050	
10	51	0,950	1,050	
13	49	0,870	1,050	
11	43	0,925	1,100	
40	56	0,937	1,250	
39	57	0,937	1,125	
9	55	0,950	1,250	

Fonte: Autoria própria.

Assim como realizado para os demais sistemas, aplicou-se para o sistema de 57 barras o algoritmo da seção 3.2 a fim de aprimorar a margem de carregamento de acordo com a faixa operativa de tensão. Com isso, aumentou-se a margem de carregamento em 2,631% e os resultados obtidos foram os seguintes: $\lambda_{m\acute{a}x} = 1,178$ e $V_{cr\acute{i}tico} = 0,6035 pu$ (barra 31).

Para este sistema, verifica-se a tentativa da convergência de um valor superior ao limite de tensão mínima quando λ é aproximadamente igual a 1,010, neste momento, observa-se que λ é mantido o mesmo e sucessivas tentativas de aumento de tensão nos secundários dos transformadores são efetuadas de acordo com o *step* definido. A partir daí, quando os limites de tap são atingidos, efetuam-se os acréscimos dos estágios de compensação *shunt* por meio dos bancos de capacitores.

Através da figura 26, verifica-se que mesmo com o acréscimo das ações de controle, as barras 31 a 35 são as mais sensíveis ao incremento de carga, devido à distância em relação aos centros de geração e as sucessivas quedas de tensão nas demais barras do sistema.

4.3.3 Etapa 3: Análise de Contingências de Linhas de Transmissão

Assim como apresentado para os demais sistemas, aplicou-se para o sistema de 57 barras as contingências de linhas de transmissão seguindo o critério n-1. A tabela 12 apresenta os resultados obtidos:

TABELA 12 - Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 57 barras.

(continua)

Contingência	Retirada das linhas (entre barras)	$\lambda_{cr\acute{i}tico}$ (LCCPCs)	$V_{cr\acute{i}tico}$ (pu) Barra 31
1	1-2	1,126	0,4282
2	2-3	1,179	0,4475
3	3-4	1,169	0,4305
4	4-5	1,176	0,4232
5	4-6	1,176	0,4188
6	6-7	1,177	0,4270
7	6-8	1,175	0,4231

TABELA 12 - Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 57 barras.

(continuação)

Contingência	Retirada das linhas (entre barras)	$\lambda_{crítico}$ (LCCPCs)	$V_{crítico}$ (pu) Barra 31
8	8-9	1,129	0,4090
9	9-10	1,177	0,4257
10	9-11	1,171	0,4351
11	9-12	1,177	0,4298
12	9-13	1,176	0,4464
13	13-14	1,176	0,4472
14	13-15	1,175	0,4298
15	1-15	1,152	0,4085
16	1-16	1,171	0,4046
17	1-17	1,168	0,4446
18	3-15	1,172	0,4096
19	4-18	**	**
20	5-6	1,177	0,4265
21	7-8	1,158	0,4300
22	10-12	1,175	0,4236
23	11-13	1,176	0,4193
24	12-13	1,161	0,3956
25	12-16	1,175	0,4377
26	12-17	1,174	0,4466
27	14-15	1,170	0,4458
28	18-19	1,172	0,4426
29	19-20	1,176	0,4206
30	21-20	1,180	0,4550
31	21-22	1,180	0,4550
32	22-23	1,137	0,4275
33	23-24	1,155	0,4521
34	24-25	**	**
35	24-26	1,151	0,4818
36	26-27	1,151	0,4818
37	27-28	1,133	0,4871
38	28-29	1,111	0,4598
39	7-29	1,059	0,6606
40	25-30	1,067	0,5391
41	30-31	1,137	0,5822
42	31-32	1,143	0,4210
43	32-33	**	**
44	34-32	1,049	0,6352
45	34-35	1,057	0,7388
46	35-36	**	**

TABELA 12 - Resultados das contingências de linhas de transmissão para o sistema de 57 barras.

