UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Jhonatan Andrade dos Santos

**Análise da Estabilidade de Tensão de
Curto Prazo de Sistemas de Energia
Elétrica Considerando a Influência da
Desconexão Mandatória de Geradores
Síncronos Distribuídos**

Jhonatan Andrade dos Santos

**Análise da Estabilidade de Tensão de
Curto Prazo de Sistemas de Energia
Elétrica Considerando a Influência da
Desconexão Mandatória de Geradores
Síncronos Distribuídos**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos

Coorientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Junior

São Carlos

2019

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

S237a	<p>Santos, Jhonatan Andrade dos</p> <p>Análise da Estabilidade de Tensão de Curto Prazo de Sistemas de Energia Elétrica Considerando a Influência da Desconexão Mandatória de Geradores Síncronos Distribuídos / Jhonatan Andrade dos Santos; orientador Rodrigo Andrade Ramos; coorientador José Carlos de Melo Vieira Junior. São Carlos, 2019.</p> <p>Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2019.</p> <p>1. Estabilidade de Tensão. 2. Geradores Síncronos Distribuídos. 3. Análise de Contingências. 4. Desconexão de Geradores Distribuídos. 5. Colapso de Tensão. I. Título.</p>
-------	---

Eduardo Graziosi Silva - CRB - 8/8907

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **JHONATAN ANDRADE DOS SANTOS**.

Título da tese: "Análise da estabilidade de tensão de curto prazo de sistemas de energia elétrica considerando a influência da desconexão mandatória de geradores síncronos distribuídos".

Data da defesa: 12/04/2019

Comissão Julgadora:

Prof. Associado **Rodrigo Andrade Ramos**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Prof. Dr. **João Paulo Abreu Vieira**
(Universidade Federal do Pará/UFPA)

Prof. Associado **Mario Oleskovicz**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Profa. Dra. **Janaina Gonçalves de Oliveira**
(Universidade Federal de Juiz de Fora/UFJF)

Profa. Dra. **Fernanda Caseño Trindade Arioli**
(Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)

Resultado:

APROVADO

APROVADO

APROVADO

APROVADO

APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Ivan Nunes da Silva**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Murilo Araujo Romero**

*Aos meus tios, Marcelo de Andrade, Cenilda de Andrade, Hlio de Andrade (in
memoriam)*

Agradecimentos

À minha família por todo o apoio e carinho ao longo destes anos, em especial à minha mãe, Aparecida de Andrade, e minha vó materna, Almira Ferreira de Andrade, pelo exemplo de dedicação, perseverança e honestidade, por todo o incentivo à minha formação profissional e por sempre acreditarem no poder transformador da educação.

Aos professores Rodrigo Andrade Ramos e José Carlos de Melo Vieira Junior, pela orientação, amizade e sobretudo pela compreensão diante das minhas mudanças de empresa e cidade.

À Universidade Estadual do Oeste do Paraná (UNIOESTE) e a todos os professores e colaboradores que direta ou indiretamente contribuíram para minha formação acadêmica e profissional.

Ao Laboratório de Automação e Simulação de Sistemas Elétricos (LASSE) pela oportunidade e incentivo dado desde a Iniciação Científica, sem os quais esta pesquisa não seria possível.

À Universidade de São Paulo (USP), à Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) e a todos os professores e colaboradores que contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas do LASENO, pela amizade e pelas boas lembranças de São Carlos. Agradeço especialmente ao Edson Luiz Geraldi Junior e ao Artur Bohnen Piardi pelo companheirismo e por toda a ajuda ao longo destes anos.

Por fim, agradeço à Celesc Distribuição, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e à Itaipu Binacional pela experiência profissional, pela preocupação e incentivo ao desenvolvimento desta pesquisa, sobretudo pelos amigos que fiz em cada uma destas empresas e pela oportunidade de trabalhar com profissionais exemplares, sempre dispostos a ajudar e ensinar.

*“[...] Run, rabbit run. Dig that hole, forget the sun,
And when at last the work is done,
Don’t sit down, it’s time to dig another one. [...]”
Breathe, Pink Floyd*

Resumo

SANTOS, J. A. **Análise da Estabilidade de Tensão de Curto Prazo de Sistemas de Energia Elétrica Considerando a Influência da Desconexão Mandatória de Geradores Síncronos Distribuídos**. 189 p. Tese de doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2019.

A partir da década de 1980, com o declínio nos investimentos de geração e transmissão de energia elétrica e o incremento no consumo de eletricidade, os sistemas de energia elétrica passaram a operar cada vez mais próximos dos seus limites operativos, resultando em um fenômeno até então amplamente desprezado: a estabilidade de tensão. Por sua vez, a partir da década de 1990, com o início da desregulamentação dos mercados de energia elétrica, pequenas fontes puderam integrar os sistemas de energia elétrica de forma distribuída. Este fato vem sendo chamado de geração distribuída e tem apresentado perspectivas significativas de crescimento. Embora ambos aspectos tenham despertado o interesse da comunidade de engenharia de sistemas de energia elétrica, poucos trabalhos têm avaliado o problema de estabilidade de tensão de curto prazo considerando a geração distribuída de forma dinâmica e do ponto de vista dos operadores do sistema. O presente trabalho consiste na avaliação supracitada, adotando os critérios de avaliação e as características do sistema de energia elétrica brasileiro. Os resultados obtidos demonstram que o desligamento de geradores distribuídos contribui negativamente para a operação do sistema de energia elétrica, conduzindo-o ao colapso de tensão em alguns casos. Como proposta de solução, foram avaliados ajustes menos restritivos para as funções de proteção associadas aos geradores distribuídos, os quais apresentaram resultados satisfatórios. Adicionalmente, foram realizadas simulações de Monte Carlo que atestaram a robustez dos resultados obtidos em termos do ponto de operação do sistema teste avaliado.

Palavras-chave: Estabilidade de Tensão, Geradores Síncronos Distribuídos, Análise de Contingências, Desconexão de Geradores Distribuídos, Colapso de Tensão.

Abstract

SANTOS, J. A. **Short-Term Voltage Stability Analysis of Electric Power Systems Considering the Mandatory Distributed Synchronous Generators Disconnection.** 189 p. Ph.D. Thesis – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2019.

From 1980 onwards, with the decrease in power generation and transmission investments and the increase of electricity consumption, electric power systems began to operate more and more close to their operational limits, resulting in a phenomenon widely overlooked so far: the voltage stability. In turn, from 1990 onwards, with the beginning of the deregulation of energy markets, small generators could integrate electric power systems in a distributed way. This fact has been called distributed generation and has presented significant growth prospects. Although both aspects have attracted the interest of power systems engineering community, few studies have evaluated the short-term voltage stability problem considering distributed generation dynamically and from the point of view of system operators. This work consists of the above assessment, including the evaluation criteria and the characteristics of the Brazilian electric power system. The results show that the disconnection of distributed generators contributes negatively to the operation of the electric power system, leading to voltage collapse at some cases. As a proposed solution, less restrictive settings were evaluated for the protection functions associated to the distributed generators, which presented satisfactory results. In addition, Monte Carlo simulations were performed, attesting to the robustness of the results obtained in terms of operation point of the evaluated test system.

Keywords: Voltage Stability, Distributed Synchronous Generators, Contingency Analysis, Disconnection of Distributed Generators, Voltage Collapse.

Lista de ilustrações

Figura 2.1	Sistema de carga única conectada a barramento infinito - Circuito de Representação	41
Figura 2.2	Comportamento de P, V e I em função de R_l para transmissão sem perdas ($R = 0$) e fator de potência constante ($\tan \phi = 0,2$)	44
Figura 2.3	Domínio de existência das equações de fluxo de carga	46
Figura 2.4	Tensão em função da potência ativa e reativa da carga	48
Figura 2.5	Curvas PV	48
Figura 2.6	Margem de segurança entre ponto de operação genérico e capacidade máxima de transferência	50
Figura 2.7	Escala de tempo de alguns componentes e de ações de controle típicas de Sistemas de Energia Elétrica (SEE)	51
Figura 2.8	Decomposição em Escala de Tempo e Aproximação QSS	53
Figura 2.9	Mecanismo de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,0$ em função da demanda z	54
Figura 2.10	Mecanismo de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,7$ em função da demanda z	55
Figura 2.11	Mecanismo de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,0$ para uma grande perturbação	55
Figura 2.12	Mecanismo de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,7$ para uma grande perturbação	56
Figura 3.1	Projeção da expansão mundial de pequenas fontes de energia	62
Figura 3.2	Participação de pequenas fontes de energia na capacidade instalada e geração de energia de alguns Países	63
Figura 3.3	Custo Marginal de Operação (CMO) - Média semanal a partir de 2015	68
Figura 3.4	Sistema de distribuição de energia elétrica genérico com Geração Distribuída (GD) e barramento infinito	70
Figura 3.5	Rede de distribuição genérica	74

Figura 3.6	Modelo simplificado de rede de distribuição proposto	75
Figura 3.7	Alimentador radial genérico com 101 barras - Sem inserção de geração distribuída	76
Figura 3.8	Comportamento da tensão ao longo do alimentador genérico simulado .	78
Figura 3.9	Alimentador radial genérico com 101 barras - Com inserção de geração distribuída	79
Figura 3.10	Sistema de energia elétrica de grande porte utilizado	84
Figura 3.11	Diagrama de blocos para a equação de oscilação eletromecânica	85
Figura 3.12	Diagrama de blocos para as equações elétricas de eixo direto do modelo de máquina síncrona de polos salientes	85
Figura 3.13	Diagrama de blocos para as equações elétricas de eixo em quadratura do modelo de máquina síncrona de polos salientes	85
Figura 3.14	Diagrama de blocos para as equações elétricas de eixo direto do modelo de máquina síncrona de polos Lisos	86
Figura 3.15	Diagrama de blocos para as equações elétricas de eixo em quadratura do modelo de máquina síncrona de polos lisos	86
Figura 3.16	Modelo do controlador de fator de potência empregado nos geradores distribuídos	88
Figura 3.17	Modelo do sistema de excitação empregado nos geradores distribuídos .	89
Figura 3.18	Resultados obtidos para os Casos 0, 1, 2 e 3 frente à desconexão das usinas g1 a g20	93
Figura 3.19	Comportamento da tensão na barra 1 frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 3	94
Figura 3.20	Comportamento da tensão na barra 1 frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 3 - instantes iniciais pós-contingência	95
Figura 3.21	Comportamento da potência reativa total dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para os Casos 1 a 3 .	95
Figura 3.22	Comportamento da potência ativa total dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para os Casos 1 a 3 . .	97
Figura 3.23	Comportamento do consumo de potência ativa líquido da Área Central vista pelo sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 3	97
Figura 3.24	Comportamento do consumo de potência reativa líquido da Área Central vista pelo sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 3	98
Figura 3.25	Comportamento da frequência das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 1	99
Figura 3.26	Comportamento da frequência das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 2	99

Figura 3.27	Comportamento da frequência das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 3	100
Figura 3.28	Comportamento da corrente de campo das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 0	101
Figura 3.29	Comportamento da corrente de campo das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 1	102
Figura 3.30	Comportamento da corrente de campo das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 2	102
Figura 3.31	Comportamento da corrente de campo das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 3	103
Figura 4.1	Região de ajuste para as funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O como método de identificação do ilhamento	109
Figura 4.2	Resultados obtidos para os Casos 0, 1, 2, 3, 4, 5 e 6 frente à desconexão das usinas g1 a g20	115
Figura 4.3	Região modificada para o ajuste das funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O	116
Figura 4.4	Comportamento da tensão na barra 1 frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 6	118
Figura 4.5	Comportamento da potência reativa total dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para os Casos 1 a 6 .	118
Figura 4.6	Comportamento da tensão nas barras 43, 46 e 47 frente à desconexão da usina g15 para o Caso 0	119
Figura 4.7	Comportamento da potência reativa dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para o Caso 5	120
Figura 4.8	Comportamento da tensão nas barras 43, 46 e 47 frente à desconexão da usina g15 para o Caso 5	120
Figura 4.9	Comportamento da potência ativa total dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para os Casos 1 a 6 . .	121
Figura 4.10	Comportamento do consumo de potência ativa líquido da Área Central vista pelo sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 e 5	122
Figura 4.11	Comportamento do consumo de potência reativa líquido da Área Central vista pelo sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 e 5	122
Figura 4.12	Curvas PV para os Casos 0 e 5	123
Figura 4.13	Potência reativa injetada pelo geradores distribuídos do Caso 5, associado ao crescimento de carga para a obtenção da curva PV associada .	124

Figura 5.1	Metodologia proposta para a avaliação dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) para geradores síncronos distribuídos - Fluxograma	131
Figura 5.2	Distribuição dos pontos de operação avaliados na Etapa 1 em função da margem de segurança associada	138
Figura 5.3	Desempenho da metodologia proposta	139
Figura 5.4	Comportamento do coeficiente de dispersão em função do número de pontos de operação avaliados	139
Figura A.1	Alimentador radial genérico com 101 barras - Sem inserção de geração distribuída	157
Figura A.2	Alimentador radial genérico com 101 barras - Com inserção de geração distribuída	158
Figura B.1	Modelo de distribuição uniforme de carga	161
Figura C.1	Sistema teste utilizado	166
Figura C.2	Orientação dos transformadores	168
Figura C.3	Característica da saturação das máquinas síncronas	174
Figura C.4	Modelo do sistema de excitação	175
Figura C.5	Modelo de turbina das usinas hidrelétricas	177
Figura C.6	Modelo de regulador de velocidade das usinas hidrelétricas	177
Figura D.1	Margem de segurança de tensão de 7%	180
Figura D.2	Curvas PV para o sistema “Nordic” operando no ponto de operação apresentado Apêndice C	181
Figura D.3	Curva PV da barra 4044 para ponto de operação apresentado no Apêndice C e para ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7%	182
Figura D.4	Curva PV da barra 1 para ponto de operação apresentado no Apêndice C e para ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7%	183
Figura D.5	Curvas PV da barra 4044 para ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7% na condição de rede completa e em contingência	184
Figura D.6	Curvas PV da barra 1 para ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7% na condição de rede completa e em contingência	184

Lista de tabelas

Tabela 3.1	Composição do atendimento à carga global Sistema Interligado Nacional (SIN) no ano de 2015 em função do tipo de despacho	66
Tabela 3.2	Composição das usinas não despachadas de forma centralizada em função do tipo de fonte no ano de 2015	66
Tabela 3.3	Queda de tensão máxima admitida por algumas distribuidoras de energia elétrica no Brasil	77
Tabela 3.4	Queda de tensão média e desvio padrão sem a inserção de geradores distribuídos	78
Tabela 3.5	Queda de tensão média e desvio padrão com a inserção de geradores distribuídos	79
Tabela 3.6	Características de tensão dos grupos de geração distribuída do modelo simplificado de rede de distribuição proposto	80
Tabela 3.7	Requisitos mínimos para o ajuste da função de proteção de subtensão praticados por algumas distribuidoras brasileiras	81
Tabela 3.8	Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão terminal dos grupos de geradores síncronos distribuídos	81
Tabela 3.9	Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão na subestação de distribuição	82
Tabela 3.10	Participação de geração distribuída segundo modelo simplificado de rede de distribuição proposto	90
Tabela 3.11	Estabilidade dos Casos 0, 1, 2 e 3 frente à desconexão das usinas g1 a g20	92
Tabela 3.12	Porcentagem de geração distribuída desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27) frente à desconexão das usinas g1 a g20, em relação a potência total dos geradores distribuídos	93
Tabela 3.13	Atuação dos limitadores de corrente de campo das usinas do sistema de grande porte para os Casos 0, 1, 2 e 3 frente à desconexão da usina g15	101

Tabela 4.1	Funções de proteção para a identificação deilhamento solicitadas por algumas distribuidoras brasileiras	112
Tabela 4.2	Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão terminal dos grupos de geradores síncronos distribuídos - Ajustes adicionais	113
Tabela 4.3	Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão na subestação de distribuição - Ajustes adicionais . .	114
Tabela 5.1	Carga máxima admitida para cada barra de carga da Área Central . .	136
Tabela 5.2	Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão terminal dos grupos de geradores síncronos distribuídos	137
Tabela 5.3	Estimativa dos índices de instabilidade	140
Tabela A.1	Resultados alimentador radial de 101 barras - Sem inserção de geração distribuída	159
Tabela A.2	Resultados alimentador radial de 101 barras - Com inserção de geração distribuída	160
Tabela C.1	Dados das linhas de transmissão	167
Tabela C.2	Dados das linhas de transmissão (continuação)	168
Tabela C.3	Dados dos transformadores elevadores	169
Tabela C.4	Dados dos transformadores 400/220kV e 400/130kV	169
Tabela C.5	Dados dos transformadores de distribuição	170
Tabela C.6	Dados dos compensadores em derivação	170
Tabela C.7	Ponto de operação base: dados das barras de transmissão	171
Tabela C.8	Ponto de operação base: dados das barras de geração e distribuição . .	172
Tabela C.9	Dados das máquinas síncronas	173
Tabela C.10	Dados das máquinas síncronas	174
Tabela C.11	Parâmetros do sistema de excitação	176
Tabela C.12	Estatismo dos reguladores de velocidade das usinas hidrelétricas	177
Tabela D.1	Valores de carga nas barras da Área Central para margem de segurança de tensão de 7%	182
Tabela D.2	Valores de máxima transferência de potência e margem de segurança de tensão para contingências das linhas que atendem à Área Central .	185
Tabela D.3	Desempenho dinâmico frete à contingência simples das linhas da Área Central de acordo com Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS - (a)	187
Tabela D.4	Desempenho dinâmico frete à contingência simples das linhas da Área Central de acordo com Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS - (b) e (c)	187

Tabela D.5	Ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7%: Dados das barras de transmissão	188
Tabela D.6	Ponto de operação com margem de segurança de 7%: Dados das barras de geração e distribuição	189

Lista de siglas

ANAREDE Programa de Análise de Redes

ANATEM Análise de Transitórios Eletromecânicos

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

AVR *Automatic Voltage Regulator*

CEPEL Centro de Pesquisas em Energia Elétrica

CDU Controladores Definidos pelo Usuário

CMO Custo Marginal de Operação

GD Geração Distribuída

HVDC *High-Voltage Direct Current*

LTC *Load Tap Changer*

MME Ministério de Minas e Energia

OEL *Overexcitation Limiter*

ONS Operador Nacional do Sistema

PCH Pequena Central Hidrelétrica

PFC *Power Factor Controller*

PSS *Power System Stabilizer*

QSS *Quasi Steady-State*

SDEE Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

SEE Sistemas de Energia Elétrica

SIN Sistema Interligado Nacional

TSO *Transmission System Operator*

WADE *World Alliance for Decentralized Energy*

Sumário

1	Introdução	29
1.1	Objetivos	36
1.2	Estrutura do Texto	37
2	Estabilidade de Tensão	39
2.1	Conceitos Básicos do Ponto de Vista Estático	41
2.1.1	Capacidade Máxima de Transferência de Potência	42
2.1.2	Comportamento das Tensões	47
2.1.3	Características da Carga	49
2.1.4	Margem de Segurança	50
2.2	Conceitos Básicos do Ponto de Vista Dinâmico	51
2.3	Mecanismos Básicos de Instabilidade	54
2.3.1	Característica Composta Carga-Rede	54
2.3.2	Instabilidade de Curto Prazo	56
2.3.3	Instabilidade de Longo Prazo	57
2.4	Métodos de Análise	58
2.4.1	Análise Estática	58
2.4.2	Análise em Escalas de Tempo	59
2.4.3	Análise Dinâmica	59
2.5	Diretrizes e Critérios para Estudos de Estabilidade de Tensão no Brasil .	60
2.6	Considerações Finais	60
3	Inserção da Geração Distribuída no Problema de Estabilidade de Tensão de Curto Prazo	61
3.1	Inserção de Geração Distribuída no Brasil	62
3.2	A Influência da Geração Distribuída no Problema de Estabilidade de Tensão	70
3.3	Modelo Simplificado de Rede de Distribuição	73
3.4	Avaliação do Problema de Estabilidade de Tensão de Curto Prazo	82

3.4.1	Descrição do Sistema Teste	83
3.4.2	Simulações e Resultados	90
3.5	Considerações Finais	104
4	Flexibilização dos Ajustes da Função de Proteção de Subtensão dos Geradores Síncronos Distribuídos	107
4.1	Análise dos Ajustes da Função de Proteção de Subtensão (ANSI 27) . . .	108
4.2	Avaliação de Novos Ajustes para a Função de Proteção de Subtensão (ANSI 27)	113
4.3	Considerações Finais	124
5	Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Ajuste da Função de Proteção de Subtensão para Geradores Síncronos Distribuídos	127
5.1	Metodologia Proposta	128
5.2	Resultados Obtidos	135
5.3	Considerações Finais	140
6	Conclusões e Perspectivas Futuras de Desenvolvimento	143
	Referências	147
	Apêndices	155
APÊNDICE A	Modelo de Distribuição Proposto - Resultados Simulações	157
APÊNDICE B	Cálculo de Queda de Tensão em Alimentador Considerando Distribuição Uniforme de Carga	161
B.1	Queda de Tensão no Final do Alimentador	161
B.2	Queda de Tensão no Meio do Alimentador	163
APÊNDICE C	Sistema de Energia Elétrica Utilizado para Testes - Dados	165
C.1	Dados da Rede	167
C.2	Ponto de Operação Base	171
C.3	Dados das Máquinas Síncronas	173
C.4	Dados e Modelo do Sistema de Excitação	175
C.5	Dados e Modelo da Turbina	176
C.6	Dados e Modelo do Regulador de Velocidade	177

APÊNDICE D	Sistema de Energia Elétrica Utilizado para Testes -	
	Ponto de Operação	179
D.1	Segurança de Tensão	179
D.2	Estabilidade Eletromecânica	185
D.3	Ponto de Operação - Sistema Teste	188

CAPÍTULO 1

Introdução

O uso comercial da eletricidade começou no final da década de 1870, quando lâmpadas a arco voltaico foram utilizadas na iluminação pública e residencial (KUNDUR, 1994). Neste período, a indústria de gás dominava os sistemas de iluminação, formados até então por redes canalizadas de gás em praticamente todas as cidades dos Estados Unidos e da Europa. Contudo, a economia de escala, que difundiu a iluminação pública a gás, nada fez em relação aos inconvenientes associados à utilização deste insumo, tais como a baixa luminosidade produzida, o aquecimento dos ambientes iluminados pelos queimadores de gás e os efeitos nocivos associados aos subprodutos da queima. Em função destas características negativas, os sistemas de iluminação a gás logo deram espaço para a alternativa mais limpa do mercado: a eletricidade (BORBELY; KREIDER, 2001).

Produzido inicialmente nas instalações dos consumidores e mais tarde em grandes gasificadores, o gás foi o primeiro elemento industrial centralizado (BORBELY; KREIDER, 2001). A partir da inserção da eletricidade como indústria, a mesma evolução foi observada. O primeiro sistema completo de energia elétrica foi construído por Thomas Edison - a Estação de *Pearl Street* na cidade de Nova York - o qual começou a operar em 1882 em corrente contínua. Dentro de pouco tempo, vários sistemas similares estavam em operação na maioria das grandes cidades ao redor do mundo e, em 1884, com o desenvolvimento de motores elétricos em corrente contínua por Frank Sprague, as indústrias começaram a consumir uma quantidade significativa de energia elétrica (KUNDUR, 1994).