(conclusão)

Contingência	Retirada das linhas (entre barras)	$\lambda_{crítico}$ (LCCPCs)	$V_{crítico}$ (pu) Barra 31
47	36-37	1,089	0,5054
48	37-38	1,070	0,5628
49	37-39	1,178	0,4509
50	36-40	1,179	0,4323
51	22-38	1,146	0,4434
52	11-41	1,172	0,4489
53	41-42	1,165	0,4204
54	41-43	1,167	0,4159
55	38-44	1,162	0,4377
56	15-45	1,156	0,4211
57	14-46	1,158	0,4064
58	46-47	1,158	0,3969
59	47-48	1,171	0,4101
60	48-49	1,174	0,4137
61	49-50	1,179	0,4377
62	50-51	1,173	0,4154
63	10-51	1,165	0,4442
64	13-49	1,155	0,4289
65	29-52	1,142	0,8381
66	52-53	1,177	0,4343
67	53-54	1,176	0,4156
68	54-55	1,174	0,4155
69	11-43	1,162	0,4317
70	44-45	1,156	0,4153
71	40-56	1,179	0,4474
72	56-41	1,173	0,4180
73	56-42	1,176	0,4512
74	39-57	1,178	0,4180
75	57-56	1,175	0,4415
76	38-49	1,170	0,4498
77	38-48	1,161	0,4515
78	9-55	1,143	0,7954

** - Situação de ilhamento;

Fonte: Autoria própria.

As contingências **19, 34, 43 e 46** representam contingências das quais houve ilhamento, e, deste modo, não serão consideradas para a análise do LOS.

Ao contrário do que foi obtido para os sistemas de 14 e 30 barras, excetuando-se as ocorrências de ilhamento, todas as contingências do sistema de 57 barras convergiram para valores superiores ao do carregamento inicial. Assim, procura-se o menor valor dentre os LCCPCs críticos para determinação do LOS deste sistema em análise.

Deste modo, obtém-se que o LOS para contingências de linhas de transmissão do sistema de 57 barras corresponde à contingência **44**, com a perda das linhas entre as barras 34-32, $\lambda_{crítico} = 1,049$. Tal contingência é caracterizada como severa pela falta do transformador conectado entre as barras 34-32 em uma área do sistema onde não há fontes de geração próximas às barras além das inúmeras quedas de tensão presentes nesta região.

4.3.4 Etapa 4: Análise de Contingências de Unidades Geradoras

Nesta etapa apresentam-se os LCCPCs obtidos das contingências das unidades geradoras para o sistema de 57 barras, utilizando-se do critério n-1, a fim de que se possa obter o LOS. Na tabela 13 são exibidos os resultados:

TABELA 13 - Resultados das contingências das unidades geradoras do sistema de 57 barras.

(continua)

Contingência	Unidade Geradora (Barra)	Capacidade de Geração	$\lambda_{crítico}$ (LCCPCs)	$V_{crítico}$ (pu) (Barra 31)
1	1	75%	1,177	0,4400
2		50%	1,177	0,4400
3		25%	1,000	0,9506
4		0%	0	0
5	3	75%	1,174	0,4142
6		50%	1,172	0,4394
7		25%	1,168	0,4409
8		0%	1,167	0,4090
9	8	75%	1,166	0,4956
10		50%	1,106	0,4402
11		25%	0	0
12		0%	0	0

TABELA 13 - Resultados das contingências das unidades geradoras do sistema de 57 barras.

Contingência	Unidade Geradora (Barra)	Capacidade de Geração	$\lambda_{crítico}$ (LCCPCs)	(conclusão)
				$V_{crítico}$ (pu) (Barra 31)
13	12	75%	1,167	0,4014
14		50%	1,138	0,4817
15		25%	1,105	0,4815
16		0%	1,089	0,4141

Fonte: Autoria própria.

Diferentemente dos demais sistemas, o sistema de 57 barras é constituído por quatro barras que fornecem potência ativa, e, analisando-se as contingências das mesmas, pode-se determinar quais são as unidades geradoras mais sensíveis e que levam o sistema ao colapso, dependendo da severidade da contingência.

Dentre as barras de geração, as barras 3 e 12, são as que apresentam maior estabilidade quando da ocorrência de faltas da ordem de 75% a 0% da capacidade de geração. Pode-se afirmar, portanto, que as faltas nestas barras geração serão supridas entre as demais barras.

Entretanto, para as barras 1 e 8, observa-se que quando ocorrem contingências de 25% e 0% as demais barras de geração do sistema não são capazes de suprir a demanda de potência ativa, levando o sistema ao colapso de tensão.

Assim como realizado para os sistemas anteriores, os LCCPCs críticos podem ser aprimorados a fim de que se possa obter um valor não-nulo. Portanto, implementando-se os controles de tensão disponíveis ao máximo no início da execução do FPC, obtém-se $\lambda_{crítico} = 0$ para as contingências **4**, **11** e **12**. Assim, mesmo com a implementação das ações de controle disponíveis, o LOS considerando contingências de unidades geradoras para o sistema de 57 barras é nulo para a unidade geradora da barra 1 em 0% e para a unidade geradora 8 em 25% e 0%.

5 CONCLUSÕES

A importância do estudo de estabilidade de tensão se dá pela obrigatoriedade dos centros de operação e controle operarem em condições que respeitem as restrições de carga, operação e segurança.

Assim sendo, este trabalho tem como objetivo estudar as causas do fenômeno de instabilidade de tensão, e, por conseguinte, do colapso de tensão. Utilizando-se da análise estática, é realizada uma abordagem considerando as grandes e pequenas perturbações, onde, respectivamente, estão associadas a contingências de linhas de transmissão e unidades geradoras, e às perturbações normais de carga.

Apresentadas as definições que envolvem o estudo de estabilidade de tensão, foi descrita a metodologia a ser aplicada para a análise de segurança. Apresentou-se o método do fluxo de potência continuado, método no qual utiliza-se de um incremento de carga como parâmetro de continuação afim de obter a margem de carregamento para o sistema, e, em conjunto, para encontrar o ponto de colapso de tensão, foi definida a utilização de uma tensão eficaz como parâmetro de continuação, atribuída a barra mais sensível do sistema em análise.

Do mesmo modo, as características das unidades geradoras de potência ativa e reativa foram incluídas no cálculo do FPC. Assim, foi possível observar o comportamento das barras de geração mediante as pequenas e grandes perturbações. Através dos gráficos apresentados, pode-se identificar o momento pelo qual tais barras atingem seus respectivos limites de geração, assim como identificou-se de igual forma a atuação das demais diante este evento.

Com o objetivo de tornar a análise de estabilidade de tensão mais prática, foi incluída neste trabalho a faixa operativa de tensão definida por ONS (2018). Esta faixa delimita os níveis de tensão admissíveis para um estado operativo onde, para este trabalho, considerou-se o estado operativo normal. Uma vez definida a faixa de operação, foi possível identificar casos dos quais já havia a ultrapassagem do limite de tensão mínima durante os primeiros incrementos de carga para o caso base, diminuindo consideravelmente a margem de carregamento.

Sendo assim, com a finalidade de garantir uma margem de carregamento dentro dos níveis de tensão adequados a cada incremento de carga, foram implementados controles de tensão do tipo ajuste da tensão por meio dos TAPs e

compensação *shunt* utilizando-se de banco de capacitores em dois estágios. Com isso, foi possível obter uma margem de carregamento dentro dos níveis admissíveis e de até 10,22% maior em relação ao caso base sem ações de controle.

Para complementar a análise, foram utilizadas contingências de linhas de transmissão e de unidades geradoras para obtenção do LOS do sistema, utilizando-se das mesmas ações de controle para os níveis de tensão. Foi identificado para estes casos que as contingências de linhas de transmissão mais severas são aquelas das quais perde-se um caminho direto da transferência de potência entre duas áreas importantes em um sistema, o que ocasionou quedas de tensão mais acentuadas e acarretou em uma menor margem de carregamento.

Com relação às unidades geradoras, foi analisado que as contingências mais severas são aquelas das quais perde-se a capacidade de geração da barra de referência (*slack*). Foram obtidas situações de colapso para quando não havia convergência para o carregamento inicial quando as barras *slack* se encontravam em 25% de sua capacidade nominal. Isso acontece pelo fato de, usualmente, a barra *slack* ser a barra de geração com maior capacidade de geração de potência ativa e reativa, e, assim que sua capacidade é reduzida, as demais barras de geração do sistema em análise não são capazes de suprir este tipo de falta.

Assim, com este trabalho foi possível aplicar uma metodologia prática, considerando uma pequena parcela das dificuldades encontradas pelos centros de coordenação e controle onde é atribuída a tarefa de garantir a estabilidade do sistema interligado na geração e transmissão de energia elétrica. Deste modo, como sugestões de continuação de trabalho, podem-se explorar: métodos de otimização da regulagem de tensão por meio dos TAPs e da inclusão de banco de capacitores, estratégias de corte de carga (ERAC) para o alívio da sobrecarga nos sistemas, a utilização do critério n-2 para contingências e posterior determinação do LOS, e ainda, expandir as análises para os demais sistemas-modelo do IEEE, como os modelos de 118 e 300 barras.

REFERÊNCIAS

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power system control and stability**. 2nd ed. Piscataway: John Wiley & Sons, 2003.

BELATI, E. A. **Sensibilidade em fluxo de potência ótimo**. 2003. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.