Do ponto de vista de mercado, dois aspectos impulsionaram a busca por grandes fontes de energia: o primeiro deles é o fato de que, assim como no caso dos sistemas a gás, quanto mais as plantas de geração crescem, menores são os custos de produção, ou seja, economia de escala. O segundo aspecto se refere à constatação de que diferentes grupos de consumo necessitam de eletricidade em diferentes ocasiões, de modo que o atendimento de consumidores com perfis distintos permite a venda de mais eletricidade a partir de um mesmo gerador. Portanto, fornecedores de eletricidade, operando grandes geradores e na capacidade máxima podem entregar energia elétrica a um custo mais baixo do que vários pequenos geradores concorrentes (ILIC; GALIANA; FINK, 1998).

Na busca por fontes de energia de grande capacidade, a fim de viabilizar o atendimento de amplas áreas e com menor custo, distâncias maiores entre os centros geradores e consumidores precisavam ser vencidas. Nessas condições, os sistemas de energia elétrica em corrente contínua, até então amplamente utilizados, não poderiam ser aplicados. Isso porque tais sistemas podiam entregar energia elétrica apenas para curtas distâncias a partir do gerador. Para manter as perdas dos sistemas de corrente contínua em níveis adequados para transmissões de energia a longas distâncias, as tensões de operação das linhas de transmissão precisavam ser elevadas. Sem a disponibilidade de dispositivos capazes de converter os níveis de tensão, tais níveis elevados de tensão não seriam compatíveis com os níveis de tensão dos geradores e consumidores da época (KUNDUR, 1994).

Paralelamente aos sistemas de energia elétrica em corrente contínua, os sistemas em corrente alternada surgiram a partir do desenvolvimento do transformador por L. Gaulard e J. D. Gibbs, o que viabilizou a conversão entre níveis de tensão e, consequentemente, a operação de linhas de transmissão em altas tensões. Com o desenvolvimento dos sistemas polifásicos por Nikola Tesla, os sistemas de energia em corrente alternada se mostraram muito mais atraentes do que aqueles em corrente contínua (KUNDUR, 1994). Dentre os sistemas polifásicos, o sistema trifásico se destaca pela maior eficiência em termos de material necessário para transferir a mesma potência com as mesmas perdas. Um sistema de energia elétrica trifásico necessita de apenas 75% de material, em termos de bitola dos cabos, do que um sistema monofásico equivalente (ALEXANDER; SADIKU, 2003).

Em 1888, Nikola Tesla registrou diversas patentes em motores, geradores, transformadores e sistemas de transmissão em corrente alternada e trifásicos, as quais formaram as bases dos sistemas de energia elétrica em corrente alternada dos dias de hoje (KUNDUR, 1994). Com base nesses princípios, a indústria de energia elétrica padronizou a forma de oferecer eletricidade (ILIC; GALIANA; FINK, 1998) e, a partir disso, as conexões entre os sistemas de energia elétrica, até então isolados, se tornaram possíveis. No final da década de 1920, surgiram as primeiras interconexões entre os sistemas isolados, apoiados principalmente por investimentos privados, que eram relativamente disponíveis antes da Grande Depressão de 1929 (BORBELY; KREIDER, 2001).

Além dos benefícios econômicos associados à economia de escala, do ponto de vista técnico, o processo de interconexão geralmente resulta no incremento da segurança operacional, pois a assistência em condições de emergências é compartilhada entre os sistemas, o que implica na menor necessidade de reserva de geração em cada sistema. Estes benefícios operacionais e econômicos têm sido reconhecidos desde o início das interconexões, impulsionando a ampliação desse processo. Em contrapartida, o projeto e a operação segura de tais sistemas são problemas cada vez mais desafiadores (KUNDUR, 1994).

Durante muito tempo, os SEE podiam ser sobredimensionados, especialmente com relação aos sistemas de transmissão de energia elétrica. Neste período, a principal preocupação com relação à operação segura dos SEE era com a estabilidade angular, a qual se

refere à manutenção das diferenças angulares entre as máquinas dos SEE e que depende das dinâmicas eletromecânicas dos mesmos. Contudo, a partir da década de 1980, com o declínio nos investimentos em novas instalações de geração e transmissão de energia elétrica, pressões ambientais sobre a expansão destes sistemas, incrementos no consumo de eletricidade em grandes áreas com pesado carregamento, os SEE passaram a operar cada vez mais próximos dos seus limites operativos, resultando em um fenômeno até então amplamente desprezado: a estabilidade de tensão (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Enquanto o problema de estabilidade angular possui uma escala de tempo da ordem de poucos segundos, o problema de estabilidade de tensão (associado à manutenção das tensões do sistema em níveis adequados e que depende do comportamento das cargas) possui uma escala da ordem de minutos ou até mesmo horas. Em função destas dinâmicas lentas, inicialmente, o problema de estabilidade de tensão foi tratado como um problema estático. Contudo, verificou-se posteriormente que dinâmicas rápidas também afetam de forma significativa este problema (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A instabilidade de tensão é caracterizada pela queda progressiva do módulo das tensões em barras de um sistema, tanto de forma lenta (estabilidade de tensão de longo prazo) quanto repentina (estabilidade de tensão de curto prazo). Em alguns casos, o afundamento de tensão de algumas barras pode evoluir para um colapso de tensão, no qual parte significativa do sistema é afetada (TAYLOR, 1994; VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Diversos incidentes desta natureza foram observados por todo o mundo, muitos deles apresentados em (TAYLOR, 1994), o que colaborou para que o problema de estabilidade de tensão se tornasse uma grande preocupação no planejamento e na operação dos SEE (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

No Brasil, a ocorrência do fenômeno de instabilidade de tensão também é recorrente. Diversos blecautes importantes foram observados na última década, dentre os quais merece destaque o blecaute ocorrido em 11 de novembro de 2009, no qual 18 estados brasileiros ficaram sem energia, além do Paraguai. Este evento, desencadeado pelo desligamento inédito das três linhas que transportam a energia de Itaipu, afetou 60 milhões de pessoas e foi considerado o mais abrangente ocorrido no país, comprometendo 45% do consumo de energia (ONS, 2009).

Desde o reconhecimento da estabilidade de tensão como um problema de grande relevância, a comunidade de engenharia em SEE tem respondido com significativo esforço para o desenvolvimento de novas ferramentas de análise e para o controle deste tipo de fenômeno (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Contudo, a recorrência de colapsos de tensão em todo o mundo demonstra que ainda há espaço para a pesquisa de novas soluções que colaborem com a minimização da frequência destes eventos, especialmente frente às constantes modificações nos SEE como, por exemplo, as novas tecnologias de geração de energia elétrica e as cargas cada vez mais não lineares.

Dentre as recentes modificações nos SEE, a inserção de novas tecnologias de geração de energia elétrica (sobretudo aquelas de pequeno porte e conectadas diretamente aos sistemas de distribuição) se destaca não apenas pelo grau de inovação tecnológica mas também pela abrangência mundial. Alguns autores a caracterizam como “o paradigma de energia do novo milênio” (BORBELY; KREIDER, 2001). Existem diferentes razões para a introdução destes novos tipos de geração. A primeira delas está associada à abertura e desregulamentação do mercado de energia elétrica, que se iniciou na década de 1990 em vários países e que hoje permite a praticamente qualquer consumidor produzir eletricidade e exportá-la para o sistema (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Do ponto de vista de mercado, a inserção de novos agentes é benéfica, pois incrementa a competição e aumenta a oferta de energia, pressionando a redução de preços. Todavia, o preço da eletricidade produzida por grandes geradores convencionais de energia, tais como grandes usinas hidráulicas, nucleares e térmicas, é tipicamente mais baixo, na maioria dos países, do que aquela produzida por pequenas fontes, reduzindo o ambiente competitivo (BOLLEN; HASSAN, 2011). Apesar desta característica negativa, fatores ambientais e operacionais impulsionam a introdução de pequenas fontes de energia elétrica.

Do ponto de vista ambiental, enquanto vários tipos de geração convencional contribuem para emissão de dióxido de carbono, um dos prováveis agentes para o tão discutido aquecimento global, fontes renováveis de energia, tais como solar e eólica, emitem quantidades consideravelmente menores de gases nocivos¹. Usinas hidrelétricas convencionais e nucleares não contribuem, de forma direta, para a emissão de dióxido de carbono tanto quanto as fontes baseadas em combustíveis fósseis. Todavia, o lixo nuclear resultante da operação das usinas nucleares e os grandes reservatórios das usinas hidrelétricas de grande porte produzem impacto sobre o meio ambiente de outras formas. Em função do apelo ambiental e da desvantagem de mercado associada às fontes de energia de pequeno porte, vários países têm criado mecanismos de incentivos econômicos para tornar atraentes as energias renováveis e de pequeno porte. Neste cenário, alguns países como Alemanha, Dinamarca e Espanha se destacam pelo sucesso dos mecanismos de incentivos aplicados (BORBELY; KREIDER, 2001).

Por fim, do ponto de vista operacional, em alguns países com economias em rápido crescimento como Brasil, África do Sul, Índia e em algumas regiões da América do Norte e da Europa, a margem entre o maior consumo e a geração potencial disponível é pequena. A construção de estações geradoras convencionais, comumente proposta nestas condições, não é mais facilmente aceitável tanto do ponto de vista político/ambiental, quanto em função do volume de investimentos e tempo de construção necessários (BOLLEN; HASSAN, 2011). No Brasil, por exemplo, a Usina Hidrelétrica de Belo Monte, cujo projeto original foi iniciado em 1975 e que desde então vem sofrendo pressões ambientais contra sua

¹Embora os gases nocivos não sejam emitidos na geração de energia elétrica por meio destas fontes, os mesmos são observados nos processos de fabricação dos componentes associados.

construção, teve como importante revisão de projeto a redução da área inundada de 1225km² para 516km² (ELETROBRÁS, 2009).

Em função destas limitações, a geração em pequena escala tem se mostrado uma alternativa. Mesmo que o custo de implantação possa ser superior ao custo proporcional em geração convencional, pelo fato dos investimentos poderem ser distribuídos entre muitos proprietários, os financiamentos podem ser aprovados com mais facilidade. Além disso, a implantação sequencial de geração em pequena escala disponibiliza energia ao longo do tempo, diferentemente de grandes empreendimentos convencionais que demandam dez anos ou mais para iniciar a geração de energia (BOLLEN; HASSAN, 2011). Outro fator, ainda do ponto de vista operacional, que impulsiona a busca por fontes alternativas de energia é a dependência de um mesmo insumo para a produção de energia elétrica, uma vez que na escassez temporária de tal insumo tem-se um crise energética instaurada. No Brasil, as crises energéticas de 2001 e 2014 demonstraram a vulnerabilidade do sistema de energia elétrica em função da dependência do regime hidrológico.

Na crise energética de 2001, o governo federal propôs e sancionou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, por meio da qual a Medida Provisória 2.198-5 de 24 de Agosto de 2001 foi criada. Dentre as medidas propostas para o enfrentamento da crise estava a diversificação da matriz energética (Presidência da República, 2001). Por sua vez, na crise de 2014 o governo federal demonstrou novamente interesse por fontes de energia de pequeno porte e que podem ser rapidamente incorporadas à matriz energética. Por meio da Portaria n° 44 de 10 de Março de 2015 (MME, 2015), o Ministério de Minas e Energia (MME) propôs que os agentes de distribuição de energia elétrica incentivassem a geração própria nas unidades consumidoras. Em 8 de Dezembro de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa n° 690 (ANEEL, 2015b), regulamentando o disposto na Portaria MME n° 44 e permitindo a conexão de motogeradores acionados a diesel ou a gás natural nas redes de distribuição em paralelismo permanente, os quais seriam remunerados pela média semanal do Custo Marginal de Operação (CMO).

Embora as Chamadas Públicas realizadas pelas distribuidoras de energia elétrica em cumprimento a Resolução Normativa ANEEL n° 690 (ANEEL, 2015b) tenham tido baixa aderência junto ao mercado, este mecanismo de incentivo à geração própria demonstra a intenção clara do MME em ampliar a participação de fontes de pequeno porte na matriz energética brasileira. Além deste mecanismo, desde a publicação da Resolução Normativa n° 482 (ANEEL, 2012) pela ANEEL, em 17 de Abril de 2012, fontes de energia de pequeno porte têm sido conectadas nas redes de distribuição através do sistema de compensação de energia elétrica. Com a publicação da Resolução Normativa n° 687 (ANEEL, 2015a) pela ANEEL, em 24 de Novembro de 2015, o sistema de compensação de energia elétrica foi ampliado e fontes de energia de maior capacidade puderam ser conectadas através deste sistema, representando um importante incentivo para a conexão destas fontes.

As terminologias utilizadas para referenciar esses novos tipos de geração diferem: “cogeração”, “geração distribuída”, “geração em pequena escala”, “geração de pequeno porte”, “fontes renováveis de energia elétrica” são alguns exemplos (BOLLEN; HASSAN, 2011). De fato, a própria definição deste conceito não é uma unanimidade mundial (JENKINS et al., 2000; ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001). Neste trabalho o termo GD será utilizado para denominar a geração de energia elétrica, baseada em fontes de energia renováveis ou não, em níveis de subtransmissão e distribuição, podendo ser de pequeno porte e que não é despachada de forma centralizada. Com relação às tecnologias utilizadas para a conexão de GD, é de comum acordo que na maioria dos países predomina a conexão via dispositivos de eletrônica de potência, uma vez que muitas das fontes primárias não produzem energia elétrica através de máquinas síncronas ou de indução (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004). Contudo, alguns países como Brasil, China e Japão apresentam GD composta em sua maioria por geradores síncronos (GRANVILLE et al., 2009; SHINJI; YOKOYAMA; HAYASHI, 2009; WANG; ZHONG, 2009).

O breve histórico apresentado até aqui ilustrou quão complexos o projeto e a operação dos SEE se tornaram. Sobretudo, é possível observar que condições semelhantes, em especial os baixos investimentos em novos empreendimentos de geração e transmissão de grande porte por diversos motivos, levaram os sistemas a operarem cada vez mais próximos dos limites operativos e a apresentarem comportamentos até então não observados (colapsos de tensão a partir da década de 1980), além de fontes de energia e formas de conexão até então pouco utilizadas (GD a partir da década de 1990). Em função disso, analisar a estabilidade de tensão dos SEE atuais considerando a presença de GD possui elevada relevância e, acima de tudo, conformidade com o contexto atual dos SEE.

Do ponto de vista operacional, é consensual que a operação de geradores distribuídos seja rigorosamente normatizada, de modo que qualquer perturbação que produza impacto significativo sobre estes geradores retire-os obrigatoriamente do sistema. Tal condição decorre da operação não centralizada da GD, de modo que os operadores dos SEE não possuem controle e, em geral, conhecimento sobre a quantidade de GD no sistema em tempo real. Todavia, é inegável que com a maior participação de geradores distribuídos nos SEE, estes passaram a contribuir para questões até então desprezadas, tais como o auxílio na estabilidade e restauração dos SEE (SALIM, 2011).

Em 2006, por exemplo, um blecaute ocasionado por uma importante linha de transmissão no sistema elétrico italiano afetou grande parte da Europa e mais de 15 milhões de pessoas. Uma das principais conclusões resultantes da análise do evento é que o desligamento da GD colaborou para o colapso do sistema, ou, de forma complementar, que as proporções do blecaute poderiam ser menores se os geradores distribuídos permanecessem conectados após a perturbação (UCTE, 2007). Este evento demonstra a importância e sobretudo a necessidade de estudos sistêmicos que considerem a presença de GD, bem como os procedimentos de operação, esquemas de proteção e controle destes geradores.

Conforme esperado, diversos trabalhos têm sido realizados no sentido de entender os fenômenos associados à estabilidade de tensão de sistemas de grande porte na presença de geradores distribuídos. Contudo, muitos destes trabalhos analisam apenas um pequeno sistema de distribuição de energia elétrica de forma detalhada, enquanto modelam o sistema de grande porte por uma barra infinita (ARAUJO; PRADA, 2013; TECHAMERICA, 2011; ABRI; EL-SAADANY; ATWA, 2011; RAMOS; TAVARES; SENA, 2012; LONDERO; AFFONSO; NUNES, 2009; HA; SAHA, 2004; MAHMOUD; ABDEL-AKHER; AHMED, 2010; YANG et al., 2013; ALONSO; AMARIS, 2009; VIAWAN, 2008). Tal abordagem é simplificada, pois contingências no sistema de grande porte não podem ser avaliadas, uma vez que tal sistema é modelado por uma barra infinita. Alguns poucos trabalhos modelam o sistema de grande porte (ou uma porção deste) (CHEN; MALBASA; KEZUNOVIC, 2013; ALPCAN; SAHA; ALDEEN, 2014; MEEGAHAPOLA; LITTLER, 2015). Contudo, os trabalhos citados realizam análises estáticas, as quais não são capazes de representar todos os mecanismos envolvidos nos processos de instabilidade de tensão. Ainda conforme esperado, a maioria dos trabalhos que consideram as dinâmicas associadas à GD estão relacionados a fontes baseadas em energia eólica e/ou solar.

De um modo geral, na literatura atual tanto aqueles trabalhos que avaliam o exclusivamente a GD conectada ao sistema de distribuição quanto aqueles que avaliam seu potencial impacto sobre a operação do sistema de grande porte, têm como principal desvantagem o fato de não realizarem análises do ponto de vista dos operadores, ou seja, de um ponto de vista sistêmico e dinâmico. Em função disso, aspectos relevantes não são avaliados, tais como o desconhecimento da parcela de geração distribuída presente nos SEE e, sobretudo, os riscos associados ao desligamento massivo de GD, especialmente frente a condições adversas do sistema de grande porte. A pesquisa apresentada em (WALLING; MILLER, 2002) realiza a análise sistêmica supracitada, indicando inclusive que o desligamento indiscriminado de geradores distribuídos em função de contingências no sistema de grande porte pode conduzir o sistema a um colapso de tensão. Embora estes resultados reforcem a necessidade e a importância de uma avaliação sistêmica, poucas informações são fornecidas sobre as condições nas quais tais resultados foram obtidos, principalmente sobre as características dinâmicas dos geradores distribuídos e a proximidade entre o ponto de operação avaliado e o ponto de colapso de tensão do sistema analisado.

Por sua vez, a pesquisa realizada em (BAEK, 2014) reconhece a importância da presença de GD para a operação de SEE e, em função disso, os autores propõem uma estratégia de controle aplicada às máquinas de grande porte com o intuito de incrementar a estabilidade transitória e de tensão frente a modificações abruptas e suaves² no fornecimento de energia elétrica por meio de geradores distribuídos. Embora essa pesquisa tenha obtido resultados positivos na aplicação da estratégia de controle proposta, tal estratégia foi avaliada apenas

²As variações suaves avaliadas nesse trabalho estão associadas às condições de operação da GD, visto que esta é considerada plenamente como eólica e que, portanto, depende do regime de ventos.

para condições artificiais de desligamento dos geradores distribuídos e não como uma consequência de um distúrbio no sistema de grande porte. De qualquer maneira, o maior questionamento associado ao trabalho de (BAEK, 2014) é a atribuição da responsabilidade em minimizar os efeitos causados pela operação não centralizada da GD aos geradores de grande porte e, conseqüentemente, aos operadores do sistema. O projeto e ajuste de tal estratégia de controle pode apresentar elevada complexidade e, mais do que isso, não ser válida para todas as condições operativas, especialmente frente ao desligamento massivo de geradores distribuídos por condições adversas do sistema de grande porte.

Em função do exposto até aqui, fica evidente a existência de muitos aspectos ainda em aberto no sentido de identificar o impacto da GD na estabilidade de tensão de SEE, especialmente do ponto de vista dos operadores do sistema de grande porte e quando os geradores distribuídos são na maioria síncronos. Fica claro também que muito do que tem sido feito em termos de pesquisa não considera a possibilidade da GD colaborar de forma ativa no incremento ou na manutenção da estabilidade de tensão, sobretudo frente a contingências no sistema de grande porte que podem levar ao desligamento de geradores distribuídos. É nesse contexto que a presente tese se insere.

1.1 Objetivos

Com base no contexto apresentado, os objetivos desta pesquisa de doutorado são:

- ❑ Propor abordagens para a avaliação de sistemas de energia elétrica de grande porte operando em conjunto com geradores síncronos distribuídos de pequeno porte, incluindo os esquemas de controle e proteção dos mesmos;
- ❑ Avaliar o impacto da desconexão de geradores síncronos distribuídos (causada por distúrbios no sistema de grande porte) na estabilidade de tensão de curto prazo, considerando a modelagem completa dos geradores distribuídos, incluindo estratégias de controle e esquemas de proteção que atendam às especificações técnicas atuais para a conexão de GD no Brasil;
- ❑ Propor uma metodologia de avaliação dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) para geradores síncronos distribuídos, a fim de que a desconexão destes geradores frente a contingências sistêmicas seja evitada.

1.2 Estrutura do Texto

O texto está estruturado de modo que os elementos necessários para compreensão do fenômeno de estabilidade de tensão, bem como para a avaliação deste na presença de geradores síncronos distribuídos, sejam melhor entendidos. Na sequência são apresentados os capítulos que compõem o texto:

- ❑ **Capítulo 2** - *Estabilidade de Tensão*: Neste capítulo serão apresentados os conceitos básicos sobre o fenômeno da estabilidade de tensão, bem como uma revisão sobre os parâmetros e métodos de avaliação;
- ❑ **Capítulo 3** - *Inserção da Geração Distribuída no Problema de Estabilidade de Tensão de Curto Prazo*: Neste capítulo os conceitos básicos de geração distribuída e uma revisão de literatura sobre a influência da geração distribuída no problema de estabilidade de tensão serão apresentados. Adicionalmente, um modelo simplificado de rede de distribuição será avaliado no sentido de permitir a avaliação conjunta do sistema de grande porte analisado e dos geradores síncronos distribuídos. Por fim, a influência dos geradores síncronos distribuídos no problema de estabilidade de tensão de curto prazo será avaliada e os resultados obtidos serão discutidos;
- ❑ **Capítulo 4** - *Flexibilização dos Ajustes da Função de Proteção de Subtensão dos Geradores Síncronos Distribuídos*: Neste capítulo os problemas apontados no Capítulo 3 em termos da desconexão massiva de geradores síncronos distribuídos frente a contingências sistêmicas, em função da atuação da função de proteção de subtensão, serão discutidos e alternativas de solução para estes problemas serão propostas;
- ❑ **Capítulo 5** - *Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Ajuste da Função de Proteção de Subtensão para Geradores Síncronos Distribuídos*: Neste capítulo uma metodologia será proposta para a avaliação dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão para geradores síncronos distribuídos. Esta metodologia será aplicada ao sistema teste analisado na presente pesquisa, a fim de verificar a robustez dos resultados e conclusões apresentadas nos Capítulos 3 e 4;
- ❑ **Capítulo 6** - *Conclusões e Perspectivas Futuras de Desenvolvimento*: Este capítulo apresenta as principais conclusões da pesquisa, bem como elenca as perspectivas futuras de desenvolvimento no sentido de melhor identificar a influência da geração distribuída, sobretudo em termos da desconexão desta frente a contingências sistêmicas, no comportamento de sistemas de energia elétrica de grande porte;
- ❑ **Apêndice A** - *Modelo de Distribuição Proposto - Resultado Simulações*: Apresenta os resultados das simulações realizadas na avaliação do modelo simplificado de rede de distribuição proposto na presente pesquisa;

- ❑ **Apêndice B** - *Cálculo de Queda de Tensão em Alimentador Considerando Distribuição Uniforme de Carga*: Apresenta os cálculos associados à determinação da queda de tensão no final e no meio de alimentadores de distribuição;
- ❑ **Apêndice C** - *Sistema de Energia Elétrica Utilizado para Testes - Dados*: Apresenta a descrição do sistema de energia elétrica de grande porte utilizado no desenvolvimento desta pesquisa;
- ❑ **Apêndice D** - *Sistema de Energia Elétrica Utilizado para Testes - Ponto de Operação*: Apresenta os aspectos associados à segurança sistêmica do sistema de energia elétrica de grande porte e o ponto de operação utilizado no desenvolvimento desta pesquisa.

Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão de SEE está associada à capacidade de manutenção das tensões em todas as barras do sistema em níveis aceitáveis, tanto em condições normais de operação como após alguma perturbação. Por outro lado, a instabilidade de tensão se manifesta na forma de diminuição ou elevação progressiva e descontrolada da tensão de algumas barras do sistema, em função de alguma perturbação, acréscimo de carga ou mudança na topologia do sistema (KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994). De forma simplificada, a instabilidade de tensão deriva da tentativa das cargas dinâmicas em restaurar a energia consumida para além da capacidade de transferência do sistema combinado de geração e transmissão (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Enquanto a instabilidade de tensão é um fenômeno essencialmente local, o termo “colapso de tensão” define um fenômeno mais complexo, que pode ser o resultado final de uma série de eventos associados a instabilidades de tensão e afetar parte significativa do sistema (KUNDUR, 1994; VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Inicialmente vistos como problemas de regime permanente, a instabilidade e o colapso de tensão eram avaliados por meio de ferramentas estáticas. De fato, um relatório do CIGRÉ de 1987 recomendou métodos de análise baseados em modelos estáticos (CIGRÉ Working Group 38.01, 1987). Todavia, a capacidade máxima de transmissão de SEE, determinada do ponto de vista estático, não é necessariamente o limite de estabilidade de tensão, que deve ser avaliado como um processo dinâmico. A própria palavra “estabilidade” está associada à análise de sistemas dinâmicos (TAYLOR, 1994).

É bem estabelecido nos sistemas de corrente alternada dominados por reatâncias indutivas (assim como são tipicamente SEE) que há uma relação próxima entre controle da magnitude de tensão e potência reativa. Contudo, este acoplamento, assim como aquele entre potência ativa e diferença angular, é válido normalmente para condições normais de operação e não pode ser estendido para condições extremas de carregamento, típicas de cenários de instabilidade de tensão. Certamente a potência reativa não é o único parâmetro de avaliação do problema de instabilidade de tensão, mas compartilha o papel principal com a potência ativa (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Em SEE complexos, existem vários fatores que influenciam a estabilidade e o colapso de tensão, tais como a robustez do sistema de transmissão, o nível de transferência de potência, características das cargas, limitadores de sobreexcitação de geradores, características dos dispositivos de compensação, entre tantos outros. Em alguns casos, a análise de estabilidade de tensão é agravada ainda pela falta de coordenação das ações de vários sistemas de controle e proteção. Em função disso, classificar a estabilidade de tensão em grupos com características semelhantes se mostra interessante, no sentido de colaborar para a realização de análises (KUNDUR, 1994). No presente trabalho, a classificação apresentada na sequência será adotada.

Estabilidade de tensão a pequenas perturbações: é a capacidade de um sistema em manter o perfil de tensão constante em regime permanente sob pequenas variações típicas de carga e/ou geração ou na remoção de elementos pouco significativos. Esta forma de estabilidade é determinada pelas características das cargas e dos esquemas de controles para um dado instante de tempo. Este conceito é interessante, pois determina como as tensões do sistema irão se comportar frente a uma pequena mudança no sistema. Por possuir natureza de regime permanente, ferramentas estáticas podem ser utilizadas em sua análise (KUNDUR, 1994);

Estabilidade de tensão a grandes perturbações: é a capacidade de um sistema em controlar as tensões após um grande distúrbio como, por exemplo, uma falta no sistema ou um deligamento de geradores. Essa forma de estabilidade está associada à análise das dinâmicas não-lineares por um período de tempo suficiente para que dispositivos como *Load Tap Changers* (LTCs) e *Overexcitation Limiters* (OELs) de geradores possam atuar. A escala de tempo desta análise se estende desde poucos segundos até dezenas de minutos (KUNDUR, 1994);

Estabilidade de tensão de curto prazo: está associada à característica dinâmica de dispositivos que restauram rapidamente a potência consumida pelas cargas na escala de tempo de segundos. Exemplos destes componentes são motores de indução, cargas controladas eletronicamente e conexões via *High-Voltage Direct Current* (HVDC) (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Por pertencer à mesma escala de tempo da estabilidade transitória, algumas vezes a distinção entre estes dois fenômenos em sistemas malhados se torna difícil (VOURNAS; SAUER; PAI, 1996);

Estabilidade de tensão de longo prazo: está associada à escala de tempo de vários minutos, na qual ocorre a atuação de dispositivos lentos tais como os LTCs, OELs de geradores, proteções de sobrecarga de linhas e transformadores, entre outros (TAYLOR, 1994). Em algumas análises desta forma de estabilidade, as dinâmicas associadas aos fenômenos de curto prazo são tomadas como estáveis e aproximadas pelo regime permanente equivalente (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Neste capítulo serão apresentados na Seção 2.1 os conceitos básicos quantitativos relacionados ao problema de estabilidade de tensão do ponto de vista estático, utilizando um sistema simples de duas barras. Na Seção 2.2, os conceitos básicos do ponto de vista dinâmico serão apresentados. Na Seção 2.3, os mecanismos básicos de instabilidade de tensão serão apresentados em função da escala de tempo associada. Da mesma forma, na Seção 2.4 serão apresentadas as características gerais dos métodos de análise utilizados na literatura. Por sua vez, a Seção 2.5 apresenta as diretrizes e critérios para estudos de estabilidade de tensão no Brasil e, por fim, a Seção 2.6 apresenta as considerações finais.

2.1 Conceitos Básicos do Ponto de Vista Estático

O problema de estabilidade de tensão tem sido apresentado até aqui, de forma qualitativa, em termos da capacidade máxima de transferência do sistema combinado de geração e transmissão e sua relação com tensão. Nesta seção, serão apresentadas noções quantitativas básicas sobre estes aspectos, utilizando para tanto um sistema formado por uma carga simples conectada a um barramento infinito, tal como ilustrado na Figura 2.1. Embora simplista, esta abordagem permite diversas derivações que proporcionam melhores perspectivas sobre o problema de estabilidade de tensão (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Figura 2.1: Sistema de carga única conectada a barramento infinito - Circuito de Representação - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998)

No sistema ilustrado na Figura 2.1, a linha de transmissão é representada pelo modelo *pi* de linhas, no qual R é a resistência e X é a reatância série. Por simplicidade, a capacitância da linha foi desprezada. Desse modo, a impedância da linha é:

$$Z = R + jX \quad (2.1)$$

A força eletromotriz E e a impedância Z , indicadas na Figura 2.1, podem ser interpretadas como sendo o equivalente de Thévenin visto por uma determinada barra do sistema (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Na sequência, os conceitos básicos associados à capacidade máxima de transferência de potência, comportamento das tensões, relação entre tensão e potência das cargas e margem de segurança, associados ao sistema ilustrado na Figura 2.1, serão apresentados.

2.1.1 Capacidade Máxima de Transferência de Potência

Tal como exposto anteriormente, a instabilidade de tensão resulta da tentativa das cargas em extrair mais potência do que pode ser entregue pelo sistema combinado de geração e transmissão, ou seja, a capacidade máxima de transferência. Em função disso, é de fundamental importância a determinação de tal capacidade ou, em termos do sistema da Figura 2.1, a potência máxima que pode ser absorvida pelo terminal receptor (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Como abordagem inicial, a característica da carga será admitida como impedância constante, tal como descrito pela Equação (2.2) em que R_l e X_l são a parte resistiva e reativa da carga, respectivamente.

$$Z_l = R_l + jX_l \quad (2.2)$$

Dessa forma, tem-se como corrente elétrica e potência ativa consumida pela carga as expressões apresentadas nas Equações (2.3) e (2.4), respectivamente. Nestas equações, o traço sobre as grandezas relacionadas a tensão e corrente representa notação fasorial.

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{(R + R_l) + j(X + X_l)} \quad (2.3)$$

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + X_l)^2} \quad (2.4)$$

Para a determinação da capacidade máxima de transferência, as seguintes condições devem ser atendidas:

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0 \quad (2.5a)$$

$$\frac{\partial P}{\partial X_l} = 0 \quad (2.5b)$$

Aplicando as condições (2.5) na Equação (2.4), as seguintes expressões são obtidas:

$$(R + R_l)^2 + (X + X_l)^2 - 2R_l(R + R_l) = 0 \quad (2.6a)$$

$$-R_l(X + X_l) = 0 \quad (2.6b)$$

Finalmente, a solução desse sistemas de equações, considerando a restrição de $R_l \geq 0$, é única e vale:

$$R_l = R \quad (2.7a)$$

$$X_l = -X \quad (2.7b)$$

Em notação complexa, pode-se reescrever a Equação (2.7) como:

$$Z_l = Z^* \quad (2.8)$$

Nessas condições, a potência consumida pela carga é máxima quando a impedância desta equivale ao complexo conjugado da impedância da linha. Desse modo, a impedância vista pela fonte de tensão é $2R$ e não há circulação de potência reativa pelo sistema. Nessas condições, a potência consumida pela carga e a tensão sobre esta são:

$$P_{maxP} = \frac{E^2}{4R} \quad (2.9)$$

$$V_{maxP} = \frac{E}{2} \quad (2.10)$$

Como definição, o subscrito “ $maxP$ ” indica que o valor da grandeza avaliada se dá na condição de máxima transferência de potência.

As conclusões obtidas até aqui não são amplamente adequadas para os SEE típicos, nos quais as partes resistivas das linhas de transmissão podem ser negligenciadas quando comparadas aos valores das partes reativas das mesmas. Nessas condições, ao mesmo tempo que a resistência na condição de máxima transferência de potência tende a zero (Equação (2.7a)), a potência ativa consumida pela carga tende ao infinito (Equação (2.9)), o que não representa a realidade (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Quando o fator de potência ($\cos \phi$) das cargas é conhecido, um novo conjunto de restrições é obtido. Neste caso, a impedância da carga pode ser descrita tal como indicado na Equação (2.11).

$$Z_l = R_l + jX_l = R_l + jR_l \tan \phi \quad (2.11)$$

Em função desta restrição, apenas a variável R_l possui grau de liberdade. Assim, aplicando as mesmas condições utilizadas anteriormente, a expressão (2.14) indica a condição na qual a potência consumida pela carga é máxima:

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{(R + R_l) + j(X + R_l \tan \phi)} \quad (2.12)$$

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + R_l \tan \phi)^2} \quad (2.13)$$

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0 \Rightarrow (R^2 + X^2) - R_l^2 (1 + \tan^2 \phi) = 0 \quad (2.14)$$

De forma equivalente, em notação complexa:

$$|Z_l| = |Z| \quad (2.15)$$

Na condição de máximo consumo de potência pela carga, a resistência e reatância desta são:

$$R_{l_{maxP}} = |Z| \cos \phi \quad (2.16a)$$

$$X_{l_{maxP}} = |Z| \sin \phi = R_{l_{maxP}} \tan \phi \quad (2.16b)$$

Com fator de potência constante, a potência consumida pela carga é máxima quando a impedância desta é igual em módulo à impedância da linha (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). A Figura 2.2 ilustra o comportamento da potência consumida pela carga, bem como a tensão e corrente nesta, em função de sua resistência, considerando fator de potência constante.

Na Figura 2.2 é possível observar que para impedâncias superiores a $R_{l_{maxP}}$, o decaimento da impedância da carga está associado ao incremento da potência consumida pela carga, enquanto que para impedâncias menores a $R_{l_{maxP}}$, o decaimento de R_l implica no comportamento oposto. Em função disso, comportamentos instáveis podem ser observados no último cenário pois, caso haja algum mecanismo de recuperação da potência consumida pela carga, a tentativa de aumento de potência, ou seja, de redução do valor de R_l , conduz à redução de potência consumida e, conseqüentemente, à instabilidade.

Figura 2.2: Comportamento de P, V e I em função de R_l para transmissão sem perdas ($R = 0$) e fator de potência constante ($\tan \phi = 0,2$) - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998) e (TAYLOR, 1994)

Como última aproximação, as perdas da linha de transmissão serão desprezadas, ou seja, $R = 0$. Nessas condições e sobre a hipótese de fator de potência constante, a impedância da carga na condição de máxima transferência de potência é:

$$R_{l_{maxP}} = X \cos\phi \quad (2.17)$$

Desse modo, a potência ativa, a reativa e a tensão no terminal da carga são descritas pelas Equações (2.18), (2.19) e (2.20), respectivamente.

$$P_{maxP} = \frac{\cos\phi}{1 + \sin\phi} \frac{E^2}{2X} \quad (2.18)$$

$$Q_{maxP} = \frac{\sin\phi}{1 + \sin\phi} \frac{E^2}{2X} \quad (2.19)$$

$$V_{maxP} = \frac{E}{\sqrt{2} \sqrt{1 + \sin\phi}} \quad (2.20)$$

Por meio das Equações (2.9) e (2.18) é possível observar que a capacidade máxima de transferência depende apenas dos parâmetros do sistema, ou seja, independe do comportamento da carga com a tensão. Em outras palavras, a modelagem da carga como impedância constante realizada no início do desenvolvimento desta seção em nada influencia, nas condições apresentadas, a capacidade máxima de transferência. Em função disto, é possível relacionar a capacidade máxima de transferência com as expressões de fluxo de potência associadas ao sistema da Figura 2.1 (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Considerando perdas nulas na linha de transmissão, a potência complexa absorvida pela carga é dada pela Equação (2.22).

$$\bar{V} = \bar{E} - jX \bar{I} \quad (2.21)$$

$$S = P + jQ = \bar{V} \bar{I}^* = \bar{V} \frac{\bar{E}^* - \bar{V}^*}{-jX} = \frac{j}{X} (E V \cos\phi + jE V \sin\phi - V^2) \quad (2.22)$$

Em que V e ϕ são a magnitude e abertura angular da tensão na barra da carga, de modo que $\bar{V} = V \angle \phi$. A potência complexa pode ser decomposta nas Equações (2.23) e (2.24), que representam a potência ativa e reativa drenadas pela carga, respectivamente.

$$P = - \frac{E V}{X} \sin\phi \quad (2.23)$$

$$Q = - \frac{V^2}{X} + \frac{E V \cos\phi}{X} \quad (2.24)$$

Estas equações são geralmente resolvidas em relação a V e ϕ , para valores conhecidos de P e Q . Em contrapartida, para a condição de máxima capacidade de transferência, é necessário determinar os valores de P e Q de modo que exista apenas uma solução para tal conjunto de equações (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Desse modo, eliminando ϕ das Equações (2.23) e (2.24), a expressão (2.25) é obtida.

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.25)$$

Esta é uma equação de segunda ordem em relação à V^2 , cuja condição para solução é:

$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \geq 0 \quad (2.26)$$

De forma equivalente,

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0 \quad (2.27)$$

A igualdade da Equação (2.27) corresponde à parábola no plano (P,Q) apresentada na Figura 2.3 e conduz à solução única desta equação. Todos os pontos no interior desta parábola satisfazem esta inequação e levam a duas soluções de fluxo de potência, enquanto para aqueles fora da parábola não existe solução real (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Figura 2.3: Domínio de existência das equações de fluxo de carga - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998)

A parábola ilustrada na Figura 2.3 representa os pontos de máxima potência, seja para consumo (valor negativos de P) ou para injeção de potência ativa (valor positivos de P). É possível observar ainda que qualquer potência ativa pode ser consumida desde que seja injetada potência reativa suficiente na barra de carga. Por outro lado, a potência reativa da carga nunca pode exceder $\frac{E^2}{4X}$, tal como indicado na Figura 2.3 para potência ativa nula. Estas diferenças em termos de restrições estão associadas à natureza indutiva do sistema e ilustram a dificuldade na transmissão de grandes quantidades de potência reativa (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

2.1.2 Comportamento das Tensões

Assim como a Capacidade Máxima de Transferência de Potência, a análise do comportamento das tensões do sistema também possui fundamental importância na compreensão do problema de estabilidade de tensão. Um exemplo disto é que diversos elementos do sistema estão associados a esquemas de proteção influenciados pelo nível de tensão ao qual estão submetidos, seja de forma direta (tais como relés de subtensão de geradores e carga) ou indireta (tais como OELs de geradores).

Considerando que as condições da Equação (2.27) são atendidas, a Equação (2.26) possui duas soluções em termos da tensão na barra da carga, as quais são dadas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q}} \quad (2.28)$$

Em função da potência ativa e reativa da carga, a Equação (2.28) define a superfície tridimensional mostrada na Figura 2.4 no espaço (P, Q, V) . A parte superior desta superfície corresponde à solução de sinal positivo na Equação (2.28) e é conhecida como solução de alta tensão. Por sua vez, a parte inferior corresponde a solução com sinal negativo e é conhecida como solução de baixa tensão (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

A partir da superfície da Figura 2.4 algumas projeções podem ser obtidas e analisadas. A mais conhecida destas é a projeção sobre o plano (P, V) , que ilustra o comportamento da tensão na carga com a potência ativa. As curvas obtidas são referenciadas geralmente como curvas PV ou “curvas nariz” (do inglês, *nose curves*), e estão apresentadas na Figura 2.5. Estas curvas desempenham um papel importante na compreensão do problema de estabilidade de tensão.

Com relação às curvas PV, tem-se que para uma dada potência ativa da carga, menor do que a fisicamente admissível, existem duas soluções de tensão: uma de alta tensão e baixa corrente e outra de baixa tensão e alta corrente. A primeira corresponde às condições normais de operação com a tensão próxima à tensão de geração. A operação na segunda solução, por sua vez, não é aceitável pois, além da possibilidade de comportamentos instáveis, estes pontos estão geralmente associados a tensões muito abaixo das nominais. Ambos pontos de operação estão associados às análises realizadas com base na Figura 2.2.

Figura 2.4: Tensão em função da potência ativa e reativa da carga - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998)

Figura 2.5: Curvas PV - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998), (KUNDUR, 1994) e (TAYLOR, 1994)

Conforme a carga é compensada, ou seja, $\tan\phi$ diminui, a máxima capacidade de transferência e a tensão na qual esse ponto crítico de operação ocorre aumentam. Esta última condição é perigosa, pois a capacidade máxima de transferência pode ser alcançada para níveis de tensão próximos ao nominal, o que prejudica, sem análise prévia, a identificação da condição de estresse do sistema (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Além das curvas PV, existem as curvas QV (obtidas à partir da projeção no plano (Q,V)), as curvas SV (tomando a potência aparente como abscissa), as curvas QV para potência ativa constante e as curvas PV sob potência reativa constante. Embora estas curvas estejam associadas a grandezas diferentes, todas possuem formato semelhante ao das curvas PV na Figura 2.5. Além disso, a projeção dos limites das curvas da Figura 2.4 no plano (P,Q) coincide com a parábola da Figura 2.3 (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

2.1.3 Características da Carga

A capacidade máxima de transferência tem sido definida neste trabalho até então de forma estática, independente da característica da carga e em termos da potência consumida por esta. De fato, a superfície (P,Q,V) ilustrada da Figura 2.4 indica os possíveis pontos de operação de um sistema em regime permanente. Por sua vez, o comportamento da potência consumida pelas cargas pode ser modelado como dependente da tensão e frequência a qual as mesmas estão submetidas (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Neste trabalho, apenas a variação com a tensão será avaliada. As Equações (2.29) indicam uma forma geral para o comportamento da potência consumida por uma carga em função da tensão e de uma variável independente z , conhecida como demanda de carga.

$$P = P(V, z) \quad (2.29a)$$

$$Q = Q(V, z) \quad (2.29b)$$

Para uma dada demanda z , as Equações (2.29) definem uma curva no espaço (P,Q,V) do ponto de vista da carga, a qual é conhecida como **característica da carga**. As interseções dessa curva com os possíveis pontos de operação definidos na Figura 2.4, indicam os pontos de operação do sistema para a demanda z especificada. Conforme a demanda z varia, os pontos de operação também variam, de modo que a sequência desses pontos para todos os valores de z definem o que é conhecido como **característica da rede** no espaço (P,Q,V) (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Um modelo de carga amplamente utilizado é o modelo exponencial, definido pelas Equações (2.30), nas quais o subscrito “0” indica o valor das grandezas para $z = 1$.

$$P = z P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (2.30a)$$

$$Q = z Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (2.30b)$$

Em função desse modelo de carga, fica evidente que o comportamento do fator de potência da carga em função da tensão depende do comportamento individual da parcela ativa e da parte reativa. Em outras palavras, em termos das Equações (2.30), é possível observar como o fator de potência depende da combinação dos parâmetros α e β . Desse modo, a característica da rede é equivalente às curvas apresentadas nas Figuras 2.4 e 2.5 somente se os parâmetros α e β forem iguais, condição na qual o comportamento de fator de potência da carga é constante com a variação de tensão.

2.1.4 Margem de Segurança

Do ponto de vista operacional de SEE, uma vez que o sistema opere em uma condição estável, é de fundamental importância conhecer qual a distância entre o ponto de operação atual e o limite de estabilidade. Este conceito define, de modo genérico, a **margem de segurança** do ponto de vista de estabilidade de tensão, a qual pode ser utilizada como uma condição limite na operação de SEE (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998; TAYLOR, 1994).

A margem de segurança reflete a condição de estresse do sistema e, de certa forma, fornece indicativos que devem ser observados e controlados pelos operadores do sistema como, por exemplo, o redespacho da geração. Na prática, uma margem de segurança é uma medida de proximidade atrelada a uma direção de crescimento de carga, podendo ser avaliada em condições pré-perturbação e/ou pós-perturbação. A avaliação de margens de segurança é particularmente necessária em ambiente de livre mercado dos SEE, o que ocorre em um número crescente de países (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). A Figura 2.6 ilustra a margem de segurança do sistema a partir de um ponto de operação genérico.

Figura 2.6: Margem de segurança entre ponto de operação genérico e capacidade máxima de transferência - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998) e (TAYLOR, 1994)

2.2 Conceitos Básicos do Ponto de Vista Dinâmico

Embora a avaliação do problema de estabilidade de tensão sob conceitos estáticos seja ilustrativa, tal abordagem não é capaz de representar todos os fenômenos associados a este problema. Um vez que os SEE são sistemas dinâmicos, é esperado que o problema de estabilidade de tensão seja avaliado como um processo dinâmico (TAYLOR, 1994). De modo genérico, os SEE podem ser descritos para o estudo de estabilidade por um modelo matemático formado por um sistema de equações algébrico-diferenciais, tal como indicado nas Equações (2.31) (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.31a)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.31b)$$

Na Equação (2.31) $\mathbf{x}$ é o vetor das variáveis de estado e $\mathbf{y}$ é o vetor de variáveis algébricas. O problema de estabilidade de tensão do ponto de vista dinâmico envolve uma vasta gama de componentes do sistema e ações de controle, cujas características dinâmicas possuem escalas de tempo variando da ordem de menos de um segundo até dezenas de minutos (TAYLOR, 1994). A Figura 2.7 apresenta a escala de tempo de alguns componentes e de ações de controle típicas de SEE.