BIALEK, Janusz W. **Why has it happened again? Comparison between the UCTE blackout in 2006 and the blackouts of 2003**. *In: 2007 IEEE Lausanne Power Tech, 2007, Lausanne. Proceedings [...].* Lausanne: IEEE, 2007. p. 51-56.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Tradução: Anatólio Laschuk. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

CHOQUE PILLCO, Edwin. **A importância da região de estabilidade no problema de análise de estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência**. 2011. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

DOBSON, I. et al. **Voltage stability assessment: Concepts, practices and tools**. New York, NY: IEEE Power Engineering Society, 2002.

GOMES, Paulo. **New strategies to improve bulk power system security: lessons learned from large blackouts**. *In: IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004, Denver. Proceedings [...].* Denver: IEEE, 2004. p. 1-7.

JUSTI, Alyne Nogueira. **Metodologia de análise do colapso de tensão em tempo real considerando limites de potência ativa e reativa de geradores**. 2017. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

KUNDUR, Prabha. **Power system stability and control**. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.

KUNDUR, Prabha et al. **Definition and classification of power system stability**. *IEEE transactions on Power Systems*, [s. l.], v. 19, n. 2, p. 1387-1401, 2004.

LIACCO, Tomas E. Dy. **Real-time computer control of power systems**. *Proceedings of the IEEE*, [s. l.], v. 62, n. 7, p. 884-891, 1974.

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

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

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

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimento de Rede Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos**. 13/08/2018.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Análise de Perturbação do dia 10/11/2009 às 22h13min envolvendo desligamento dos três circuitos da LT 765kV Itaberá-Ivaiporã**. Relatório de Análise de Perturbação ONS-RE-3-252/2009, 2009.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Ocorrência do dia 19/01/2015**. 2015. 13 slides.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Entrevista Coletiva sobre a Perturbação de 21/03/2018**. 2018. 27 slides.

TAYLOR, Carson W. **Power system voltage stability**. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.

UW Electrical Engineering. **Power Systems Test Case Archive**. 1999. Disponível em: < <https://labs.ece.uw.edu/pstca/> >. Acesso em 25/10/2019.

VAN CUTSEM, Thierry; VOURNAS, Costas. **Voltage stability of electric power systems**. New York, NY: Springer Science & Business Media, 1998.

VAN CUTSEM, Thierry. **Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods**. Proceedings of the IEEE, [s. l.], v. 88, n. 2, p. 208-227, 2000.

ZEFERINO, Cristiane L. **Avaliação e controle da margem de carregamento em sistemas elétricos de potência**. 2011. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA DE 14 BARRAS

Apresentam-se nas tabelas 14 e 15 os dados referentes ao sistema de 14 barras, usualmente conhecido como modelo IEEE de 14 barras. Neste sistema, modificaram-se os dados referentes às tensões nominais nas barras de geração, uma vez que os dados originais apresentam tensões superiores à faixa operativa de tensão, da mesma forma, acrescentaram-se dados de potência nominal nos geradores com o objetivo de analisar o comportamento do sistema mediante as contingências.

TABELA 14 – Dados de barra, sistema de 14 barras.

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (pu)	Potência Ativa Gerada (MW)	Potência Reativa Gerada (MVar)	Potência Ativa Consumida (MW)	Potência Reativa Consumida (MVar)	Shunt (pu)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Ativa Gerada (MW)
1	2	1,04	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	-50,0	155,0	365,0
2	1	1,01	0,00	40,0	0,00	21,7	12,7	0,00	-40,0	50,0	120,0
3	1	1,00	0,00	0,00	0,00	94,2	19	0,00	0,00	40,0	0,00
4	0	0,00	0,00	0,00	0,00	47,8	-3,9	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0	0,00	0,00	0,00	0,00	7,6	1,6	0,00	0,00	0,00	0,00
6	1	1,02	0,00	0,00	0,00	11,2	7,5	0,00	-6,0	24,0	0,00
7	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1	1,03	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	-6,00	24,0	0,00
9	0	0,00	0,00	0,00	0,00	29,5	16,6	0,19	0,00	0,00	0,00
10	0	0,00	0,00	0,00	0,00	9,0	5,8	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0	0,00	0,00	0,00	0,00	3,5	1,8	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0	0,00	0,00	0,00	0,00	6,1	1,6	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0	0,00	0,00	0,00	0,00	13,6	5,8	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0	0,00	0,00	0,00	0,00	14,9	5,0	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autoria própria.

TABELA 15 – Dados de linha, sistema de 14 barras.

De (barra)	Para (barra)	Resistência R(%)	Reatância X(%)	Admitância Shunt Total (%)	Tap (pu)
1	2	1,938	5,917	5,280	1,000
1	5	5,403	22,304	4,920	1,000
2	3	4,699	19,797	4,380	1,000
2	4	5,811	17,632	3,740	1,000
2	5	5,695	17,388	3,400	1,000
3	4	6,701	17,103	3,460	1,000
4	5	1,335	4,211	1,280	1,000
4	7	0,000	20,912	0,000	0,978
4	9	0,000	55,618	0,000	0,969
5	6	0,000	25,202	0,000	0,932
6	11	9,498	19,890	0,000	1,000
6	12	12,291	25,581	0,000	1,000
6	13	6,615	13,027	0,000	1,000
7	8	0,000	17,615	0,000	1,000
7	9	0,000	11,001	0,000	1,000
9	10	3,181	8,450	0,000	1,000
9	14	12,711	27,038	0,000	1,000
10	11	8,205	19,207	0,000	1,000
12	13	22,092	19,988	0,000	1,000
13	14	17,093	34,802	0,000	1,000

Fonte: Autoria própria.

Por fim, apresentam-se na tabela 16 os dados referentes ao fator de participação das barras de geração e barras de carga utilizados na análise:

TABELA 16 – Fatores de participação de carga e geração, sistema de 14 barras.

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.

ANEXO B – DADOS DO SISTEMA DE 30 BARRAS

Apresentam-se nas tabelas 17 e 18 os dados referentes ao sistema de 30 barras, modelo IEEE. Neste sistema, modificaram-se os dados referentes às tensões nominais nas barras de geração e acrescentaram-se dados de potência nominal dos geradores.

TABELA 17 – Dados de barra, sistema de 30 barras.

(continua)

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência Ativa Gerada (MW)	Potência Reativa Gerada (MVar)	Potência Ativa Consumida (MW)	Potência Reativa Consumida (MVar)	Shunt (pu)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Ativa Gerada (MW)
1	2	1,04	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	-50,0	155,0	365,0
2	1	1,02	0,00	40,0	0,00	21,7	12,7	0,0	-40,0	50,0	150,0
3	0	1,00	0,00	0,0	0,00	2,4	1,2	0,0	0,00	0,00	0,00
4	0	1,00	0,00	0,0	0,00	7,6	1,6	0,0	0,00	0,00	0,00
5	1	1,01	0,00	0,0	0,00	94,2	19,0	0,0	-40,0	40,0	0,00
6	0	1,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
7	0	1,00	0,00	0,0	0,00	22,8	10,9	0,0	0,00	0,00	0,00
8	1	1,02	0,00	0,0	0,00	30,0	30,0	0,0	-10,0	40,0	0,00
9	0	1,00	0,00	0,0	0,00	29,5	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
10	0	1,00	0,00	0,0	0,00	5,8	2,0	0,19	0,00	0,00	0,00
11	1	1,03	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	-6,00	24,0	0,00
12	0	1,00	0,00	0,0	0,00	11,2	7,5	0,0	0,00	0,00	0,00
13	1	1,035	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	-6,00	24,0	0,00
14	0	1,00	0,00	0,0	0,00	6,2	1,6	0,0	0,00	0,00	0,00
15	0	1,00	0,00	0,0	0,00	8,2	2,5	0,0	0,00	0,00	0,00
16	0	1,00	0,00	0,0	0,00	3,5	1,8	0,0	0,00	0,00	0,00
17	0	1,00	0,00	0,0	0,00	9,0	5,8	0,0	0,00	0,00	0,00
18	0	1,00	0,00	0,0	0,00	3,2	0,9	0,0	0,00	0,00	0,00
19	0	1,00	0,00	0,0	0,00	9,5	3,4	0,0	0,00	0,00	0,00
20	0	1,00	0,00	0,0	0,00	2,2	0,7	0,0	0,00	0,00	0,00
21	0	1,00	0,00	0,0	0,00	17,5	11,2	0,0	0,00	0,00	0,00
22	0	1,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
23	0	1,00	0,00	0,0	0,00	3,2	1,6	0,0	0,00	0,00	0,00
24	0	1,00	0,00	0,0	0,00	8,7	6,7	0,043	0,00	0,00	0,00

TABELA 17 – Dados de barra, sistema de 30 barras.