Figura 2.7: Escalas de tempo de alguns componentes e de ações de controle típicas de SEE - adaptado de (TAYLOR, 1994)

Em função das características apresentadas na Figura 2.7, é possível classificar a dinâmica do sistema em dois grupos: as dinâmicas de curto prazo e as dinâmicas de longo prazo. O primeiro grupo reúne os componentes e ações de controle com escala de tempo de até poucos segundos, enquanto o segundo grupo engloba aqueles com escala de tempo desde pouco segundos até dezenas de minutos (TAYLOR, 1994). Na Figura 2.7 os grupos supracitados também estão indicados.

Com isso, é possível reescrever a modelagem genérica de SEE representada pelas Equações (2.31), classificando as variáveis de estado em função da dinâmica associada, ou seja, curto e longo prazo. As Equações (2.32) apresentam esta modelagem de forma compacta, indicando ainda as características de tempo discreto de alguns componentes dos SEE (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}_c, \mathbf{z}_d(k)) \quad (2.32a)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}_c, \mathbf{z}_d(k)) \quad (2.32b)$$

$$\dot{\mathbf{z}}_c = \mathbf{h}_c(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}_c, \mathbf{z}_d(k)) \quad (2.32c)$$

$$\mathbf{z}_d(k+1) = \mathbf{h}_d(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{z}_c, \mathbf{z}_d(k)) \quad (2.32d)$$

Nesta modelagem, a Equação (2.32a) representa a resposta do sistema associada às dinâmicas de curto prazo e a Equação (2.32b) representa a resposta instantânea do sistema, ou seja, a resposta da rede. Por fim, as Equações (2.32c) e (2.32d) representam a resposta do sistema associada às dinâmicas de longo prazo de tempo contínuo e discreto, respectivamente. Com relação às variáveis envolvidas, $\mathbf{x}$ passa a ser o vetor das variáveis de estado exclusivamente de curto prazo, $\mathbf{y}$ permanece o vetor de variáveis algébricas, $\mathbf{z}_c$ é o vetor de variáveis de estado de longo prazo de tempo contínuo e $\mathbf{z}_d$ é o vetor de variáveis de estado de longo prazo de tempo discreto. A inclusão de variáveis discretas na modelagem é importante e está associada a eventos tais como o chaveamento de compensadores em derivação, a operação de LTCs, a ação de controles discretos, a atuação de OELs de geradores, entre outras (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Sendo assim, a análise da dinâmica de SEE pode ser realizada por meio de métodos numéricos de integração das parcelas diferenciais e discretas das Equações (2.32), enquanto as equações algébricas são tratadas como restrições. Embora tal avaliação demande um grande esforço computacional, por meio desta análise é possível observar a evolução no tempo de cada variável, bem como a atuação de dispositivos discretos e de proteção (KUNDUR, 1994). Com a capacidade computacional disponível atualmente, a avaliação do conjunto completo de equações que descreve o comportamento de SEE é viável. Contudo, a título de compreensão dos mecanismos de instabilidade de tensão, bem como para o desenvolvimento de métodos de análise dinâmicos mais rápidos, é vantajosa a decomposição de SEE em escadas de tempo (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998), tal como indicado na Figura 2.8 em termos das dinâmicas de curto e de longo prazo.

Figura 2.8: Decomposição em Escala de Tempo e Aproximação QSS - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998)

Na Figura 2.8 o Sistema Acoplado se refere às Equações (2.32), enquanto a aproximação do modelo de curto prazo é obtida admitindo-se $\mathbf{z}_c$ e $\mathbf{z}_d$ constantes, de modo que as Equações (2.32c) e (2.32d) não compõem este modelo, que é denominado de Dinâmica Aproximada de Curto Prazo. Por sua vez, a Aproximação *Quasi Steady-State* (QSS) das Dinâmicas de Longo Prazo consiste na substituição das equações dinâmicas de curto prazo pelas equações de equilíbrio correspondentes, admitindo-se que estas equações possuem escala de tempo infinitamente mais rápida do que as variáveis de longo prazo (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Os mesmos parâmetros de desempenho apresentados na seção anterior do ponto de vista estático também podem ser determinados do ponto de vista dinâmico. A capacidade máxima de transferência de potência, por exemplo, pode ser avaliada pelo incremento progressivo de carga em simulações no domínio do tempo tanto para o Sistema Acoplado quanto para a Aproximação QSS (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

2.3 Mecanismos Básicos de Instabilidade

Uma vez apresentados os conceitos básicos associados ao problema de estabilidade de tensão, é possível inferir sobre alguns mecanismos básicos de instabilidade. Com base na matemática apresentada até aqui, a instabilidade pode ser analisada tanto do ponto de vista estático quanto do ponto de vista dinâmico. Embora a abordagem estática seja ilustrativa e não represente o problema de estabilidade de tensão por completo, tal abordagem colabora para a compreensão de mecanismos típicos de instabilidade, vistos também do ponto de vista dinâmico. Em contrapartida, a abordagem dinâmica permite a compreensão de mecanismos de instabilidade mais complexos bem como a avaliação da sequência de eventos que conduziram o sistema à instabilidade.

2.3.1 Característica Composta Carga-Rede

Um pré-requisito básico para a estabilidade assintótica de um sistema é a existência de um ponto de equilíbrio. Nas condições apresentadas até aqui, um ponto de equilíbrio é dado pela interseção das características da carga e da rede. Desse modo, uma instabilidade pode surgir de modificações de parâmetros do sistema que conduzam ao desaparecimento de um equilíbrio, ou seja, de forma que a característica da carga não intercepte mais a da rede. O primeiro mecanismo de instabilidade ocorre por meio do aumento de parâmetro de demanda z de modo a modificar o ponto de equilíbrio até que não haja mais interseção entre as características de carga e de rede (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). As Figuras 2.9 e 2.10 ilustram esse fenômeno para o modelo de carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,0$ e $\alpha = \beta = 0,7$, respectivamente.

Figura 2.9: Mecanismo de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,0$ em função da demanda z - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998)

Figura 2.10: Mecanismo de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,7$ em função da demanda z - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998)

Assumindo um incremento suave da demanda z , é possível determinar o **limite de estabilidade do sistema** em função desse parâmetro. Tal limite é definido como o ponto no qual a característica da carga se torna tangente à característica da rede. Embora o limite de estabilidade do sistema coincida com a capacidade máxima de transmissão na Figura 2.9, essa condição nem sempre é válida, tal como indicado na Figura 2.10. De fato, a condição de coincidência entre o limite de estabilidade e a capacidade máxima deriva do comportamento constante da potência da carga com a tensão (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Figura 2.11: Mecanismo de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,0$ para uma grande perturbação - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998)

Um segundo mecanismo, ainda mais importante que o primeiro, é modificação da topologia do sistema em função de uma grande perturbação, tal como a perda de equipamentos de geração e/ou transmissão. No sistema ilustrado na Figura 2.1, uma grande perturbação corresponde ao decremento de E ou ao incremento de X . Na prática, a instabilidade ocorre quando a característica da carga não intercepta a característica da rede pós-perturbação. Assim como para o mecanismo anterior, a ausência de um ponto de interseção entre estas características resulta na ausência de um ponto de equilíbrio e, portanto, o sistema se comporta de forma instável (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). As Figuras 2.11 e 2.12 ilustram esse fenômeno para o modelo de carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,0$ e $\alpha = \beta = 0,7$, respectivamente.

Os mecanismos apresentados até aqui não envolvem a sequência de eventos que conduzem ao cenário instável. Para tal análise, é necessário considerar as características dinâmicas dos componentes do sistema, as quais podem revelar outras formas de instabilidade não previstas por avaliações puramente estáticas.

Figura 2.12: Mecanismo de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,7$ para uma grande perturbação - adaptado de (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998)

2.3.2 Instabilidade de Curto Prazo

A instabilidade de tensão de curto prazo ocorre no período imediatamente após a perturbação. O mecanismo principal desse tipo de instabilidade é a tendência da dinâmica das cargas em recuperar a potência consumida de forma rápida, tipicamente na escala de tempo da ordem de um segundo ou menos. Os elementos do sistema comumente associados a esta forma de instabilidade são os motores de indução e as conexões via HVDC com controle rápidos (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998; TAYLOR, 1994).

Um caso típico de instabilidade de tensão de curto prazo ocorre pela ausência de um

ponto de equilíbrio estável para motores de indução. Como consequência, os motores param e a tensão na rede entra em colapso. Esta condição pode ocorrer devido à ausência de interseção das curvas de torques mecânicos e elétricos dos motores de indução em função de um distúrbio que aumente a impedância total do sistema de transmissão. Nessas condições não existem pontos de equilíbrio e o sistema se torna rapidamente instável (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998; TAYLOR, 1994).

A instabilidade de tensão de curto prazo pode ocorrer ainda como consequência de um curto-circuito com elevado tempo de eliminação e para motores de indução com elevado carregamento. Nestas condições, caso os motores de indução desacelerem para além do ponto de equilíbrio instável, o torque mecânico se torna maior do que o torque elétrico e o motor é incapaz de recuperar sua velocidade, mesmo que o curto-circuito seja eliminado posteriormente (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Como visto, a ligação entre o comportamento de motores de indução e instabilidade de tensão de curto prazo é pertinente. De fato, para indústrias e/ou regiões do sistema em que existam quantidades significativas desses equipamentos, a estabilidade de tensão deve ser avaliada inclusive como uma questão de projeto do sistema (BOLLEN; HASSAN, 2011).

2.3.3 Instabilidade de Longo Prazo

Os mecanismos de instabilidade de longo prazo são semelhantes aos analisados do ponto de vista estático, contudo, as condições associadas a um evento instável no longo prazo envolvem as características dinâmicas dos elementos do sistema. Para a ocorrência de instabilidades de longo prazo, as dinâmicas de curto prazo devem ser estáveis ao longo da trajetória na qual as dinâmicas de longo prazo conduzem o sistema para a instabilidade. Caso contrário, o sistema poderá se tornar instável em função de dinâmicas de curto prazo instáveis desencadeadas por dinâmicas de longo prazo. Estas condições são as mesmas apresentadas na Seção 2.2 para a Aproximação QSS, na qual as dinâmicas rápidas são aproximadas pelas equações de equilíbrio correspondentes.

Um mecanismo típico de instabilidade de longo prazo, assim como para o ponto de vista estático, consiste na superação da capacidade máxima de transferência do sistema após uma grande perturbação, através da auto recuperação da potência das cargas ou da ação de LTCs (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998; KUNDUR, 1994). A ilustração desse fenômeno é semelhante àquela mostrada na Figura 2.9, quando as dinâmicas do sistema tendem ao regime permanente.

Quando existem ações corretivas disponíveis, que buscam alcançar um ponto de equilíbrio estável (como, por exemplo, chaveamentos de compensadores em derivação ou cortes de carga), a instabilidade de tensão pode se manifestar como uma variação do mecanismo anterior. Mesmo que as ações corretivas disponíveis sejam capazes de conduzir o sistema a uma condição estável, o tempo necessário para a aplicação ou mesmo para tomada de decisão sobre tais medidas influencia sua eficácia. Caso a rapidez das medidas corri-

vas aplicadas não seja suficiente para que o sistema seja atraído pelo ponto de equilíbrio estável pós-perturbação, o sistema se tornará instável (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

2.4 Métodos de Análise

Existem diversas formas de avaliação do problema de estabilidade de tensão. Conforme indicado nas seções anteriores, esse problema envolve escalas de tempo distintas e alguns parâmetros de desempenho (tais como margens de segurança por exemplo), o que torna a avaliação complexa. Em função disso, é interessante analisar o problema através de métodos que privilegiem determinadas características do sistema - dinâmicas ou não - ou até mesmo formas de instabilidade de interesse. Desse modo, as metodologias de avaliação serão divididas e apresentadas em três grupos, os quais foram organizados em função do esforço computacional associado.

2.4.1 Análise Estática

Embora a estabilidade de tensão seja um fenômeno dinâmico, diversas ferramentas estáticas têm sido propostas para a análise desse problema em SEE. Como o esforço computacional de métodos estáticos é tipicamente baixo quando comparado aos demais métodos, em parte devido à menor complexidade matemática das modelagens utilizadas, essas técnicas podem ser aplicadas em condições de restrições rigorosas de tempo computacional, tais como a operação em tempo real, por exemplo. Sob certas condições, a abordagem estática conduz a resultados semelhantes aos métodos dinâmicos, os quais serão discutidos posteriormente (MORISON; GAO; KUNDUR, 1993).

Em resumo, os métodos estáticos determinam as condições do sistema para vários instantes de tempo ao longo de uma trajetória no domínio do tempo. Matematicamente, o conjunto de equações dinâmicas do sistema, representadas pelas Equações (2.32a), (2.32c) e (2.32d), é reduzido a um conjunto de equações puramente algébricas para cada um desses instantes de tempo, o que permite a utilização de técnicas de análise estática (KUNDUR, 1994). Nesses termos, diversas técnicas têm sido propostas na literatura, muitas delas listadas em (IEEE PES, 1990).

Uma das aplicações da avaliação do problema de estabilidade de tensão via métodos estáticos é a estimativa de margens de segurança por meio de sucessivos fluxos de carga, por exemplo, ou a determinação direta da capacidade máxima de transferência do sistema (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Desse modo, os mecanismos de instabilidade descritos na subseção 2.3.1 podem ser avaliados por meio dessas técnicas. Embora aplicadas em SEE para a avaliação de segurança sobre um grande número de condições, os métodos estáticos não são capazes de avaliar requisitos de coordenação de proteção e de ações de controle, bem como para análises dinâmicas detalhadas (MORISON; GAO; KUNDUR, 1993).

2.4.2 Análise em Escalas de Tempo

Tal como exposto na Seção 2.2, a decomposição em escalas de tempo permite a avaliação das dinâmicas de curto e longo prazo de forma separada, privilegiando os fenômenos de interesse em cada escala de tempo. Por meio da solução das equações associadas à decomposição realizada em função das dinâmicas de curto prazo, denominada de Dinâmica Aproximada de Curto Prazo na Figura 2.8, os mecanismos de instabilidade indicados na Subseção 2.3.2 e o desempenho de ações de controle e proteção para essa escala de tempo podem ser analisados.

Por sua vez, a decomposição em termos das dinâmicas de longo prazo, denominada de Aproximação QSS das Dinâmicas de Longo Prazo na Figura 2.8 e que aproxima as equações dinâmicas de curto prazo pelas equações de equilíbrio correspondentes supondo dinâmicas rápidas estáveis, permite a análise dos mecanismos de instabilidade indicados na Subseção 2.3.3 (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Ambas as decomposições possuem esforço computacional superior à abordagem estática, porém, inferior à avaliação conjunta de múltiplas escalas de tempo. Em termos de precisão dos resultados, em geral, a decomposição em escalas de tempo não oferece prejuízo quando comparada individualmente à avaliação conjunta de múltiplas escalas de tempo, ou seja, em termos de curto e longo prazo (LOPES, 2004). Contudo, do ponto de vista de estabilidade, em função das hipóteses assumidas ora em termos das dinâmicas rápidas ora em termos das dinâmicas lentas, não existe garantia de que a combinação das análises de estabilidade desacopladas no curto e no longo prazo seja conclusiva em termos da estabilidade do sistema acoplado (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

2.4.3 Análise Dinâmica

Por fim, a utilização de técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo é capaz de avaliar os fenômenos de curto e longo prazo simultaneamente, uma vez que tais técnicas avaliam modelos mais condizentes com o comportamento real de SEE. Em contrapartida, o esforço computacional associado à abordagem dinâmica é elevado, impedindo sua aplicação na operação em tempo real, por exemplo. Uma importante vantagem prática dessa abordagem é que a mesma ferramenta de simulação pode ser utilizada na avaliação de contingências, incluindo esquemas de proteção e de controle, e na determinação de condições máximas de carregamento (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Além disso, a análise dinâmica permite a validação de métodos de análise computacionalmente menos intensos, a classificação dos fenômenos de instabilidade, a prevenção de sobredimensionamentos em função da modelagem mais precisa dos componentes dos SEE, a simulação de dinâmicas rápidas associadas aos instantes finais que precedem um colapso de tensão, entre outras aplicações importantes (TAYLOR, 1994).

2.5 Diretrizes e Critérios para Estudos de Estabilidade de Tensão no Brasil

No Brasil, as diretrizes e os critérios para estudos de estabilidade de tensão são definidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) por meio do Submódulo 23.3 de seus Procedimentos de Rede (ONS, 2016d), dos quais os mais relevantes para esta pesquisa são:

Margem de Segurança: como critério geral, as margens de segurança para os estudos de ampliações, reforços e planejamento da operação são de 7% para análises com rede completa e 4% para rede incompleta. Na operação em tempo real, a meta consiste na manutenção de uma margem de 4%;

Métodos de Avaliação: análises estáticas e dinâmicas são previstas, sendo que estas últimas devem confirmar as margens de segurança apontadas pela análise estática e estudar a interação entre controles;

Modelagem das Cargas: se não houver informações para a representação da carga em função da tensão, deve-se representá-la como 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa, e como 100% de impedância constante para a parte reativa. Para cargas do tipo motor de indução, caso não seja possível modelá-las de forma detalhada, deve-se representar as partes ativa e reativa como corrente e impedância constantes, respectivamente.

2.6 Considerações Finais

Neste capítulo os conceitos básicos do problema de estabilidade de tensão foram apresentados de forma simplificada, tais como a capacidade máxima de transferência de potência e as margens de estabilidade. Também foram apresentados os mecanismos básicos de instabilidade e os métodos de avaliação associados ao problema, tanto do ponto de vista estático quando do ponto de vista dinâmico.

Conforme exposto, os métodos dinâmicos apresentam diversas vantagens, ao menos a princípio, para o desenvolvimento das atividades da presente pesquisa. Uma vez que as avaliações a serem realizadas possuem caráter investigativo, como abordagem inicial, é essencial que todos os eventuais fenômenos de instabilidade de tensão associados aos sistemas avaliados possam ser identificados e estudados.

Desse modo, técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo serão utilizadas na avaliação da influência da desconexão mandatória de geradores síncronos distribuídos na estabilidade de tensão de curto prazo de SEE de grande porte. Esta avaliação será apresentada em detalhes no próximo capítulo, assim como os conceitos básicos acerca de geração distribuída e uma revisão de literatura sobre a identificação do impacto da geração distribuída na estabilidade de tensão de SEE.

Inserção da Geração Distribuída no Problema de Estabilidade de Tensão de Curto Prazo

Embora a GD seja uma realidade em muitos países do mundo, os desafios técnicos e operacionais associados à inserção destas fontes de energia elétrica permanecem como questões pertinentes na operação de SEE, especialmente frente às perspectivas de crescimento na participação destas fontes nas matrizes energéticas dos países. O trabalho apresentado em (BOLLEN; HASSAN, 2011), por exemplo, relata algumas destas preocupações e apresenta diversas análises realizadas do ponto de vista do sistema de grande porte em função da inserção de GD.

Dentre os desafios técnicos e operacionais, o problema de estabilidade de tensão se mostra relevante, especialmente por ser um fenômeno recente assim como a própria inserção de GD. Neste contexto, é imprescindível a conceituação básica da GD, tanto em termos da participação nas matrizes energéticas quanto em termos das tecnologias utilizadas, bem como a avaliação do estado da arte referente à influência da GD no problema de estabilidade de tensão. Neste capítulo, a conceituação básica e a avaliação do estado da arte supracitadas estão apresentadas na Seção 3.1 e 3.2, respectivamente.

Diante dos conceitos básicos e o do estado da arte discutidos, também será apresentada neste capítulo a metodologia proposta pelo presente trabalho para a análise do problema de estabilidade de tensão de curto prazo de sistemas de grande porte associados à desconexão mandatória de geradores distribuídos. Na metodologia proposta será utilizado um modelo simplificado de redes de distribuição que será discutido em detalhes na Seção 3.3. A metodologia proposta será aplicada a um sistema teste, e os resultados obtidos nesta avaliação serão avaliados de forma comparativa com aqueles obtidos pela metodologia comumente utilizada na avaliação de SEE, na qual os geradores distribuídos não são considerados. Os resultados obtidos e as análises realizadas estão apresentadas na Seção 3.4. Por fim, a Seção 3.5 apresenta as considerações finais do capítulo.

3.1 Inserção de Geração Distribuída no Brasil

Na década de 1990, com o início da desregulamentação dos mercados de energia elétrica em diversos países, pequenas fontes de energia elétrica puderam integrar os SEE de forma distribuída, permitindo, a partir de então, que praticamente qualquer consumidor possa produzir eletricidade e exportá-la para o sistema. Este fato vem sendo chamado de GD (BOLLEN; HASSAN, 2011). Diversos fatores têm motivado a inserção cada vez mais significativa destas fontes de energia de pequeno porte, dentre os quais os fatores ambientais, operacionais e de mercado se destacam (BOLLEN; HASSAN, 2011; BORBELY; KREIDER, 2001).

Na Figura 3.1, que indica de forma comparativa as perspectivas de GD e de fontes convencionais em termos de crescimento da capacidade instalada mundial, é possível observar que no ano 2000 cerca de 21% da expansão estava associada a fontes de energia distribuídas. Em 2012 esta participação aumentou para 39% e em 2020 estima-se que 42% da expansão da capacidade instalada mundial seja de fontes distribuídas. Os dados apresentados na Figura 3.1 caracterizam a GD como fontes de energia instaladas próximas ou no próprio consumidor, independentemente da tecnologia utilizada e com potência inferior a 100MW (OWENS, 2014).

Figura 3.1: Projeção da expansão mundial de pequenas fontes de energia - adaptado de (OWENS, 2014)

A presença de fontes distribuídas de energia é uma realidade diferente em cada país, em termos de participação nas matrizes energéticas, das tecnologias utilizadas e das fontes de energia exploradas. Com relação à participação nas matrizes energéticas, é possível observar a diversidade supracitada na Figura 3.2, que apresenta os dados reunidos pela *World Alliance for Decentralized Energy* (WADE) em termos da participação de GD na capacidade instalada e na geração de energia de diversos países (WADE, 2006). Na

Figura 3.2 é possível observar que alguns países como República Tcheca e Alemanha possuem presença significativa de geradores distribuídos, com participações superiores a 35% destas fontes em termos da capacidade instalada.

Figura 3.2: Participação de pequenas fontes de energia na capacidade instalada e geração de energia de alguns Países - adaptado de (WADE, 2006)

Os dados apresentados na Figura 3.2 consideram GD como fontes de energia instaladas próximas ou no próprio consumidor, independentemente do tamanho do empreendimento,

combustível ou tecnologia utilizada, e conectadas diretamente ao sistema ou em aplicações isoladas (WADE, 2006)¹. As diferenças entre os conceitos de geração distribuída apresentadas em (OWENS, 2014) e em (WADE, 2006) demonstram a difícil tarefa em definir um conceito consolidado de GD.

Assim como a participação nas matrizes energéticas não é uniforme entre os países, as tecnologias utilizadas pelos geradores distribuídos e as fontes de energia exploradas também variam. Enquanto na maioria dos países predomina a conexão via dispositivos de eletrônica de potência, associados principalmente aos aproveitamentos eólico e solar (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004), em países como Brasil, China e Japão, a GD é composta em sua maioria por geradores síncronos, associados por exemplo à cogeração e aproveitamentos de rios e biomassa (GRANVILLE et al., 2009; SHINJI; YOKOYAMA; HAYASHI, 2009; WANG; ZHONG, 2009). Em função da diversidade apresentada, faz-se imprescindível a contextualização de GD em termos das tecnologias, da participação na geração de energia, bem como a definição de um conceito de GD que seja adequado para a análise pretendida.

No presente trabalho o termo GD será utilizado para denominar a geração de energia elétrica baseada em fontes de energia renováveis ou não, em níveis de subtransmissão e distribuição, podendo ser de pequeno porte, que não é despachada de forma centralizada e que não é considerada no planejamento e programação da operação elétrica do sistema.

No Brasil, cujas características de GD serão aplicadas nas avaliações realizadas no presente trabalho, a coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica é de responsabilidade do ONS. De acordo com o ONS, as usinas que compõem o SIN são classificadas conforme as seguintes modalidades de operação:

Tipo I: São consideradas na modalidade de operação Tipo I (a) usinas conectadas à rede básica² que, independentemente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária, afetam a operação eletroenergética e impactam na segurança do sistema considerando os aspectos de controle de tensão, controle de carregamento em equipamentos e limites de transmissão sistêmicos; (b) usinas conectadas fora da rede básica cuja potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para rede de operação e (c) usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 30 MW (ONS, 2016e).

As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I participam dos processos de ampliações e reforços, planejamento e programação da operação, normatização, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação. Estas usinas têm o pro-

¹Referências mais recentes tratam apenas de geração de fontes renováveis, não diferenciando em termos do tamanho a fonte.

²Segundo o ONS, a rede básica é a relação de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestações em tensão igual ou superior a 230 kV.

grama de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada e também são despachadas de forma centralizada (ONS, 2016e);

Tipo II: São consideradas na modalidade de operação Tipo II as usinas conectadas na rede básica ou não, que não causam impactos na segurança elétrica das redes de operação, mas afetam os processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, normatização, pré-operação e pós-operação (ONS, 2016e). As usinas desta modalidade de operação são classificadas em três subgrupos:

Tipo II-A: São usinas térmicas que são despachadas por ordem de mérito. Assim como as usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I, são usinas que participam dos processos de ampliações e reforços, planejamento e programação da operação, normatização, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação. Estas usinas têm o programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada e também são despachadas de forma centralizada (ONS, 2016e);

Tipo II-B: São consideradas na modalidade de operação Tipo II-B (a) usinas para as quais se identifica a necessidade de informações ao ONS, para possibilitar sua representação individualizada nos processos de planejamento e programação da operação e, eventualmente, na operação em tempo real, normatização e pré-operação; (b) usinas cujo reservatório impacta na operação de usinas classificadas como Tipo I e (c) usinas que em função das características da fonte primária de geração, apresentam limitações que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática, tais como: Pequena Central Hidrelétrica (PCH), biomassa, cogeração, eólica e fotovoltaica (ONS, 2016e).

As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo II-B participam apenas dos processos de ampliação e reforços, planejamento e programação da operação e não têm o programa de geração estabelecido de forma coordenada ou centralizada e tão pouco são despachadas de forma centralizada (ONS, 2016e);

Tipo II-C: São usinas que individualmente não impactam na operação do SIN, mas quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão totalizam injeção de potência significativa em uma determinada subestação do SIN. As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo II-C participam apenas dos processos de ampliação e reforços, planejamento e programação da operação e não têm o programa de geração estabelecido de forma coordenada ou centralizada e tão pouco são despachadas de forma centralizada (ONS, 2016e);

Tipo III: são usinas conectadas fora da rede básica que não causam impactos na operação eletroenergética do SIN ou empreendimentos de autoprodução conectados na

rede básica, cuja demanda seja permanentemente maior que a geração. As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III não possuem relacionamento operacional com o ONS. O envio de seus dados para o processo de consolidação de carga e programação diária são de responsabilidade da distribuidora na qual a usina estiver conectada (ONS, 2016e).

Do ponto de vista energético, tal como apresentado na Tabela 3.1 para o ano de 2015, 13,5% da carga global do SIN foram atendidos por usinas não despachadas de forma centralizada, que são aquelas classificadas nas modalidades de operação Tipo III, II-B e II-C. Tal valor releva a importância destas pequenas fontes de energia no Brasil e, ao mesmo tempo, o grau de incerteza associada à programação da operação.

Tabela 3.1: Composição do atendimento à carga global SIN no ano de 2015 em função do tipo de despacho - adaptado de (ONS, 2016b)

Despacho	Modalidade	Geração 2015 [MW médios]	Participação Carga Global
Centralizado	Tipo I e II-A	51078	86,5%
Não Centralizado	Tipo III, II-B e II-C	8905	13,5%
Total = Carga Global		65983	100%

Em termos dos tipos de fonte das usinas não despachadas de forma centralizada no ano de 2015, tal como indicado na Tabela 3.2, 4,0% da carga global do SIN foram atendidas por usinas eólicas nestas condições, 4,8% por pequenas usinas hidrelétricas e 4,7% por pequenas usinas termelétricas baseadas em biomassa. Do ponto de vista de tecnologia de geração utilizada, a maior parte das usinas não despachadas de forma centralizada no Brasil está associada a **geradores síncronos**, sendo responsáveis pelo atendimento de 9,5% da carga global do SIN no ano de 2015 (ONS, 2016b).

Tabela 3.2: Composição das usinas não despachadas de forma centralizada em função do tipo de fonte no ano de 2015 - adaptado de (ONS, 2016b)

Tipo de Fonte	Geração 2015 [MW médios]	Participação Carga Global
Eólica	2646	4,0%
Hidráulica	3166	4,8%
Térmica (Biomassa)	3093	4,7%
Total	8905	13,5%

Do ponto de vista elétrico, nos processos de planejamento e programação elétrica realizados pelo ONS, apenas as usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I devem

obrigatoriamente encaminhar os dados e informações necessárias para a realização de estudos elétricos ao ONS, ao passo que as usinas classificadas na modalidade de operação Tipo II realizam o mesmo tipo de encaminhamento apenas quando solicitado (ONS, 2016f; ONS, 2016g; ONS, 2016h). Desse modo é possível inferir que, no âmbito dos estudos elétricos realizados pelo ONS, as usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III não são representadas.

Nesse contexto, as usinas que melhor representam o conceito de GD adotado no presente trabalho são as usinas não despachadas de forma centralizada, sobretudo aquelas classificadas na modalidade de operação Tipo III e aquelas classificadas como Tipo II-B e II-C não são representadas do ponto de vista elétrico no âmbito do ONS.

Com base nos dados apresentados até aqui, é possível observar que a geração distribuída no Brasil, no sentido amplo do conceito, cresceu de 3,3% em 2006 (Figura 3.2) para 13,5% em 2015 (Tabela 3.1), em termos da participação na geração de energia elétrica do SIN. Além disso, como base nas perspectivas apontadas na Figura 3.1, é razoável supor que a participação de geração distribuída continue crescendo. De fato, existem diversas perspectivas de expansão para geração distribuída no Brasil, tais como aquelas apresentadas em (EPE, 2007) para o horizonte de 2030 e em (PCE, 2015) para o horizonte de 2050. Contudo, distinguir dentre as perspectivas de que crescimento a parcela associada ao conceito de GD adotado no presente trabalho é uma tarefa difícil.

Existe ainda no Brasil um segundo mercado de geradores distribuídos, baseado em motogeradores acionados a diesel ou a gás natural, que operam somente no horário de ponta para evitar custos tarifários. Esse mercado surgiu com a introdução da tarifação horossazonal³ em 1982 e intensificou-se a partir do racionamento de energia elétrica ocorrido no ano de 2001. A título de exemplo, segundo a Associação Nacional de Grandes Consumidores de Energia Elétrica (ABACE), há cerca de vinte mil geradores a diesel instalados nos associados da ABACE do estado de São Paulo (EPE, 2015).

Embora não se tenha uma medição explícita da participação deste mercado de geração distribuída na geração de energia elétrica do país, estima-se que pouco menos de 10% da demanda do SIN seja atendida por esta geração distribuída operando no horário de ponta. A ausência de medição explícita decorre da medição da carga global do SIN ser calculada como a energia que provém do parque gerador centralizado. Esta fração significativa de energia constitui uma reserva real do sistema, que pode ser utilizada em situações críticas (EPE, 2015). Este mercado de geração distribuída não atende diretamente o conceito de GD adotado no presente trabalho, pois estes motogeradores operaram de forma isolada do SIN. Contudo, tal fato não minimiza a importância da reserva mencionada.

Diante desta importante reserva e em função da redução da disponibilidade hídrica que o SIN tem sofrido nos últimos anos, especialmente em 2014 e 2015, o MME publi-

³A tarifa horossazonal, introduzida no Brasil em 1982, é aplicada no fornecimento de energia elétrica para consumidores de alta tensão e leva em consideração as variações de carga ao longo do dia e a disponibilidade de energia durante épocas distintas do ano (EPE, 2015).

cou em 10 de Março de 2015 a Portaria nº 44 (MME, 2015) propondo a realização de Chamadas Públicas por parte das distribuidoras de energia elétrica, a fim de incentivar a geração própria de unidades consumidoras enquadradas nas modalidades tarifárias horárias, justamente aquelas com maior inserção de motogeradores acionados a diesel ou a gás natural. Além disso, esta Portaria propôs que a energia produzida por estes geradores fosse precificada pela média semanal do CMO do Submercado ao qual a distribuidora de energia elétrica pertence.

Em 8 de Dezembro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 690 (ANEEL, 2015b), regulamentando o disposto na Portaria MME nº 44 e, em termos práticos, permitindo a conexão de motogeradores acionados a diesel ou a gás natural na redes de distribuição em paralelismo permanente. Em função desta Resolução Normativa da ANEEL, diversas distribuidoras de energia elétrica brasileiras realizaram Chamadas Públicas tal como disposto na resolução e, do ponto de vista técnico, exigiram destes geradores os mesmos requisitos de conexão exigidos dos demais geradores com paralelismo permanente (COPEL, 2015; CEMIG, 2016; ELEKTRO, 2015a).

Verificou-se no entanto que estas Chamadas Públicas realizadas pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras tiveram baixa aderência junto ao mercado, principalmente em função da redução significativa no valor do CMO verificada a partir de meados de 2015 com a melhoria do cenário energético nacional, tal como apresentado na Figura 3.3.

Figura 3.3: Custo Marginal de Operação (CMO) - Média semanal a partir de 2015 - adaptado de (ONS, 2018)

Mesmo com a baixa aderência registrada nas Chamadas Públicas realizadas, este mecanismo de incentivo à geração própria demonstra a intenção clara do MME em utilizar esta reserva em caso de necessidade. Este fato é importante para o presente trabalho por dois motivos: o primeiro deles consiste na forma como estes geradores seriam representados na realização de estudos elétricos e de que forma seriam despachados pelo ONS; e o segundo motivos consiste na tecnologia utilizada nestas eventuais conexões.

Do ponto de vista de representação, é razoável supor que os geradores a serem conectados nos moldes da Resolução Normativa nº 690 sejam classificados como Tipo III de acordo com as modalidades de operação estabelecidas pelo ONS (ONS, 2016e), ou seja, que estes geradores não possuam qualquer relacionamento operacional com o ONS, não sejam despachados de forma centralizada e não sejam representados nos estudos elétricos realizados pelo ONS. Esta suposição advém do fato dos requisitos técnicos associados à conexão destes geradores serem essencialmente os mesmos dos geradores já classificados como Tipo III, além do fato destes geradores estarem predominantemente alocados nas redes de distribuição.

Do ponto de vista das tecnologias utilizadas nestas conexões, é sabido que a geração própria associada a motogeradores acionados a diesel ou a gás natural é majoritariamente baseada em geradores **síncronos**. Este aspecto é relevante pois demonstra que a adoção de medidas como a Resolução Normativa ANEEL nº 690 (ANEEL, 2015b) implicará no aumento significativo da participação de usinas não despachadas de forma centralizada baseadas em geradores síncronos no Brasil.

Em função dos dados apresentados, seja pela participação atual na matriz energética ou pelo incremento significativo no caso da adoção de medidas como a Resolução Normativa ANEEL nº 690 (ANEEL, 2015b), é possível afirmar que os geradores síncronos possuem uma posição de destaque no cenário da geração distribuída no Brasil, atendendo aproximadamente 10% de toda a carga do SIN.

Dada a relevante participação dos geradores distribuídos nas matrizes energéticas a nível mundial, torna-se imprescindível analisar qual o impacto dos geradores distribuídos, sobretudo dos geradores distribuídos síncronos no contexto brasileiro, no comportamento dinâmicos dos sistemas elétricos de grande porte. Dentre as avaliações de desempenho dinâmico que podem ser realizadas, o presente trabalho avaliará o impacto da desconexão mandatória dos geradores distribuídos **síncronos** na estabilidade de tensão de curto prazo.

Na sequência será apresentada a revisão de literatura de alguns trabalhos que analisaram a influência da geração distribuída no problema de estabilidade de tensão, buscando identificar as semelhanças com o objetivo do presente trabalho bem como os pontos não avaliados.

3.2 A Influência da Geração Distribuída no Problema de Estabilidade de Tensão

A recorrência de blecautes associados a instabilidades de tensão por todo o mundo demonstra que o problema de estabilidade de tensão não está completamente resolvido e, nesse contexto, o crescimento da GD tem motivado diversas pesquisas que buscam melhor compreender sua influência sobre este problema. Questões de modelagem, métodos de avaliação e possíveis novos mecanismos de instabilidade têm conduzido os objetivos das pesquisas até então realizadas.

No trabalho apresentado em (BOLLEN; HASSAN, 2011) são realizadas análises de estabilidade de tensão de curto e de longo prazo de forma genérica, relacionando apenas aspectos estáticos em ambas análises. No mesmo trabalho as características da GD são representadas em termos de geradores assíncronos associados a fontes de energia eólica. De fato, como esperado, a maioria dos trabalhos realizados até então estão associados a fontes de energia conectadas à rede através de eletrônica de potência, uma vez que na maioria dos países esta é a realidade em termos de GD (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004).

Quanto à modelagem, muitos trabalhos têm tratado o problema de estabilidade de tensão, associado à inserção de GD, do ponto de vista exclusivo de um sistema de distribuição, ou seja, modelando o sistema de grande porte por um barramento infinito. De modo genérico, esta modelagem pode ser representada pela Figura 3.4. Os trabalhos de (ARAUJO; PRADA, 2013), (BAGGINI, 2008), (ABRI; EL-SAADANY; ATWA, 2011), (RAMOS; TAVARES; SENA, 2012), (LONDERO; AFFONSO; NUNES, 2009), (HA; SAHA, 2004), (MAHMOUD; ABDEL-AKHER; AHMED, 2010), (YANG et al., 2013), (ALONSO; AMARIS, 2009) e (VIAWAN, 2008) são exemplos dessa abordagem.

Figura 3.4: Sistema de distribuição de energia elétrica genérico com GD e barramento infinito

Uma importante desvantagem desta modelagem é a incapacidade de avaliação da interação dinâmica entre o sistema de grande porte e os geradores distribuídos, independentemente do método de análise utilizado. Além disso, a reprodução de distúrbios no sistema de grande porte possui elevado grau de aproximação nesta abordagem. Por exemplo, a atuação dos limitadores de corrente de campo dos geradores do sistema de grande porte, ou mesmo a desconexão de alguns destes geradores, pode ser reproduzida por meio da al-

teração da tensão no barramento infinito. Por sua vez, o desligamento de algum elemento de transmissão pode ser reproduzido em termos do aumento da impedância equivalente associada ao barramento infinito (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998). Embora exista uma relação de causa e efeito, a reprodução desses eventos é muito imprecisa, considerando a abordagem ilustrada na Figura 3.4.

Diferentemente destes trabalhos, as pesquisas realizadas por (CHEN; MALBASA; KEZUNOVIC, 2013), (ALPCAN; SAHA; ALDEEN, 2014) e (MEEGAHAPOLA; LITTLER, 2015) não modelam o sistema de grande porte por um equivalente. Contudo, por avaliarem o problema via análise estática, estes trabalhos compartilham as mesmas desvantagens listadas anteriormente. Além disso, a análise estática não permite a avaliação de problemas de instabilidade de tensão de curto prazo, bem como a atuação de esquemas de proteção e de controle dos geradores distribuídos.

Na literatura apresentada, tanto aqueles trabalhos que avaliam exclusivamente os geradores distribuídos conectados ao sistema de distribuição quanto aqueles que avaliam seu potencial impacto sobre a operação do sistema de grande porte têm como principal desvantagem o fato de não realizarem análises do ponto de vista dos operadores, ou seja, de um ponto de vista sistêmico e dinâmico. Em função disto, aspectos relevantes tais como o desconhecimento da parcela de geração distribuída presente em um determinado instante de operação e, sobretudo, os riscos de um desligamento massivo de geradores distribuídos, especialmente frente a condições adversas do sistema de grande porte, não são avaliados.

A pesquisa apresentada em (WALLING; MILLER, 2002) realiza a análise sistêmica supracitada. Nos estudos realizados foram considerados cenários de 20% e 45% de participação em potência de geração distribuída, os quais estão associados à proteção de subtensão ajustadas para atuação abaixo de 90% da tensão nominal. Em ambos os casos, o desligamento massivo de geração distribuída conduziu o sistema avaliado ao colapso de tensão. Embora estes resultados reforcem a necessidade e a importância de uma avaliação sistêmica, poucas informações são fornecidas sobre as condições nas quais tais resultados foram obtidos, principalmente sobre as características dinâmicas dos geradores distribuídos e a proximidade entre o ponto de operação avaliado e o ponto de colapso de tensão do sistema.

Além disso, a participação de geradores distribuídos avaliada no trabalho de (WALLING; MILLER, 2002) supera consideravelmente as expectativas para a participação de geração distribuída síncrona no contexto brasileiro, apresentadas na seção anterior. Embora este fato não seja propriamente um ponto negativo, tal constatação demonstra a necessidade de avaliações semelhantes com participações mais modestas de geradores distribuídos.

Por sua vez, a pesquisa realizada em (BAEK, 2014) reconhece a importância da presença de GD para a operação de SEE. Em função disso, os autores propõem uma estratégia

de controle aplicada às máquinas do sistema de grande porte, com o intuito de incrementar a estabilidade transitória e de tensão frente a modificações abruptas e suaves⁴ no fornecimento de energia elétrica por meio de geradores eólicos. Embora resultados positivos tenham sido obtidos na aplicação da estratégia de controle proposta, esta foi avaliada apenas para condições particulares de desligamento dos geradores distribuídos, e não como uma consequência de um distúrbio no sistema de grande porte. De fato, as condições aplicadas se mostram adequadas para geradores eólicos, mas não podem ser estendidas diretamente para fontes de energia baseadas em geradores síncronos, como aquelas predominantes no Brasil.

De qualquer maneira, o maior questionamento associado ao trabalho proposto em (BAEK, 2014) é a atribuição da responsabilidade em minimizar os efeitos causados pela operação não centralizada da GD aos geradores de grande porte e, conseqüentemente, aos operadores do sistema. O projeto e ajuste de tal estratégia de controle pode apresentar elevada complexidade e, mais do que isso, não ser válida para todas as condições operativas, especialmente com relação ao desligamento massivo de geradores distribuídos.

Em função do exposto até aqui, fica evidente a existência de muitos aspectos ainda em aberto no sentido de identificar o impacto da geração distribuída na estabilidade de tensão de SEE, especialmente do ponto de vista dos operadores do sistema de grande porte e quando os geradores distribuídos são na maioria síncronos. Fica claro também que muito do que tem sido feito em termos de pesquisa não considera a possibilidade dos geradores distribuídos colaborar de forma ativa no incremento ou na manutenção da estabilidade de tensão, sobretudo frente a contingências no sistema de grande porte.

Além disso, em função dos trabalhos aqui analisados, ficam evidentes duas vertentes de analisar o problema de estabilidade de tensão associada a geradores distribuídos: a primeira focada na rede de distribuição na qual o sistema de grande porte é modelado por um barramento infinito e a segunda focada no sistema de grande porte na qual as redes de distribuição possuem pouco ou nenhum detalhamento. Estas formas de análise do problema de estabilidade de tensão ora com foco no sistema de distribuição e ora foco no sistema de grande porte se apoiam na dificuldade de avaliação dos SEE de forma completa, em que ambos sistemas possuem nível de detalhamento adequado. De fato, nessas condições de análise o volume de informações seria muito elevado, implicando em problemas computacionais.

Nesse sentido, o presente trabalho propõe-se a avaliar um modelo simplificado de rede de distribuição que possa ser utilizado em conjunto com o sistema de grande porte e que reflita o comportamento da tensão nos geradores distribuídos que nela estão conectados. A próxima seção apresenta o modelo simplificado de rede de distribuição proposto para a análise do problema de estabilidade de tensão de curto prazo.

⁴Eventos típicos associadas ao regime dos ventos.

3.3 Modelo Simplificado de Rede de Distribuição

A representação em conjunto de um sistema de grande porte associado aos diversos sistemas de distribuição a ele conectados apresenta uma série de desafios. Do ponto de vista computacional, a representação de SEE nos quais todas as redes de distribuição estejam modeladas em detalhes implicaria em um elevado esforço computacional que eventualmente inviabilizaria a realização de análises.

Do ponto de vista do fornecimento e gerenciamento de dados elétricos, a representação detalhada de redes de distribuição em um sistema elétrico de grande porte é complexa e custosa. Cada alimentador de distribuição, em geral, possui um elevado número de consumidores conectados, diversos dispositivos de controle de tensão, elementos de proteção e, nos últimos anos, geradores distribuídos. De modo genérico, uma rede de distribuição pode ser ilustrada tal como indicado na Figura 3.5.

A consolidação de todos estes dados de todos os alimentadores de distribuição associados a um sistema elétrico de grande porte demonstra o volume que informações a serem gerenciadas. Além disso, os dados associados às redes de distribuição necessitariam de frequente atualização, afinal novos consumidores e geradores distribuídos são conectados regularmente, bem como a própria topologia das redes de distribuição é alterada com uma frequência superior àquela observada nos elementos do sistema de grande porte.

Fica evidente portanto que uma abordagem *bottom-up* para a análise da influência de geradores distribuídos no comportamento dinâmico do sistema de grande porte é impraticável. Nesse sentido, o presente trabalho propõe-se a avaliar um modelo simplificado de rede de distribuição que reflita o comportamento da tensão a que estão submetidos os geradores distribuídos. Este esforço em representar o comportamento da tensão nas redes de distribuição advém da própria natureza do problema de estabilidade de tensão.

Tal como indicado na Figura 3.5, no presente trabalho os geradores distribuídos conectados a partir de uma mesma subestação de distribuição serão agrupados em três grupos de acordo com a localização do ponto de conexão destes geradores em relação ao alimentador de distribuição, tal como segue:

Grupo 1: Geradores distribuídos conectados nas proximidades da subestação de distribuição;

Grupo 2: Geradores distribuídos conectados no centro dos alimentadores de distribuição;

Grupo 3: Geradores distribuídos conectados nas extremidades dos alimentadores de distribuição.

Conforme estabelecido na Seção 3.1, o presente trabalho avaliará o impacto da desconexão mandatória dos geradores síncronos distribuídos na estabilidade de tensão de curto prazo. Neste contexto, cada um destes grupos supracitados será modelado por um gerador síncrono equivalente conectado diretamente ao barramento da subestação de distribuição.

Figura 3.5: Rede de distribuição genérica

Com relação à injeção de potência, cada um destes geradores síncronos equivalentes terá a mesma participação, ou seja, será adotada a distribuição uniforme de potência. Além disso, será considerado que todos os geradores distribuídos estarão associados a um

controlador de fator de potência (do inglês, *Power Factor Controller* (PFC)), de modo que a injeção de potência de cada gerador será apenas em termos de potência ativa.