(conclusão)

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência Ativa Gerada (MW)	Potência Reativa Gerada (MVar)	Potência Ativa Consumida (MW)	Potência Reativa Consumida (MVar)	Shunt (pu)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Ativa Gerada (MW)
25	0	1,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
26	0	1,00	0,00	0,0	0,00	3,5	2,3	0,0	0,00	0,00	0,00
27	0	1,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
28	0	1,00	0,00	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00
29	0	1,00	0,00	0,0	0,00	2,4	0,9	0,0	0,00	0,00	0,00
30	0	1,00	0,00	0,0	0,00	10,6	1,9	0,0	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autoria própria.

TABELA 18 – Dados de linha, sistema de 30 barras.

(continua)

De (barra)	Para (barra)	Resistência R (%)	Reatância X (%)	Admitância Shunt Total (%)	Tap (pu)
1	2	1,92	5,75	5,28	1,000
1	3	4,52	16,52	4,08	1,000
2	4	5,70	17,37	3,68	1,000
2	5	4,72	19,83	4,18	1,000
2	6	5,81	17,63	3,74	1,000
3	4	1,32	3,79	0,84	1,000
4	6	1,19	4,14	0,90	1,000
4	12	0,00	25,60	0,00	0,932
5	7	4,60	11,60	2,04	1,000
6	7	2,67	8,20	1,70	1,000
6	8	1,20	4,20	0,90	1,000
6	9	0,00	20,80	0,00	0,978
6	10	0,00	55,60	0,00	0,969
6	28	1,69	5,99	1,30	1,000
8	28	6,36	20,00	4,28	1,000
9	10	0,00	11,00	0,00	1,000
9	11	0,00	20,80	0,00	1,000
10	17	3,24	8,45	0,00	1,000
10	20	9,36	20,90	0,00	1,000
10	21	3,48	7,49	0,00	1,000
10	22	7,27	14,99	0,00	1,000
12	13	0,00	14,00	0,00	1,000
12	14	12,31	25,59	0,00	1,000
12	15	6,62	13,04	0,00	1,000

TABELA 18 – Dados de linha, sistema de 30 barras.

(conclusão)

De (barra)	Para (barra)	Resistência R (%)	Reatância X (%)	Admitância Shunt Total (%)	Tap (pu)
12	16	9,45	19,87	0,00	1,000
14	15	22,10	19,97	0,00	1,000
15	18	10,73	21,85	0,00	1,000
15	23	10,00	20,20	0,00	1,000
16	17	5,24	19,23	0,00	1,000
18	19	6,39	12,92	0,00	1,000
19	20	3,40	6,80	0,00	1,000
21	22	1,16	2,36	0,00	1,000
22	24	11,50	17,90	0,00	1,000
23	24	13,20	27,00	0,00	1,000
24	25	18,85	32,92	0,00	1,000
25	26	25,44	38,00	0,00	1,000
25	27	10,93	20,87	0,00	1,000
27	29	21,98	41,53	0,00	1,000
27	30	32,02	60,27	0,00	1,000
28	27	0,00	39,60	0,00	0,968
29	30	23,99	45,33	0,00	1,000

Fonte: Autoria própria.

Em seguida, na tabela 19, os dados referentes ao fator de participação das barras de geração e barras de carga utilizados na análise:

TABELA 19 – Fatores de participação de carga e geração, sistema de 30 barras.

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
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.

ANEXO C – DADOS DO SISTEMA DE 57 BARRAS

Os dados referentes ao sistema de 57 barras, modelo IEEE, são apresentados nas tabelas 20 e 21. Neste sistema, modificaram-se as tensões nominais nas barras e acrescentaram-se dados de potência nominal nos geradores.

TABELA 20 – Dados de barra, sistema de 57 barras.

(continua)