Do ponto de vista do sistema de grande porte, as redes de distribuição geralmente são representadas por uma carga concentrada em cada subestação de distribuição, que representa o fluxo de potência ativa e reativa a partir das subestações de distribuição. Nesse sentido, a fim de que a inserção do modelo de rede de distribuição proposto no presente trabalho não altere a potência líquida visto pelo sistema de grande porte, no modelo proposto será adicionada uma carga cujo consumo corresponde à injeção de potência dos geradores síncronos equivalentes discutidos anteriormente.

Uma vez que a injeção de potência dos geradores síncronos distribuídos se dá apenas em termos de potência ativa, a potência consumida pela carga adicionada ao modelo também será apenas em termos de potência ativa. A Figura 3.6 ilustra o modelo simplificado de rede distribuição proposto pelo presente trabalho.

Figura 3.6: Modelo simplificado de rede de distribuição proposto

Com base no contexto apresentado na Seção 3.1, em termos da participação atual e das perspectivas de crescimento da geração distribuída síncrona na matriz energética brasileira, no modelo proposto pelo presente trabalho adotou-se a participação de 10% em termos da injeção total dos geradores síncronos equivalentes descritos anteriormente.

Como no modelo proposto os geradores síncronos equivalentes estão conectados diretamente ao barramento da subestação de distribuição, do ponto de vista de simulação, estes geradores estão submetidos à mesma tensão da subestação de distribuição. Todavia, apenas o gerador síncrono equivalente que representa o Grupo 1 de geradores síncronos distribuídos está submetido a esta tensão. Os geradores síncrono equivalentes que representam os Grupos 2 e 3 devem refletir, tal como definido anteriormente, o comportamento da tensão dos geradores síncronos distribuídos conectados no centro e nas extremidades dos alimentadores de distribuição, respectivamente. Nesse sentido, se faz necessário estimar a tensão nestes pontos.

Para tanto, avaliou-se inicialmente o comportamento da tensão ao longo de um alimentador de distribuição genérico sem a presença de geradores distribuídos, de modo a considerar apenas as características de projeto de alimentadores de distribuição e os limites de tensão adotados pelas distribuidoras de energia elétrica. Neste ponto, entende-se

que em termos de projeto de alimentadores de distribuição não seja adequado considerar a presença de geradores distribuídos, pois além de serem fontes não despachadas de forma centralizada e em geral intermitentes, a tensão entregue pelas distribuidoras de energia elétrica devem atender os limites pré-estabelecidos mesmo quando não há injeção de potência pelos geradores distribuídos.

Com base neste modelo genérico, os geradores síncronos equivalentes avaliados no presente trabalho serão inseridos nas posições e proporções discutidas anteriormente. Nestas condições, o comportamento da tensão ao longo do alimentado genérico será reavaliado. Com base nos resultados obtidos nesta reavaliação, será possível estimar a tensão associada a cada um dos grupos de geradores síncronos distribuídos definidos anteriormente.

Para o cálculo da tensão ao longo de um alimentador genérico sem a presença de geradores distribuídos, foi considerado um alimentador radial com distribuição uniforme de carga. Para fins de simulação, foram modeladas 101 barras ao longo deste alimentador, de modo que a barra 1 representa o comportamento na subestação de distribuição (Grupo 1), a barra 51 no centro do do alimentador (Grupo 2) e a barra 101 na extremidade (Grupo 3). A carga total deste alimentador foi considerada como sendo 6MW^5 e o módulo da impedância entre cada barra como sendo variável, de modo que a tensão na barra 101 possa ser ajustada. A Figura 3.7 ilustra o alimentador genérico considerado. Para esta avaliação o aplicativo ANAREDE (CEPEL, 2017) foi utilizado.

Figura 3.7: Alimentador radial genérico com 101 barras - Sem inserção de geração distribuída

Com relação às características físicas deste alimentador e das cargas a ele conectadas, foram consideradas as variáveis apresentadas na sequência, totalizando 45 casos para avaliação.

Relação X/R do Alimentador: 0,33; 0,50; 1,00; 2,00; 3,00.

Tipo de Carga: Modelo de carga ZIP. Foram avaliados casos com 100% de impedância constante (Z), 100% de corrente constante (I) e 100% de potência constante (P);

Fator de Potência das Cargas: 0,90 indutivo, 0,95 indutivo e o fator de potência unitário.

⁵Valor típico.

Com relação aos limites de tensão admissíveis, foram consultadas as normas de algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras que tratam do projeto de redes de distribuição urbanas e rurais com tensão inferior a 69kV. A Tabela 3.3 apresenta os valores de queda de tensão máxima admitidas por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

Tabela 3.3: Queda de tensão máxima admitida por algumas distribuidoras de energia elétrica no Brasil

Distribuidora	Tipo de Rede	Queda de Tensão Máxima [%]	Referência
CEEE	Urbana	7,0	(CEEE-D, 2013a)
	Rural	7,0	(CEEE-D, 2013b)
COPEL	Urbana	6,5 ⁽¹⁾	(COPEL, 1999)
	Rural	6,5 ⁽¹⁾	(COPEL, 2002)
CPFL	Urbana	7,0 ⁽¹⁾	(CPFL, 2016b)
	Rural	7,0 ⁽¹⁾	(CPFL, 2016b)
ELEKTRO	Urbana	7,0 ⁽¹⁾	(ELEKTRO, 2015b)
	Rural	7,0 ⁽¹⁾	(ELEKTRO, 2014)
ENERGISA	Urbana	5,0	(ENERGISA, 2017)
	Rural	5,0	(ENERGISA, 2012a)

Nota:

- (1) Não é especificado diretamente o valor máximo de queda de tensão admissível, apenas a faixa de variação de tensão admitida em regime normal de operação. O valor de queda de tensão apresentado representa a diferença para a tensão nominal (1,000p.u.);

Conforme é possível observar na Tabela 3.3, não há um consenso entre as distribuidoras quanto a queda de tensão máxima admissível. Este fato demonstra novamente a dificuldade na realização de uma análise determinística, considerando as particularidades de cada distribuidora. Nesse sentido, como critério para a avaliação do comportamento de tensão ao longo do alimentador sem a presença de geradores distribuídos, considerou-se uma queda de tensão fixa no valor de 5% entre a tensão na subestação de distribuição (barra 1 da Figura 3.7) e aquela na extremidade do alimentador de distribuição considerado (barra 101 da Figura 3.7).

Nesta avaliação a tensão na subestação de distribuição (barra 1 da Figura 3.7) foi adotada como sendo 1,000 p.u. de modo que, considerando a queda de tensão estabelecida anteriormente, a tensão na extremidade do alimentador (barra 101 da Figura 3.7) será 0,950 p.u. Para cada um dos casos avaliados, a impedância entre as barras do alimentador genérico será ajustada de modo a atender esta queda de tensão.

Os resultados obtidos nesta avaliação estão apresentados de forma detalhada na Tabela A.1 do Apêndice A. Por sua vez, a Figura 3.8 apresenta as curvas com os maiores e menores valores de tensão observados ao longo do alimentador dentre os casos simulados.

Figura 3.8: Comportamento da tensão ao longo do alimentador genérico simulado

Como base nos resultados apresentados na Tabela A.1 do Apêndice A, é possível determinar a queda de tensão média no centro do alimentador (barra 51) e na extremidade do alimentador (barra 101). A Tabela 3.4 apresenta os valores médios obtidos, e os respectivos valores de desvio padrão, para as barras 51 e 101.

Tabela 3.4: Queda de tensão média e desvio padrão sem a inserção de geradores distribuídos

Barra	Queda de Tensão Média [%]	Desvio Padrão [%]
1	0,000	-
51	3,747	0,039
101	4,997	0,026

É importante observar que os valores de desvio padrão apresentados na Tabela 3.4 são significativamente pequenos. Nesse sentido, os resultados apresentados na Figura 3.8 e na Tabela 3.4 indicam que, nas condições aqui analisadas, as características físicas do alimentador e das cargas a ele conectadas possuem pequena influência sobre o comportamento da tensão ao longo do alimentador.

Com relação à queda de tensão média obtida no centro do alimentador (barra 51), é possível observar ainda que o valor obtido, 3,747%, apresenta correlação satisfatória com o valor obtido pela metodologia discutida em (KERSTING, 2002) para cargas uniformemente distribuídas e apresentada em detalhes no Apêndice B. Por meio desta metodologia, a

queda de tensão no centro do alimentador com distribuição uniforme de carga consiste em 75% da queda de tensão total em tal alimentador. Desse modo, para a queda tensão total avaliada no presente trabalho, 5%, a queda de tensão no centro do alimentador será de 3,75%. Esta correlação indica que a análise realizada no presente trabalho, por meio do alimentador genérico apresentado na Figura 3.7 e pelas condições de contorno adotadas, apresenta resultados válidos.

Diante desta conclusão é possível analisar então o impacto da inserção de geradores distribuídos no comportamento da tensão ao longo do alimentador. Para tanto, os geradores distribuídos foram inseridos no alimentador genérico apresentado na Figura 3.7 nas posições e proporções discutidas anteriormente, ou seja, na subestação de distribuição (barra 1), no centro (barra 51) e na extremidade do alimentador (barra 101), com cada gerador respondendo por 3,33% da potência ativa total do alimentador, ou seja, 0,2MW. A Figura 3.9 apresenta o alimentador genérico apresentado na Figura 3.7 com a inserção dos geradores distribuídos.

Figura 3.9: Alimentador radial genérico com 101 barras - Com inserção de geração distribuída

Para esta avaliação considerou-se que os geradores distribuídos conectados nas barras 1, 51 e 101 são injeções de potência constante, ou seja, que não dependem da tensão a qual estão submetidos. Os resultados desta avaliação estão apresentados em detalhes na Tabela A.2 do Apêndice A. Com base nestes resultados é possível determinar novamente a de queda de tensão média no centro do alimentador (barra 51) e na extremidade do alimentador (barra 101). A Tabela 3.5 apresenta os valores médios obtidos, e os respectivos valores de desvio padrão, para as barras 51 e 101.

Tabela 3.5: Queda de tensão média e desvio padrão com a inserção de geradores distribuídos

Barra	Queda de Tensão Média [%]	Desvio Padrão [%]
1	0,000	-
51	3,494	0,089
101	4,610	0,134

É importante observar que os valores de desvio padrão apresentados na Tabela 3.5, embora superiores àqueles observados na Tabela 3.4, também são significativamente pe-

quenos, indicando novamente que as características físicas do alimentador e das cargas a ele conectados não são determinantes no comportamento da tensão ao longo do alimentador. Com base nos resultados apresentados na Tabela 3.5, é possível então parametrizar o modelo de rede de distribuição proposto na Figura 3.6 em termos das tensões associadas aos geradores síncronos equivalente, tal como apresentado na Tabela 3.6.

Tabela 3.6: Características de tensão dos grupos de geração distribuída do modelo simplificado de rede de distribuição proposto

Grupo	Queda de Tensão [%]	Tensão [p.u.]
Grupo 1	0,000	V_{SE}
Grupo 2	3,494	$V_{SE} - 0,03494$
Grupo 3	4,610	$V_{SE} - 0,04610$

Na Tabela 3.6, V_{SE} representa a tensão na subestação de distribuição na qual o modelo simplificado de rede de distribuição proposto Figura 3.6 está conectado. Nestas condições, é possível estimar a tensão a que os geradores distribuídos contatados no centro e no final do alimentador estão submetidos em função da tensão na subestação de distribuição, independentemente das características físicas do alimentador e das cargas a ele conectadas.

Além das características de tensão associadas aos geradores síncronos equivalentes do modelo proposto na Figura 3.6, cada um destes geradores síncronos equivalentes estará associado à função de proteção de subtensão (ANSI 27). Esta função de proteção foi escolhida no sentido de avaliar o eventual desligamento dos geradores distribuídos em função de contingências no sistema de grande porte que provoquem a redução significativa da tensão no sistema.

Para o ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos equivalentes do modelo simplificado de rede de distribuição proposto na Figura 3.6, as normas de algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras foram consultadas. A Tabela 3.7 apresenta os requisitos mínimos para o ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) praticados pelas distribuidoras de energia elétrica pesquisadas.

Na Tabela 3.7 os ajustes pesquisados estão apresentados em termos de duas formas de conexão: (i) Micro e Minigeração e (ii) Produtor Independente de Energia (PIE) ou Autoprodutor de Energia (APE). É importante frisar, no entanto, que esta diferenciação de formas de conexão se dá apenas em termos comerciais, a qual não faz parte do escopo de análise do presente trabalho.

Tabela 3.7: Requisitos mínimos para o ajuste da função de proteção de subtensão praticados por algumas distribuidoras brasileiras

Distribuidora	Forma de Conexão	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temporização [s]	Referência
CEEE	Micro e Mini	0,90	3,0	(CEEE-D, 2014)
CELESC	Micro e Mini	0,80	1,0	(CELESC, 2016)
	PIE ou APE	0,85	1,0	(CELESC, 2017)
CEMIG	Micro e Mini	0,80	5,0	(CEMIG, 2016a)
	PIE ou APE	0,80	5,0	(CEMIG, 2016b)
COPEL	Micro e Mini	0,92	2,0	(COPEL, 2013)
	PIE ou APE ⁽¹⁾	0,70	2,0	(COPEL, 2016)
	PIE ou APE ⁽²⁾	0,95	2,0	(COPEL, 2016)
ELEKTRO	Micro e Mini	0,80	0,2	(ELEKTRO, 2016)
ENERGISA	Micro e Mini	0,92	2,0	(ENERGISA, 2016)
	PIE ou APE	0,80	10,0	(ENERGISA, 2012b)

NOTA:

- (1) Conexão no barramento da subestação da distribuidora;
 (2) Conexão em pingo, ou seja, ao longo do alimentador.

Com base nos resultados apresentados na Tabela 3.7 é possível observar novamente que não há um consenso entre as distribuidoras de energia elétrica pesquisadas. Nesse sentido, serão avaliados três grupos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27), de modo a selecionar os requisitos mínimos de ajuste mais restritivos apresentados na Tabela 3.7. Os grupos de ajustes selecionados estão apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8: Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão terminal dos grupos de geradores síncronos distribuídos

Ajuste	Grupo de Geradores Síncronos Distribuídos					
	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	
	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]
Ajuste 1	0,92	2,0	0,95	2,0	0,95	2,0
Ajuste 2	0,92	2,0	0,92	2,0	0,92	2,0
Ajuste 3	0,90	3,0	0,90	3,0	0,90	3,0

Considerando a queda de tensão associada aos geradores síncronos equivalentes do Grupo 2 e Grupo 3 apresentada na Tabela 3.5, é possível reescrever a Tabela 3.8 em função da tensão na subestação de distribuição, tal como apresentado na Tabela 3.9.

Tabela 3.9: Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função na tensão da subestação de distribuição

Ajuste	Grupo de Geradores Síncronos Distribuídos					
	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	
	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]
Ajuste 1	0,92	2,0	0,98494	2,0	0,99610	2,0
Ajuste 2	0,92	2,0	0,95494	2,0	0,96610	2,0
Ajuste 3	0,90	3,0	0,93494	3,0	0,94610	3,0

Com base no modelo simplificado de rede de distribuição discutido nesta seção, mostra-se possível analisar o comportamento dinâmico de sistema de grande porte considerando a participação da geração distribuída, ao menos do ponto de vista do problema de estabilidade de tensão. Nesse sentido, na próxima seção serão apresentados os resultados obtidos na análise do problema de estabilidade de tensão de curto prazo para o sistema teste utilizado, avaliando de forma comparativa a análise comumente empregada em SEE, ou seja, quando a rede de distribuição é modelada por uma carga concentrada em cada subestação de distribuição e sem a presença de geradores distribuídos, e a análise considerando o modelo simplificado de rede de distribuição proposto nesta seção.

3.4 Avaliação do Problema de Estabilidade de Tensão de Curto Prazo

Com base no modelo simplificado de redes de distribuição proposto na Seção 3.3 é possível analisar o problema de estabilidade de tensão de curto prazo considerando a influência dos geradores distribuídos e sua eventual desconexão, sem que haja um elevado acréscimo no esforço computacional associado a esta análise. Nas avaliações a serem realizadas, as características do sistema de energia elétrica brasileiro serão empregadas, tanto em termos da participação da geração distribuída, quanto das características e restrições de operação do sistema de grande porte analisado, tais como as margens de segurança de tensão adotadas na avaliação do problema de estabilidade de tensão, a modelagem das cargas e os requisitos de desempenho dinâmico quando da ocorrência de contingências simples (critério N-1).

Na avaliação do problema de estabilidade de tensão de curto prazo, o aplicativo Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM) (CEPEL, 2018) será utilizado. Embora este aplicativo possua foco na avaliação de transitórios eletromecânicos no domínio do tempo, trabalhos como aquele apresentado em (VAN CUTSEM et al., 2015) demonstram sua capa-

cidade na obtenção de resultados condizentes com outros aplicativos para a análise do problema de estabilidade de tensão de curto e de longo prazo.

Além disso, tal como indicado no Submódulo 18.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016c), o aplicativo ANATEM é um dos aplicativos que compõem a lista de ferramentas computacionais recomendadas para a realização de estudos elétricos no Brasil. Esta característica é relevante para a presente trabalho, pois se soma ao contexto brasileiro proposto para as análises.

Na sequência serão apresentadas as considerações sobre a modelagem do sistema teste analisado, tanto do ponto de vista do sistema de energia elétrica de grande porte quanto do ponto de vista do modelo simplificado de redes de distribuição proposto na Seção 3.3. Posteriormente serão descritas as contingências aplicadas ao sistema teste, bem como a análise detalhada dos resultados obtidos.

3.4.1 Descrição do Sistema Teste

Conforme discutido anteriormente, o sistema teste consiste na associação do modelo simplificado de redes de distribuição proposto com um sistema de energia elétrica de grande porte. Nesse sentido, serão apresentados na sequência o sistema de energia elétrica de grande porte analisado, em termos da descrição de seus componentes e factibilidade do ponto de operação analisado, e a parametrização do modelo simplificado de redes de distribuição proposto na Seção 3.3.

3.4.1.1 Modelagem do Sistema de Grande Porte

O sistema de grande porte adotado no presente trabalho é conhecido como “Nordic” e foi proposto por K. Walve. Embora fictício, quando proposto, este sistema possuía características similares ao sistema Sueco e Nórdico. Este sistema de energia elétrica de grande porte, que opera em 50Hz, é formado por 20 usinas, 72 barras e 102 ramos distribuídos em quatro áreas tal como apresentado na Figura 3.10. Os dados deste sistema estão apresentados em detalhes no Apêndice C.

Das 20 usinas presentes neste sistema, 13 destas são usinas hidrelétricas, cada uma representada por uma máquina síncrona equivalente de polos salientes, e 7 são termelétricas, cada uma representada por uma máquina síncrona equivalente de polos lisos. No aplicativo ANATEM, o modelo de máquina síncrona de polos salientes considera um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores, sendo um no eixo direto e dois no eixo em quadratura (CEPEL, 2018). Neste modelo, a saliência subtransitória é desprezada. As Figuras 3.11, 3.12 e 3.13 ilustram os diagramas de blocos referentes à equação de oscilação eletromecânica e às equações elétricas associadas ao eixo direto e ao eixo em quadratura deste modelo de máquina, respectivamente.

Figura 3.10: Sistema de energia elétrica de grande porte utilizado - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Por sua vez, o modelo de máquina de polos lisos do aplicativo ANATEM considera um enrolamento de campo e três enrolamentos amortecedores, sendo um associado ao eixo direto e dois ao eixo em quadratura (CEPEL, 2018). Assim como no modelo de máquina de polos salientes, a saliência subtransitória é desprezada. As Figuras 3.14 e 3.15 ilustram os diagramas de blocos referentes às equações elétricas do eixo direto e do

eixo em quadratura deste modelo de máquina, respectivamente. O diagrama de blocos referente à equação de oscilação eletromecânica deste modelo é o mesmo apresentado na Figura 3.11 para o modelo de polos salientes.

Figura 3.11: Diagrama de blocos para a equação de oscilação eletromecânica - adaptado de (CEPEL, 2018)

Figura 3.12: Diagrama de blocos para as equações elétricas de eixo direto do modelo de máquina síncrona de polos salientes - adaptado de (CEPEL, 2018)

Figura 3.13: Diagrama de blocos para as equações elétricas de eixo em quadratura do modelo de máquina síncrona de polos salientes - adaptado de (CEPEL, 2018)

Figura 3.14: Diagrama de blocos para as equações elétricas de eixo direto do modelo de máquina síncrona de polos lisos - adaptado de (CEPEL, 2018)

Figura 3.15: Diagrama de blocos para as equações elétricas de eixo em quadratura do modelo de máquina síncrona de polos lisos - adaptado de (CEPEL, 2018)

Os parâmetros associados aos modelos de máquina síncrona de polos lisos e de polos salientes estão apresentados nas Tabelas C.9 e C.10 do Apêndice C. Embora os dados apresentados na Tabela C.9 sejam em função das reatâncias das máquinas síncronas e os diagramas das equações elétricas apresentados nas Figuras 3.12, 3.13, 3.14 e 3.15 relacionem as indutâncias das máquinas síncronas, estes parâmetros são equivalentes em p.u. na base de cada máquina.

Com relação aos controles associados a cada usina do sistema de grande porte, todas as hidrelétricas e termelétricas do modelo possuem o sistema de excitação descrito na Seção C.4 do Apêndice C, e que reúne um *Automatic Voltage Regulator* (AVR), um *Power System Stabilizer* (PSS) e um *Overexcitation Limiter* (OEL). Com relação à regulação de velocidade, apenas as máquinas síncronas associadas às usinas hidrelétricas possuem o regulador apresentado em detalhes na Seção C.6 também do Apêndice C. As usinas termelétricas são modeladas com torque mecânico constante e, em função disso, não participam da regulação primária de frequência.

Juntamente com a regulação de velocidade, o modelo simples de turbina apresentado em detalhes na Seção C.5 é empregado em todas as máquinas síncronas das usinas hidrelétricas. Todos os sistemas de controle e o modelo de turbina apresentados foram implementados no aplicativo ANATEM por meio das estruturas denominadas Controladores Definidos pelo Usuário (CDU).

Com relação às cargas deste sistema de energia elétrica, será empregado o modelo de carga ZIP, sendo a parte ativa modelada como 100% de corrente constante e a parte reativa como 100% de impedância constante. De acordo com o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), este modelo corresponde à cargas do tipo motor de indução quando seus parâmetros dinâmicos não são conhecidos.

Conforme discutido no trabalho desenvolvido por (VAN CUTSEM et al., 2015), no qual o sistema de energia elétrica de grande porte denominado “Nordic” é apresentado, o atendimento à Área Central apresenta problemas de estabilidade de tensão bem caracterizados. De fato, a Área Central é aquela que apresenta a maior concentração de cargas. Nesse sentido, este problema de estabilidade de tensão associado à Área Central será explorado na presente pesquisa.

Este sistema de energia elétrica de grande porte foi avaliado do ponto de vista de segurança sistêmica segundo os critérios estabelecidos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), o qual estabelece que o desempenho do sistema elétrico deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos neste Submódulo e tão pouco a necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério N-1). Foram avaliados os aspectos segurança de tensão e estabilidade eletromecânica tal como indicado em detalhes no Apêndice D.

Por meio das avaliações realizadas observou-se que o ponto de operação indicado em (VAN CUTSEM et al., 2015) e apresentado na Seção C.2 do Apêndice C, não atende aos

critérios estabelecidos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), sobretudo quanto à margem de segurança de tensão, cujo valor é de apenas 1,1%. Nesse sentido a carga total da Área Central foi reduzida, mantendo-se o fator de potência e a proporcionalidade entre as cargas da Área Central, de modo a atender o requisito de margem de segurança de tensão de 7%.

Tal como avaliado no Apêndice D, o ponto de operação resultante da redução da carga total da Área Central atende aos requisitos estabelecidos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d). Desse modo, este ponto de operação, apresentado em detalhes na Seção D.3 do Apêndice D, será utilizado para a avaliação do problema de estabilidade de tensão de curto prazo na presente pesquisa.

3.4.1.2 Modelagem da Geração Distribuída

No presente trabalho, os geradores distribuídos serão modelados por máquinas síncronas de polos salientes, cujos dados elétricos, por simplicidade, são os mesmos das máquinas de polos salientes do sistema de grande porte apresentados na Tabela C.9 do Apêndice C, exceto pela potência nominal. Com relação aos sistemas de regulação tensão e velocidade e os limitadores associados, também por simplicidade os mesmos modelos apresentados para a usina g1 serão adotados para todos os geradores síncronos distribuídos modelados. O PSS não será empregado em nenhum gerador síncrono distribuído.

Além dos controles supracitados, cada gerador síncrono distribuído possuirá um controlador de fator de potência (do inglês, PFC), cujo modelo é denominado “Tipo II” no *Standard* 421.5-2005 do IEEE publicado em 2006. O diagrama de blocos deste controlador está apresentado na Figura 3.16. Em termos da sintonia do controlador, os ajustes típicos propostos pelo *Standard* também serão aplicados em todos os geradores síncronos distribuídos. Estes ajustes são 1,0p.u. para o ganho proporcional, K_p , e para o ganho integral, K_i , e 0,1p.u. para o limitador V_{CLMT} do sinal de saída V_{fp} , que é adicionado diretamente ao ponto de soma do sistema de excitação, conforme ilustrado na Figura 3.17.

Figura 3.16: Modelo do controlador de fator de potência empregado nos geradores distribuídos - adaptado de (IEEE, 2006)

Nesse sentido, para cada uma das 11 barras de carga da Área Central se faz necessário determinar a geração de cada gerador síncrono equivalente e o valor da carga adicional a ser inserida em cada barra, de modo que a potência consumida líquida vista pelo sistema de grande porte não seja alterada. A Tabela 3.10 apresenta estes valores em função das barras de carga da Área Central.

Tabela 3.10: Participação de geração distribuída segundo modelo simplificado de rede de distribuição proposto

Barra	Potência Ativa [MW]		
	Carga Original	Gerador Distribuído	Carga Adicional
1	564,400	18,813	56,440
2	310,400	10,347	31,040
3	244,600	8,153	24,460
4	790,200	26,340	79,020
5	677,300	22,577	67,730
41	508,000	16,933	50,800
42	376,300	12,543	37,630
43	846,600	28,220	84,660
46	658,500	21,950	65,850
47	94,070	3,136	9,407
51	752,500	25,083	75,250

3.4.2 Simulações e Resultados

Na avaliação do problema de estabilidade de tensão de curto prazo, foram analisados os desligamentos de todas as usinas do sistema de grande porte de forma individual, resultando assim em 20 casos de análise. Estas grandes perturbações causam impacto significativo no sistema, superior inclusive a contingências comuns de curto-circuito seguido da retirada do elemento faltoso do sistema (critério N-1). Todavia, as perdas completas de usinas são contingências factíveis e têm sido observadas nos últimos anos tais como o desligamento completo da UHE Itaipu 60Hz em 2009 (ONS, 2009) e da UHE Tucuruí em 2016 (ONS, 2016a), duas das maiores usinas hidrelétricas do Brasil.

Para a avaliação destas contingências, o sistema teste analisado será submetido a um curto-circuito monofásico com duração de 100 milissegundos na barra da usina do sistema de grande porte a ser desconectada⁶. O curto-circuito será aplicado no tempo de simulação de 0,9 segundos e extinto em 1,0 segundo, momento em que a usina do sistema de grande porte sob falta é desconectada. O comportamento do sistema teste será avaliado até 200,0 segundos de simulação. Caso a simulação alcance os 200,0 segundos, supõe-se que o

⁶No Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d) não há a definição de um tempo de eliminação de falta para elementos com tensão nominal de 400kV. Nesse sentido, adotou-se o tempo de eliminação de falta estabelecido para a tensão nominal de 440kV, 100ms, que é aquela que mais se aproxima da tensão nominal do sistema teste analisado.

sistema não tenha manifestado um comportamento instável e, nestas condições, o evento será classificado como estável.

Em todas as avaliações realizadas, a operação automática dos *Load Tap Changer* (LTC)s será bloqueada. Tal como exposto em (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1998), o bloqueio da ação dos LTCs pode ser utilizado para retardar a degradação do sistema pela interrupção do processo de recuperação da potência consumida pelas cargas. Além disso, no Brasil o bloqueio da operação automática dos LTCs é prática comum na interface entre os Sistemas de Transmissão e Distribuição. Nestas condições, o sistema teste foi avaliado em quatro versões, as quais estão descritas na sequência:

Caso 0: Apenas o sistema de grande porte descrito na Subseção 3.4.1.1 é avaliado, ou seja, as redes de distribuição são modeladas por uma carga concentrada e, portanto, não há geradores distribuídos modelados. Este caso representa o cenário comumente empregado na avaliação de SEE, no qual os geradores distribuídos não são considerados no planejamento e programação da operação elétrica;

Caso 1: Consiste no sistema de grande porte descrito na Subseção 3.4.1.1 associado ao modelo simplificado de redes de distribuição proposto na Seção 3.3 e discutido na Subseção 3.4.1.2. Neste caso os geradores distribuídos estão associados ao grupo de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) denominado “Ajuste 1” na Tabela 3.9;

Caso 2: Idem ao Caso 1, porém neste caso os geradores distribuídos do modelo simplificado de redes de distribuição estão associados ao grupo de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) denominado “Ajuste 2” na Tabela 3.9;

Caso 3: Idem ao Caso 1, porém neste caso os geradores distribuídos do modelo simplificado de redes de distribuição estão associados ao grupo de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) denominado “Ajuste 3” na Tabela 3.9;

A Tabela 3.11 apresenta os resultados obtidos para as simulações realizadas em termos da estabilidade dos eventos simulados, nas condições descritas anteriormente. Nesta tabela a letra “E” indica um evento estável e a letra “I” um evento instável, segundo os critérios adotados. Adicionalmente, a Tabela 3.12 apresenta a porcentagem de geração distribuída desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em cada simulação realizada, em termos da potência total inicialmente injetada pelos geradores síncronos distribuídos do modelo simplificado de rede de distribuição proposto.

Tabela 3.11: Estabilidade dos Casos 0, 1, 2 e 3 frente à desconexão das usinas g1 a g20

Usina Desconectada	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3
g1	E	E	E	E
g2	E	E	E	E
g3	E	E	E	E
g4	E	E	E	E
g5	E	E	E	E
g6	E	E	E	E
g7	E	E	E	E
g8	E	E	E	E
g9	E	E	E	E
g10	E	E	E	E
g11	E	E	E	E
g12	E	E	E	E
g13	E	E	E	E
g14	E	I	I	E
g15	E	I	I	I
g16	E	E	E	E
g17	E	E	E	E
g18	E	I	I	I
g19	E	E	E	E
g20	E	I	I	E

Com o intuito de facilitar a apresentação dos resultados, propõe-se a classificação dos resultados obtidos de modo a indicar de forma gráfica a porcentagem de geração distribuída desconectada e a condição de estabilidade, unificando desta forma os resultados apresentados nas Tabelas 3.11 e 3.12. A classificação proposta consiste na seguinte relação de cores:

- Casos nos quais nenhuma geração distribuída foi desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27);
- Casos nos quais até 50% da geração distribuída foi desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27);
- Casos nos quais entre 50% e 100% da geração distribuída foi desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27);
- Casos nos quais, independentemente da quantidade de geração distribuída desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27), o sistema avaliado se comportou de forma instável.

Aplicando a classificação de cores proposta nos resultados apresentados nas Tabelas 3.11 e 3.12 obtém-se a Figura 3.18.

Tabela 3.12: Porcentagem de geração distribuída desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27) frente à desconexão das usinas g1 a g20, em relação a potência total dos geradores distribuídos

Usina Desconectada	Caso 1	Caso 2	Caso 3
g1	66,667%	0,000%	0,000%
g2	66,667%	0,000%	0,000%
g3	66,667%	0,000%	0,000%
g4	66,667%	0,000%	0,000%
g5	66,667%	0,000%	0,000%
g6	84,077%	74,145%	6,115%
g7	66,667%	0,000%	0,000%
g8	97,962%	97,962%	0,000%
g9	66,667%	43,265%	0,000%
g10	66,667%	0,000%	0,000%
g11	66,667%	0,000%	0,000%
g12	66,667%	0,000%	0,000%
g13	0,000%	0,000%	0,000%
g14	97,962%	97,962%	75,119%
g15	100,000%	100,000%	97,962%
g16	97,962%	97,962%	83,395%
g17	97,962%	70,061%	0,000%
g18	100,000%	100,000%	97,962%
g19	66,667%	0,000%	0,000%
g20	94,567%	85,433%	17,410%

Figura 3.18: Resultados obtidos para os Casos 0, 1, 2 e 3 frente à desconexão das usinas g1 a g20

Por meio dos resultados obtidos, especialmente por meio da Figura 3.18, é possível observar que para o Caso 0 todas as contingências analisadas são estáveis. Tal constatação indica que por meio da avaliação comumente realizada em SEE, na qual os geradores distribuídos não são considerados no planejamento e programação da operação elétrica, não são esperados problemas de estabilidade para a contingência das usinas do sistema de grande porte analisado.

No entanto, para estas mesmas contingências, quando o sistema de grande porte é avaliado em conjunto com o modelo simplificado de geração distribuída proposto no presente trabalho (Caso 1, Caso 2 e Caso 3), é possível observar que a condição de estabilidade

esperada pela avaliação comumente realizada em SEE (Caso 0) não é verificada para todos os casos. Dentre os eventos analisados, destacam-se aqueles associados à contingência das usinas g15 e g18, para as quais todos os eventos nos quais o modelo simplificado de redes de distribuição é considerado apresentaram um comportamento instável. Por este motivo, estes casos serão analisados em detalhes na sequência.

Com relação à desconexão da usina g15, a Figura 3.19 apresenta o comportamento da tensão na barra 1 de forma comparativa entre os Casos 0, 1, 2 e 3. A barra 1 é uma barra de carga da Área Central que, embora escolhida de forma arbitrária, demonstra o comportamento da tensão da Área Central. Por meio da Figura 3.19 é possível observar para o Caso 0 que a tensão se estabiliza em aproximadamente 0,90p.u. enquanto que nos Casos 1, 2 e 3 a tensão sofre uma redução sustentada até o ponto de colapso, que ocorre em menos de 70 segundos após a desconexão da usina g15.

Figura 3.19: Comportamento da tensão na barra 1 frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 3

Por meio da Figura 3.20, que também apresenta o comportamento da tensão na barra 1, porém com foco nos instantes iniciais após a desconexão da usina g15, é possível observar no entanto que logo após a contingência, a tensão na barra 1 para os Casos 1, 2 e 3 é superior à tensão observada no Caso 0. Isso ocorre em função da resposta dos geradores distribuídos, nos quais a malha de regulação de tensão é mais rápida do que a malha de regulação de fator de potência. Tal como indicado na Figura 3.21, nos instantes iniciais após a contingência, os geradores distribuídos injetam potência reativa na tentativa de manter a tensão em seus terminais constante. À medida que o controle de fator

de potência se torna mais efetivo, ocorre a redução da potência reativa injetada de modo a manter o fator de potência unitário.

Figura 3.20: Comportamento da tensão na barra 1 frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 3 - instantes iniciais pós-contingência

Figura 3.21: Comportamento da potência reativa total dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para os Casos 1 a 3

De modo geral, a injeção de potência reativa por parte dos geradores distribuídos nos instantes iniciais pós-contingência é benéfica para o sistema de grande porte, pois colabora no sentido de minimizar as variações de tensão a que as cargas do sistema são submetidas, melhorando a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores deste ponto vista. Todavia, para a desconexão da usina g15, esta redução na variação da tensão nas barras da carga não foi suficiente para evitar a desconexão dos geradores distribuídos da Área Central pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27). Conforme indicado na Figura 3.22, que apresenta o comportamento da potência ativa total injetada pelos geradores distribuídos da Área Central, a desconexão dos geradores distribuídos ocorre de forma sucessiva, ao ponto que em menos de 10 segundos após a desconexão da usina g15 praticamente todos os geradores distribuídos estão desconectados.

Conforme esperado, a medida que os geradores distribuídos da Área Central são desconectados, o consumo líquido de potência ativa da Área Central visto pelo sistema de grande porte aumenta. Este comportamento pode ser observado na Figura 3.23, na qual a carga ativa líquida da Área Central para os Casos 1, 2 e 3 é superior àquela do Caso 0 até aproximadamente 20 segundos após a desconexão da usina g15. Após as primeiras desconexões de geradores distribuídos e à medida que a carga ativa líquida da Área Central visto pelo sistema de grande porte aumenta, a tensão com a qual as cargas da Área Central são atendidas é reduzida conforme observado na Figura 3.20. Com a redução da tensão na Área Central, mais geradores distribuídos são desconectados pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27) e, conseqüentemente, o consumo líquido de potência ativa da Área Central visto pelo sistema de grande porte aumenta. Este comportamento de realimentação positiva promove a rápida desconexão dos geradores distribuídos observada da Figura 3.22.

Por sua vez, o consumo de potência reativa líquida da Área Central visto pelo sistema de grande porte é menor nos Casos 1, 2 e 3 em relação ao Caso 0, tal como indicado na Figura 3.24. Inicialmente este comportamento ocorre em função da injeção de potência reativa dos geradores distribuídos indicada na Figura 3.21, que é significativamente superior ao acréscimo no consumo de potência reativa das cargas da Área Central provocado pela elevação de tensão associada ao controle de tensão dos geradores distribuídos. Com o início da desconexão dos geradores distribuídos, o consumo de potência reativa líquida da Área Central visto pelo sistema de grande porte reflete o comportamento da tensão nesta área, dada a relação quadrática entre estas grandezas.

Figura 3.22: Comportamento da potência ativa total dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para os Casos 1 a 3

Figura 3.23: Comportamento do consumo de potência ativa líquido da Área Central vista pelo sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 3

Figura 3.24: Comportamento do consumo de potência reativa líquido da Área Central vista pelo sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 3

Por meio das Figuras 3.19, 3.23 e 3.24 é possível observar que o ponto de máxima transferência de potência é alcançado aproximadamente 20 segundos após a contingência da usina g15. Após este instante, a tensão na Área Central e o consumo de potência ativa e reativa da Área Central vistos pelo sistema de grande porte sofrem reduções sustentadas, indicando que o ponto de operação do sistema encontra-se na parte inferior da curva PQV associada. É importante citar no entanto que estes pontos de operação não são instáveis, dada a característica das cargas. A instabilidade se manifesta pela superação do limite de carregamento do sistema, dado o aumento da carga na Área Central em função da desconexão dos geradores distribuídos.

Tal como discutido no Capítulo 2, o limite de carregamento do sistema é definido como o ponto no qual a característica da carga se torna tangente à característica da rede. O limite de carregamento coincide com a capacidade máxima de transmissão apenas para cargas do tipo potência constante, sendo esta a condição avaliada por exemplo na determinação da margem de segurança de tensão. No entanto, para outros tipos de carga, tal como aquele utilizado na presente avaliação - corrente constante para a parte ativa e impedância constante para a parte reativa - o limite de carregamento não coincide com a capacidade máxima de transmissão.

De modo geral, os resultados obtidos para a desconexão da usina g15 indicam a ocorrência de um fenômeno de instabilidade de tensão de curto prazo, decorrente da desconexão sucessiva dos geradores distribuídos. Além disso, é possível observar por meio das Figuras 3.25, 3.26 e 3.27 que as usinas do sistema de grande porte se mantêm sincrô-

zadas até o ponto de colapso nos Casos 1, 2 e 3, respectivamente, demonstrando que a instabilidade observada está associada ao colapso de tensão no curto prazo.

Figura 3.25: Comportamento da frequência das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 1

Figura 3.26: Comportamento da frequência das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 2

Figura 3.27: Comportamento da frequência das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 3

Adicionalmente, as Figuras 3.28, 3.29, 3.30 e 3.31 apresentam o comportamento das correntes de campo dos geradores das usinas do sistema de grande porte para os Casos 0, 1, 2 e 3, respectivamente. Por meio destas figuras é possível observar que para cada caso os limitadores de corrente de campo das usinas do sistema de grande porte atuaram de forma distinta frente à desconexão da usina g15. A Tabela 3.13 apresenta, para cada um dos casos avaliados, a relação das usinas do sistema de grande porte cujos limitadores de corrente de campo atuaram.

Por meio da Tabela 3.13 é possível observar que nos Casos 1, 2 e 3 os limitadores de corrente de campo das usinas g6 e g7 atuaram, o que não se verifica no Caso 0. Tal constatação revela que a desconexão sucessiva dos geradores distribuídos associados aos Casos 1, 2 e 3 levaram à atuação dos limitadores de corrente de campo das usinas g6 e g7, o que contribuiu para a instabilidade de tensão no curto prazo observada, visto que estas usinas estão conectadas na Área Central.

Com relação ao Caso 3, é possível observar na Tabela 3.13 um número menor de usinas do sistema de grande porte cujos limitadores de corrente de campo atuaram. Este resultado está associado aos ajustes menos restritivos para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores distribuídos, e ao fato do colapso de tensão ocorrer em um tempo menor no Caso 3 do que nos Casos 1 e 2. De fato, o Caso 3 apresenta algumas diferenças significativas em relação aos demais casos, como por exemplo, o tempo de desconexão dos geradores distribuídos (Figura 3.22) e os diferentes tempos de atuação dos limitadores de corrente de campo das usinas do sistema de grande porte (Figuras 3.29, 3.30 e 3.31).

Tabela 3.13: Atuação dos limitadores de corrente de campo das usinas do sistema de grande porte para os Casos 0, 1, 2 e 3 frente à desconexão da usina g15

Usina	Caso 0	Caso 1	Caso 2	Caso 3
g1	-	-	-	-
g2	-	-	-	-
g3	-	-	-	-
g4	-	-	-	-
g5	✓	✓	✓	-
g6	-	✓	✓	✓
g7	-	✓	✓	✓
g8	✓	✓	✓	-
g9	-	-	-	-
g10	-	-	-	-
g11	✓	✓	✓	✓
g12	✓	✓	✓	✓
g13	-	-	-	-
g14	✓	✓	✓	✓
g16	-	✓	✓	-
g17	-	-	-	-
g18	-	-	-	-
g19	-	-	-	-
g20	-	-	-	-

Figura 3.28: Comportamento da corrente de campo das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 0

Figura 3.29: Comportamento da corrente de campo das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 1

Figura 3.30: Comportamento da corrente de campo das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 2

Figura 3.31: Comportamento da corrente de campo das usinas do sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 - Caso 3

Em resumo, estas pequenas diferenças levaram o Caso 3 a excursões maiores nas tensões nas barras de carga da Área Central e no consumo de potência ativa e reativa líquido da Área Central visto pelo sistema de grande porte, resultando na superação do limite de carregamento em menos tempo do que aquele registrado nos Casos 1 e 2. Esta diversidade nos resultados demonstra a dificuldade e, ao mesmo tempo, a importância da análise do problema de estabilidade de tensão de curto prazo considerando a presença de geradores distribuídos.

De modo geral, os resultados associados aos casos instáveis para a desconexão das usinas g14, g18 e g20 levam a mesma conclusão obtida através dos resultados analisados para a desconexão da usina g15, ou seja, que o mecanismo principal que conduz à instabilidade de tensão de curto prazo é o desligamento sucessivo de geradores distribuídos pela função de proteção de subtensão (ANSI 27). Sobretudo, a comparação dos resultados obtidos pela avaliação comumente utilizada na análise de SEE com aqueles obtidos utilizando o modelo simplificado de rede de distribuição proposto no presente trabalho, revela comportamentos distintos e em alguns casos instáveis. Em outras palavras, os resultados obtidos indicam que os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores distribuídos, exigidos por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, podem degradar o desempenho do sistema de grande porte durante contingências sistêmicas, podendo levá-lo à instabilidade.

3.5 Considerações Finais

Neste capítulo os conceitos básicos de geração distribuída foram apresentados considerando o contexto mundial, em função das tecnologias empregadas, das fontes de energia exploradas e das participações nas matrizes energéticas de alguns países. As perspectivas indicam que a participação de geração distribuída será cada vez mais significativa na geração de energia e para os aspectos operacionais e de planejamento. Os aspectos de geração distribuída foram apresentadas de forma detalhada para o contexto brasileiro, cujas características foram empregadas nas análises realizadas no presente trabalho.

Além dos conceitos básicos de geração distribuída, também foi apresentada neste capítulo uma revisão de literatura sobre a influência da geração distribuída no problema de estabilidade de tensão. Tal como esperado, a maioria dos trabalhos realizados está associada a fontes de energia conectadas via dispositivos de eletrônica de potência, como eólica e solar. Além disso, a maioria dos trabalhos não avalia a inserção da geração distribuída como um problema sistêmico e dinâmico.

Na sequência, em função das dificuldades associadas à representação detalhada de rede de distribuição em um sistema elétrico de grande porte, um modelo simplificado de rede de distribuição foi avaliado, no sentido de representar a geração distribuída considerando o comportamento da tensão a qual estes geradores estão submetidos. Os geradores distribuídos foram agrupados em três grupos em função da localização da conexão destes em relação à subestação de distribuição. As características físicas dos alimentadores de distribuição foram avaliadas, contudo, verificou-se que estas características possuem pequena influência no comportamento das tensões ao longo do alimentador. O modelo simplificado de rede de distribuição proposto viabilizou a representação da geração distribuída sem acarretar um acréscimo significativo no esforço computacional associado à análise do problema de estabilidade de tensão de curto prazo.

Para a análise do problema de estabilidade de tensão de curto prazo, o sistema de energia elétrica de grande porte utilizado nas análises realizadas foi avaliado quanto à segurança sistêmica segundo os critérios estabelecidos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS. Foram avaliados os aspectos de segurança de tensão e estabilidade eletromecânica. Para o atendimento destes critérios, o ponto de operação deste sistema de energia elétrica de grande porte foi ajustado. Adicionalmente, o modelo simplificado de redes de distribuição proposto foi parametrizado em um função do ponto de operação do sistema de energia elétrica de grande porte analisado.

Com base neste sistema teste, a inserção da geração distribuída no problema de estabilidade de tensão de curto prazo foi avaliada frente à desconexão das usinas do sistema de grande porte, após a ocorrência de um curto-circuito monofásico. Para cada contingência o sistema teste foi avaliado em quatro versões: uma considerando apenas o sistema de energia elétrica de grande porte, ou seja, sem geradores distribuídos modelados, e três versões considerando o sistema de energia elétrica de grande porte avaliado em conjunto com

o modelo simplificado de rede de distribuição proposto, parametrizado com três grupos de ajustes para a função de proteção de subtensão (ANSI 27).