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência Ativa Gerada (MW)	Potência Reativa Gerada (MVar)	Potência Ativa Consumida (MW)	Potência Reativa Consumida (MVar)	Shunt (pu)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Ativa Gerada (MW)
1	2	1,04	0,0	0,0	0,0	55,0	17,0	0,0	-100,0	1000,0	2350,0
2	1	1,01	0,0	0,0	0,0	3,0	88,0	0,0	-17,0	50,0	0,0
3	1	1,03	0,0	40,0	0,0	41,0	21,0	0,0	-10,0	60,0	140,0
4	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0	1,00	0,0	0,0	0,0	13,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	1	1,02	0,0	0,0	0,0	75,0	2,0	0,0	-8,0	25,0	0,0
7	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	1	1,01	0,0	450,0	0,0	150,0	22,0	0,0	-140,0	200,0	470,0
9	1	1,02	0,0	0,0	0,0	121,0	26,0	0,0	-3,0	9,0	0,0
10	0	1,00	0,0	0,0	0,0	5,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	1	1,02	0,0	310,0	0,0	377,0	24,0	0,0	-150,0	155,0	364,0
13	0	1,00	0,0	0,0	0,0	18,0	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
14	0	1,00	0,0	0,0	0,0	10,5	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0
15	0	1,00	0,0	0,0	0,0	22,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	0	1,00	0,0	0,0	0,0	43,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	0	1,00	0,0	0,0	0,0	42,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	0	1,00	0,0	0,0	0,0	27,2	9,8	0,1	0,0	0,0	0,0
19	0	1,00	0,0	0,0	0,0	3,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0
20	0	1,00	0,0	0,0	0,0	2,3	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0	1,00	0,0	0,0	0,0	6,3	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	0	1,00	0,0	0,0	0,0	6,3	3,2	0,059	0,0	0,0	0,0

TABELA 20 – Dados de barra, sistema de 57 barras.

(conclusão)

Barra	Tipo	Tensão (pu)	Ângulo (rad)	Potência Ativa Gerada (MW)	Potência Reativa Gerada (MVar)	Potência Ativa Consumida (MW)	Potência Reativa Consumida (MVar)	Shunt (pu)	Limite Mín. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Reativa Gerada (MVar)	Limite Máx. de Potência Ativa Gerada (MW)
26	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	0	1,00	0,0	0,0	0,0	9,3	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
28	0	1,00	0,0	0,0	0,0	4,6	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
29	0	1,00	0,0	0,0	0,0	17,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0
30	0	1,00	0,0	0,0	0,0	3,6	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
31	0	1,00	0,0	0,0	0,0	5,8	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0
32	0	1,00	0,0	0,0	0,0	1,6	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
33	0	1,00	0,0	0,0	0,0	3,8	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0
34	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
35	0	1,00	0,0	0,0	0,0	6,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
36	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
37	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
38	0	1,00	0,0	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0
39	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
41	0	1,00	0,0	0,0	0,0	6,3	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	0	1,00	0,0	0,0	0,0	7,1	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0
43	0	1,00	0,0	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
44	0	1,00	0,0	0,0	0,0	12,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
45	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
46	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
47	0	1,00	0,0	0,0	0,0	29,7	11,6	0,0	0,0	0,0	0,0
48	0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
49	0	1,00	0,0	0,0	0,0	18,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0
50	0	1,00	0,0	0,0	0,0	21,0	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0
51	0	1,00	0,0	0,0	0,0	18,0	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0
52	0	1,00	0,0	0,0	0,0	4,9	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
53	0	1,00	0,0	0,0	0,0	20,0	10,0	0,063	0,0	0,0	0,0
54	0	1,00	0,0	0,0	0,0	4,1	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
55	0	1,00	0,0	0,0	0,0	6,8	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0
56	0	1,00	0,0	0,0	0,0	7,6	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
57	0	1,00	0,0	0,0	0,0	6,7	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fonte: Autoria própria.

TABELA 21 – Dados de linha, sistema de 57 barras.

(continua)

De (barra)	Para (barra)	Resistência R(%)	Reatância X(%)	Admitância Shunt Total (%)	Tap (pu)
1	2	0,83	2,80	12,90	1,000
2	3	2,98	8,50	8,18	1,000
3	4	1,12	3,66	3,80	1,000
4	5	6,25	13,20	2,58	1,000
4	6	4,30	14,80	3,48	1,000
6	7	2,00	10,20	2,76	1,000
6	8	3,39	17,30	4,70	1,000
8	9	0,99	5,05	5,48	1,000
9	10	3,69	16,79	4,40	1,000
9	11	2,58	8,48	2,18	1,000
9	12	6,48	29,50	7,72	1,000
9	13	4,81	15,80	4,06	1,000
13	14	1,32	4,34	1,10	1,000
13	15	2,69	8,69	2,30	1,000
1	15	1,78	9,10	9,88	1,000
1	16	4,54	20,60	5,46	1,000
1	17	2,38	10,80	2,86	1,000
3	15	1,62	5,30	5,44	1,000
4	18	0,00	24,23	0,00	0,974
5	6	3,02	6,41	1,24	1,000
7	8	1,39	7,12	1,94	1,000
10	12	2,77	12,62	3,28	1,000
11	13	2,23	7,32	1,88	1,000
12	13	1,78	5,80	6,04	1,000
12	16	1,80	8,13	2,16	1,000
12	17	3,97	17,90	4,76	1,000
14	15	1,71	5,47	1,48	1,000
18	19	46,10	68,50	0,00	1,000
19	20	28,30	43,40	0,00	1,000
21	20	0,00	77,67	0,00	1,043
21	22	7,36	11,70	0,00	1,000
22	23	0,99	1,52	0,00	1,000
23	24	16,60	25,60	0,84	1,000
24	25	0,00	60,28	0,00	1,000
24	26	0,00	4,73	0,00	1,063
26	27	16,50	25,40	0,00	1,000
27	28	6,18	9,54	0,00	1,000
28	29	4,18	5,87	0,00	1,000
7	29	0,00	6,48	0,00	0,967
25	30	13,50	20,20	0,00	1,000

TABELA 21 – Dados de linha, sistema de 57 barras.

(conclusão)

De (barra)	Para (barra)	Resistência R(%)	Reatância X(%)	Admitância Shunt Total (%)	Tap (pu)
30	31	32,60	49,70	0,00	1,000
31	32	50,70	75,50	0,00	1,000
32	33	3,92	3,60	0,00	1,000
34	32	0,00	95,30	0,00	0,950
34	35	5,20	7,80	0,32	1,000
35	36	4,30	5,37	0,16	1,000
36	37	2,90	3,66	0,00	1,000
37	38	6,51	10,09	0,20	1,000
37	39	2,39	3,79	0,00	1,000
36	40	3,00	4,66	0,00	1,000
22	38	1,92	2,95	0,00	1,000
11	41	0,00	74,90	0,00	0,955
41	42	20,70	35,20	0,00	1,000
41	43	0,00	41,20	0,00	1,000
38	44	2,89	5,85	0,20	1,000
15	45	0,00	10,42	0,00	0,955
14	46	0,00	7,35	0,00	0,967
46	47	2,30	6,80	0,32	1,000
47	48	1,82	2,33	0,00	1,000
48	49	8,34	12,90	0,48	1,000
49	50	8,01	12,80	0,00	1,000
50	51	13,86	22,00	0,00	1,000
10	51	0,00	7,12	0,00	0,967
13	49	0,00	19,10	0,00	0,895
29	52	14,42	18,70	0,00	1,000
52	53	7,62	9,84	0,00	1,000
53	54	18,78	23,20	0,00	1,000
54	55	17,32	22,65	0,00	1,000
11	43	0,00	15,30	0,00	0,958
44	45	6,24	12,42	0,40	1,000
40	56	0,00	119,50	0,00	0,987
56	41	55,30	54,90	0,00	1,000
56	42	21,25	35,40	0,00	1,000
39	57	0,00	135,50	0,00	0,980
57	56	17,40	26,00	0,00	1,000
38	49	11,50	17,70	0,30	1,000
38	48	3,12	4,82	0,00	1,000
9	55	0,00	12,05	0,00	0,967

Fonte: Autoria própria.

Os fatores de participação de carga e de geração utilizados para a análise são apresentados na tabela 22.

TABELA 22 – Fatores de participação de carga e de geração, sistema de 57 barras.

(continua)

Barra	Fator de Participação de Carga	Fator de Participação de Geração
1	1/42	0,3
2	1/42	0
3	1/42	0,1
4	0	0
5	1/42	0
6	1/42	0
7	0	0
8	1/42	0,3
9	1/42	0
10	1/42	0
11	0	0
12	1/42	0,3
13	1/42	0
14	1/42	0
15	1/42	0
16	1/42	0
17	1/42	0
18	1/42	0
19	1/42	0
20	1/42	0
21	0	0
22	0	0
23	1/42	0
24	0	0
25	1/42	0
26	0	0
27	1/42	0
28	1/42	0
29	1/42	0
30	1/42	0
31	1/42	0
32	1/42	0
33	1/42	0
34	0	0
35	1/42	0
36	0	0

TABELA 22 – Fatores de participação de carga e de geração, sistema de 57 barras.

(conclusão)

Barra	Fator de Participação de Carga	Fator de Participação de Geração
37	0	0
38	1/42	0
39	0	0
40	0	0
41	1/42	0
42	1/42	0
43	1/42	0
44	1/42	0
45	0	0
46	0	0
47	1/42	0
48	0	0
49	1/42	0
50	1/42	0
51	1/42	0
52	1/42	0
53	1/42	0
54	1/42	0
55	1/42	0
56	1/42	0
57	1/42	0

Fonte: Autoria própria.