De modo geral, a comparação dos resultados obtidos pela avaliação sem geradores distribuídos modelados, comumente empregada na análise de sistemas de energia elétrica, com aqueles obtidos quando a geração distribuída é considerada por meio do modelo simplificado de redes de distribuição proposto, revela comportamentos distintos e em alguns casos instáveis. Em outras palavras, os resultados obtidos indicam que os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores distribuídos, exigidos por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, podem provocar o desligamento sucessivo de geradores distribuídos, degradando o desempenho do sistema de grande porte durante contingências sistêmicas, podendo levá-lo inclusive à instabilidade.

Nesse sentido, é possível concluir que do ponto de vista do sistema de energia elétrica de grande porte a desconexão sucessiva de geradores distribuídos é indesejável. Em contrapartida, do ponto de vista dos sistemas de distribuição de energia elétrica, existem uma série de requisitos associados aos geradores distribuídos, no sentido de minimizar o impacto destes sobre a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, de tal forma que em diversas condições a desconexão dos geradores distribuídos é desejável. No próximo capítulo estas condições serão exploradas, buscando soluções que evitem a desconexão de geradores distribuídos frente a contingências sistêmicas, sem comprometer no entanto, os requisitos associados aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Flexibilização dos Ajustes da Função de Proteção de Subtensão dos Geradores Síncronos Distribuídos

As análises realizadas no Capítulo 3 revelaram que a desconexão mandatória dos geradores distribuídos é indesejável do ponto de vista do sistema de grande porte, quando da ocorrência de contingências sistêmicas. Em contrapartida, do ponto de vista dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), existem diversos requisitos associados aos geradores distribuídos, no sentido de, dentre outros fatores, minimizar o impacto destes geradores sobre a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores e sobre a segurança dos profissionais envolvidos na operação e manutenção dos SDEE, de tal forma que em diversas condições a desconexão dos geradores distribuídos é desejável.

Neste sentido, no presente capítulo serão discutidos os motivos que levaram as distribuidoras de energia elétrica brasileira a solicitar ajustes para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) tão restritivos como aqueles avaliados no Capítulo 3 do presente trabalho, bem como de que forma estes ajustes podem ser alterados de modo a evitar a desconexão sucessiva dos geradores distribuídos para contingências sistêmicas, sem comprometer no entanto os requisitos associados aos SDEE.

Na Seção 4.1 será discutido o contexto dos ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) pelas distribuidoras brasileiras e como estes ajustes podem ser alterados sem comprometer os requisitos impostos pelas distribuidoras de energia elétrica. Na sequência, na Seção 4.2, a proposta de solução discutida na Seção 4.1 no sentido de evitar a desconexão sucessiva de geradores distribuídos para contingências sistêmicas será avaliada nas mesmas condições utilizadas no Capítulo 3. Por fim, a Seção 4.3 apresenta as considerações finais do capítulo.

4.1 Análise dos Ajustes da Função de Proteção de Subtensão (ANSI 27)

Com o crescimento da geração distribuída pelo mundo, diversos desafios técnicos e operacionais associados à inserção destas fontes de energia elétrica têm sido objeto constante de pesquisas e de regulamentações que visam minimizar os possíveis impactos negativos destes geradores nos SEE. Neste contexto, a possibilidade de operação de forma ilhada associada a geradores distribuídos tem se mostrado como um dos principais desafios técnicos associados à geração distribuída (DONDI et al., 2002).

O ilhamento é definido como uma condição na qual uma determinada porção dos SDEE é atendida exclusivamente por um ou mais geradores distribuídos localizados no seu interior (IEEE, 2003). De modo geral, a operação ilhada de geradores distribuídos traz uma série de problemas aos SDEE, os quais estão relacionados aos aspectos de segurança, comerciais e técnicos. A seguir são apresentados alguns dos principais problemas (WALLING; MILLER, 2002; VIEIRA JR, 2006; BOLLEN; HASSAN, 2011):

- ❑ Segurança dos profissionais das distribuidoras de energia elétrica envolvidos na operação e manutenção dos SDEE. Na condição de operação ilhada, mesmo com a perda da alimentação principal oriunda da distribuidora, parte da rede elétrica permanece energizada, contudo sem o conhecimento dos profissionais da mesma, configurando uma situação de perigo;
- ❑ Na condição de operação ilhada, a manutenção da tensão e frequência dentro de níveis adequados passa a ser controlada pelos geradores distribuídos, os quais usualmente não pertencem à distribuidora de energia elétrica. Nestas condições, a distribuidora de energia elétrica não pode garantir a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores dentro da ilha energizada, embora ainda seja a responsável legal pelo fornecimento de energia elétrica;
- ❑ Na condição de operação ilhada, os dispositivos de proteção podem perder completamente a coordenação entre si, uma vez que há a redução significativa das correntes de curto-circuito após a abertura da conexão com a distribuidora de energia elétrica, além da própria mudança topológica do sistema;
- ❑ O religamento automático é universalmente adotado pelas distribuidoras de energia elétrica como a primeira tentativa de restabelecimento do fornecimento da energia elétrica aos seus consumidores quando da ocorrência de contingências nos SDEE. Neste contexto, os geradores distribuídos podem ser danificados caso a tentativa de religamento ocorra em condições nas quais a ilha esteja fora de sincronismo com o restante do sistema. Além disso, na condição de religamento fora de sincronismo,

elevadas correntes elétricas podem ser observadas, as quais podem danificar outros equipamentos elétricos conectados aos SDEE;

Em função dos problemas supracitados, a condição de ilhamento é indesejável e há um amplo consenso de que os sistemas de proteção dos geradores distribuídos devam ser capazes de identificar a condição de ilhamento e comandar a desconexão destes geradores o mais rapidamente possível (CIGRÉ Working Group 37.23, 1999; JENKINS et al., 2000; WALLING; MILLER, 2002; IEEE, 2003; XU; MAUCH; MARTEL, 2004). Nesse sentido, existem diversas técnicas de detecção de ilhamento disponíveis, cuja escolha por uma ou mais delas depende de sua viabilidade técnica e econômica (VIEIRA JR, 2006).

Tal como apontado em (BOLLEN; HASSAN, 2011), a primeira linha de defesa na prevenção da operação ilhada consiste a associação das funções de proteção de subtensão (ANSI 27), sobretensão (ANSI 59), subfrequência (ANSI 81U) e sobrefrequência (ANSI 81O). A operação em conjunto destas simples funções de proteção permite a desconexão do gerador distribuído na ocorrência de variações de tensão e frequência para além dos limites normais de operação. A Figura 4.1 ilustra o princípio de funcionamento deste método de identificação do ilhamento, na qual os ajustes do *pick-up* das funções de proteção ANSI 27, 59, 81O e 81U delimitam a área de operação normal.

Figura 4.1: Região de ajuste para as funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O como método de identificação do ilhamento

Do ponto de vista do ilhamento, estas variações de tensão e frequência são observadas em função de variações bruscas no carregamento dos geradores distribuídos durante a

formação da ilha. Quando a carga da ilha a qual o gerador distribuído será submetido é superior à capacidade deste gerador, tanto a tensão quanto a frequência tendem a reduzir de forma significativa. De modo complementar, quando a carga da ilha é inferior à capacidade do gerador distribuído, tanto a tensão quanto a frequência tendem incrementar de forma significativa (MOZINA, 2001; CHOWDHURY et al., 2008).

De fato, a eficiência deste esquema de identificação de ilhamento está fortemente atrelada à condição de equilíbrio entre carga e geração antes da ocorrência do ilhamento. Nestas condições, existem dois fatores que se contrapõem em termos do ajuste das funções de proteção associadas a este esquema de identificação de ilhamento: do ponto de vista de segurança, os ajustes devem ser os mais restritivos possíveis a fim de garantir a rápida desconexão dos geradores distribuídos; em contrapartida, à medida que os ajustes se tornam mais restritivos, maior será a chance de ocorrerem desconexões desnecessárias de geradores distribuídos (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Este esquema de identificação de ilhamento possui baixo custo e é de fácil instalação, o que o torna muito atrativo (VIEIRA JR, 2006). Por conta disso, as distribuidoras de energia elétrica brasileiras têm adotado largamente este esquema de identificação de ilhamento (CEEE-D, 2014; CELESC, 2016; CELESC, 2017; CEMIG, 2016a; CEMIG, 2016b; COPEL, 2016; COPEL, 2013; ELEKTRO, 2016; ENERGISA, 2016; ENERGISA, 2012b). No contexto brasileiro, tem-se observado que na disputa entre segurança e atuações indevidas, as distribuidoras têm adotado uma postura mais conservadora, exigindo ajustes restritivos a fim de garantir a desconexão dos geradores distribuídos e consequentemente a segurança dos SDEE.

Todavia, conforme apontado no Capítulo 3 do presente trabalho, os ajustes demasiadamente restritivos exigidos por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, sobretudo com relação à função de proteção de subtensão (ANSI 27), podem provocar o desligamento sucessivo de geradores distribuídos, degradando o desempenho do sistema de grande porte durante contingências sistêmicas, podendo levá-lo inclusive à instabilidade. Tal constatação indica que, embora os ajustes atualmente solicitados sejam vantajosos para as distribuidoras de energia elétrica brasileiras, do ponto do sistema como um todo, a desconexão sucessiva de geradores distribuídos não é interessante. Nesse sentido, se faz necessária busca por alternativas que evitem a desconexão dos geradores distribuídos frente à contingências sistêmicas, sem que os requisitos associados aos SDEE sejam comprometidos.

Conforme relatado anteriormente, existem diversos métodos de detecção de ilhamento disponíveis. Além do método baseado nas funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O discutido anteriormente, um segundo método de detecção de ilhamento também se destaca pelo baixo custo e facilidade de instalação: a associação das funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF.

A função de proteção ANSI 78, também conhecida como *Vector Shift* ou *Vector Surge*, é baseada na mudança da corrente terminal do gerador distribuído logo após a ocorrência doilhamento. Nesta condições, em função da impedância associada ao gerador e, eventualmente ao transformador elevador, o ângulo da tensão avaliada por esta função de proteção sofre um aumento ou uma redução súbita. Com base nesta variação angular da tensão, é possível identificar a condição de ilhamento (FREITAS et al., 2006).

Por sua vez, a função de proteção ANSI 81ROCOF, na qual “ROCOF” se refere ao termo *Rate of Change of Frequency*, é baseada na taxa de variação de frequência em relação ao tempo. Na condição de ilhamento, esta função de proteção reflete o comportamento das oscilações eletromecânicas associadas ao gerador distribuído e a ilha a ele associada. Esta técnica de detecção de ilhamento é baseada na medição da tensão terminal do gerador distribuído, a partir da qual o comportamento da frequência e da taxa de variação de frequência são extraídos (REDFERN; USTA; FIELDING, 1993; VIEIRA JR, 2006).

Tal como apontado em (BOLLEN; HASSAN, 2011), a utilização em conjunto destas funções de proteção é capaz de identificar a condição de ilhamento de forma muito mais rápida do que o método de identificação de ilhamento baseado nas funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O discutido anteriormente. Esta capacidade indica que, ao menos do ponto de vista dos SDEE, as funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF podem ser utilizadas como principal mecanismo de identificação da condição de ilhamento, em substituição às funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O, sem prejuízos aos requisitos de segurança exigidos pelas distribuidoras de energia elétrica.

Do ponto de vista do sistema de grande porte, (BOLLEN; HASSAN, 2011) apresenta um estudo realizado pela *National Grid* do Reino Unido, no qual foi avaliado o risco de desconexão massiva de geradores distribuídos pela atuação da função de proteção ANSI 81ROCOF, devido à desconexão de grandes blocos de geração do sistema de grande porte. Este estudo indica que, embora a função de proteção ANSI 81ROCOF não seja imune a atuações indevidas em decorrência de grandes perturbações sistêmicas, quando ajustada de forma adequada, a quantidade de geradores distribuídos desconectados pela sua atuação nestas condições tende a ser pequena e o impacto destas desconexões tende a ser pouco significativo para o desempenho do sistema. Por sua vez, com relação à função de proteção ANSI 78, (BOLLEN; HASSAN, 2011) indica que as principais causas de atuações indevidas desta função de proteção se dão pela ocorrência de curtos-circuitos nos SDEE, ou seja, em função de fenômenos locais.

Embora as aspectos apontados em (BOLLEN; HASSAN, 2011) sejam promissores em termos da utilização das funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF, avaliações adicionais devem ser realizadas no sentido de verificar o desempenho destas funções de proteção diante de contingências sistêmicas.

Tem-se observado ao longo do tempo que algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras têm solicitado as funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF, em conjunto com

as funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O, como requisito mínimo para a conexão de geradores distribuídos. A Tabela 4.1 apresenta a relação de algumas distribuidoras brasileiras e as funções de proteção solicitadas do ponto de vista de identificação de ilhamento para a conexão de geradores distribuídos. Contudo, mesmo as distribuidoras de energia elétrica que adotaram as funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF como método de identificação de ilhamento mantiveram ajustes restritivos para as funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O.

Tabela 4.1: Funções de proteção para a identificação de ilhamento solicitadas por algumas distribuidoras brasileiras

Distribuidora	Forma de Conexão	ANSI 27, 59 81U e 81O	ANSI 78 e 81ROCOF	Referência
CEEE	Micro e Mini	✓	✓	(CEEE-D, 2014)
CELESC	Micro e Mini PIE ou APE	✓	✓	(CELESC, 2016)
		✓	✓	(CELESC, 2017)
CEMIG	Micro e Mini PIE ou APE	✓	(1)	(CEMIG, 2016a)
		✓	-	(CEMIG, 2016b)
COPEL	Micro e Mini PIE ou APE	✓	✓	(COPEL, 2016)
		✓	✓	(COPEL, 2013)
CPFL	Micro e Mini PIE ou APE	✓	(1)	(CPFL, 2016a)
		✓	-	(CPFL, 2017)
ELEKTRO	Micro e Mini	✓	(1)	(ELEKTRO, 2016)
ENERGISA	Micro e Mini PIE ou APE	✓	✓	(ENERGISA, 2016)
		✓	✓	(ENERGISA, 2012b)

NOTA:

- (1) Embora cite a necessidade de identificação da condição de ilhamento em separado das funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O, as funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF não são solicitadas de forma explícita como funções de proteções obrigatórias.

Em função do exposto até aqui, propõe-se como alternativa de solução aos problemas apontados no Capítulo 3, que as distribuidoras de energia elétrica brasileiras flexibilizem os ajustes das funções de proteção ANSI 59, 81U, 81O e principalmente da função de proteção ANSI 27.

Na próxima seção, serão avaliados ajustes menos restritivos para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) buscando condições que evitem a desconexão sucessiva dos geradores distribuídos para as contingências sistêmicas avaliadas no Capítulo 3.

4.2 Avaliação de Novos Ajustes para a Função de Proteção de Subtensão (ANSI 27)

Conforme discutido na seção anterior, os problemas decorrentes da desconexão sucessiva de geradores síncronos distribuídos apresentados no Capítulo 3 estão atrelados aos ajustes restritivos para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) exigidos por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Neste contexto, propõe-se a avaliação de ajustes menos restritivos para a função de proteção de subtensão (ANSI 27), a fim de identificar um conjunto de ajustes que seja capaz de evitar a desconexão sucessiva de geradores síncronos distribuídos para contingências sistêmicas.

Para a realização desta avaliação, três novos conjuntos de ajustes para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) serão avaliados. A Tabela 4.2 apresenta estes novos conjuntos de ajustes, identificados como “Ajuste 4”, “Ajuste 5” e “Ajuste 6”, que avaliam valores de *pick-up* de 0,85p.u., 0,80p.u. e 0,75p.u., respectivamente, com temporização de 3,0 segundos. A título de comparação, também estão apresentados na Tabela 4.2 os três conjuntos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) empregados no Capítulo 3 e que refletem os ajustes mais restritivos solicitados por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Conforme é possível observar na Tabela 4.2, os conjuntos de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) estão ordenados de modo que o “Ajuste 1” é o mais restritivo e o “Ajuste 6” o menos restritivo.

Tabela 4.2: Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão terminal dos grupos de geradores síncronos distribuídos - Ajustes adicionais

Ajuste	Grupo de Geradores Síncronos Distribuídos					
	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	
	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]
Ajuste 1	0,92	2,0	0,95	2,0	0,95	2,0
Ajuste 2	0,92	2,0	0,92	2,0	0,92	2,0
Ajuste 3	0,90	3,0	0,90	3,0	0,90	3,0
Ajuste 4	0,85	3,0	0,85	3,0	0,85	3,0
Ajuste 5	0,80	3,0	0,80	3,0	0,80	3,0
Ajuste 6	0,75	3,0	0,75	3,0	0,75	3,0

Na Tabela 4.2 os conjuntos de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) estão apresentados em função da tensão terminal dos geradores síncronos distribuídos. Contudo, tal como avaliado no Capítulo 3, se faz necessário reescrever os ajustes dos Grupo 2 e Grupo 3 em função da queda de tensão associada a estes grupos de geradores síncronos distribuídos descrita na Tabela 3.5 daquele capítulo. A Tabela 4.3 apresenta os

conjuntos de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão na subestação de distribuição.

Tabela 4.3: Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão na subestação de distribuição - Ajustes adicionais

Ajuste	Grupo de Geradores Síncronos Distribuídos					
	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	
	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]
Ajuste 1	0,92	2,0	0,98494	2,0	0,99610	2,0
Ajuste 2	0,92	2,0	0,95494	2,0	0,96610	2,0
Ajuste 3	0,90	3,0	0,93494	3,0	0,94610	3,0
Ajuste 4	0,85	3,0	0,88494	3,0	0,89610	3,0
Ajuste 5	0,80	3,0	0,83494	3,0	0,84610	3,0
Ajuste 6	0,75	3,0	0,78494	3,0	0,79610	3,0

Para a avaliação da influências dos novos conjuntos de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27), serão realizadas as mesmas análises apresentadas no Capítulo 3. Em função dos novos conjuntos de ajustes, três novas versões do sistema teste serão avaliadas, as quais complementam as versões descritas e avaliadas na Seção 3.4.2 do Capítulo 3:

Caso 4: Consiste no sistema de grande porte descrito na Subseção 3.4.1.1 associado ao modelo simplificado de redes de distribuição proposto na Seção 3.3 e discutido na Subseção 3.4.1.2. Neste caso os geradores distribuídos estão associados ao grupo de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) denominado “Ajuste 4” na Tabela 4.3;

Caso 5: Item ao Caso 4, porém neste caso os geradores distribuídos do modelo simplificado de redes de distribuição estão associados ao grupo de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) denominado “Ajuste 5” na Tabela 4.3;

Caso 6: Item ao Caso 4, porém neste caso os geradores distribuídos do modelo simplificado de redes de distribuição estão associados ao grupo de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) denominado “Ajuste 6” na Tabela 4.3;

Na apresentação dos resultados, será empregada a mesma classificação utilizada na Seção 3.4.2 para a descrição da porcentagem de geradores distribuídos desconectados pela

atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27) e da condição de estabilidade. A classificação supracitada consiste na seguinte relação de cores:

- Casos nos quais nenhuma geração distribuída foi desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27);
- Casos nos quais até 50% da geração distribuída foi desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27);
- Casos nos quais entre 50% e 100% da geração distribuída foi desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27);
- Casos nos quais, independentemente da quantidade de geração distribuída desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27), o sistema avaliado se comportou de forma instável.

Em função desta classificação, a Figura 4.2 apresenta dos resultados obtidos considerando os novos conjuntos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) descritas anteriormente. De forma complementar, na Figura 4.2 também estão apresentados os resultados obtidos para os casos descritos na Seção 3.4.2 do Capítulo 3.

Figura 4.2: Resultados obtidos para os Casos 0, 1, 2, 3, 4, 5 e 6 frente à desconexão das usinas g1 a g20

Por meio dos resultados apresentados na Figura 4.2, é possível observar que, conforme esperado, a medida que os conjuntos de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) se tornam menos restritivos, menos geradores distribuídos são desconectados frente às contingências analisadas.

Com base nos resultados apresentados na Figura 4.2 é possível observar ainda que a partir do Caso 5 não são mais observadas desconexões de geradores síncronos distribuídos e tão pouco casos instáveis. Estes resultados indicam que, nas condições aqui analisadas, caso os geradores síncronos distribuídos da Área Central do sistema teste avaliado adotassem ajustes para a função de proteção de subtensão iguais ou inferiores à 0,80p.u., não seriam esperadas desconexões sucessivas destes geradores.

Conforme descrito na Seção 4.1, a função de proteção de subtensão (ANSI 27) compõe um método de identificação de ilhamento e que, nestas condições, os requisitos de ajuste desta função de proteção têm sido tratados como requisitos mínimos. Em termos práticos, tal como indicado na Figura 4.1, os geradores distribuídos podem ajustar a função de proteção de subtensão (ANSI 27) com valores ainda mais restritivos do que aqueles apresentados na Tabela 3.7 do Capítulo 3.

Contudo, no contexto da análise de estabilidade de tensão curto prazo realizada no presente trabalho, os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) devem ser tratados como requisitos máximos. Nestas condições, os geradores distribuídos não poderiam ajustar a função de proteção de subtensão (ANSI 27) com valores mais restritivos do que os requisitos máximos impostos pelas distribuidoras de energia elétrica, reduzindo drasticamente o risco de desconexões sucessivas de geradores distribuídos. Nestes termos, a região delimitada para o ajuste das funções de proteção de subtensão (ANSI 27), sobretensão (ANSI 59), subfrequência (ANSI 81U) e sobrefrequência (ANSI 81O) apresentada na Figura 4.1 deve ser modificada tal como indicado na Figura 4.3.

Figura 4.3: Região modificada para o ajuste das funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O

É importante frisar que esta mudança de paradigma quanto aos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) inevitavelmente implicará na redução do desempenho desta função de proteção do ponto de vista de identificação da condição de ilhamento. Contudo, conforme apontado na Seção 4.1, outras funções de proteção tais como a ANSI 78 e ANSI 81ROCOF podem ser utilizadas em substituição ao método de identificação baseado nas funções de proteção ANSI 27, 59, 81U e 81O, sem prejuízos aos requisitos de segurança exigidos pelas distribuidoras de energia elétrica.

Assim como realizado no Capítulo 3, na sequência serão analisados os resultados associados à desconexão da usina g15 de forma detalhada, a fim de verificar o comportamento do sistema teste em função da evolução dos ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27). Adicionalmente, nesta avaliação serão verificadas as principais diferenças entre o caso no qual a geração distribuída não é modelada (Caso 0) e o caso a partir do qual a geração distribuída, representada segundo o modelo simplificado de redes de distribuição proposto no presente trabalho, não é desconecta pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27) frente à desconexão da usina g15 (Caso 5).

A Figura 4.4 apresenta o comportamento da tensão na barra 1 de forma comparativa entre os Casos 0 a 6 frente à desconexão da usina g15. A barra 1 é uma barra de carga da Área Central que, embora escolhida de forma arbitrária, demonstra o comportamento da tensão da Área Central. Por meio da Figura 4.4 é possível observar que a medida que os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) se tornam menos restritivos, mais lenta se torna a ocorrência do colapso de tensão, ao ponto que para os Casos 5 e 6, conforme já indicado na Figura 4.2, não há desconexão de geradores síncronos distribuídos e tão pouco problemas de estabilidade de tensão de curto prazo.

Na Figura 4.4 é possível observar ainda que a tensão no regime permanente pós-contingência para os Casos 5 e 6 é superior àquela observada no Caso 0. Esta diferença na tensão ocorre em função da injeção de potência reativa por partes dos geradores distribuídos nos Casos 5 e 6, tal como indicado na Figura 4.5, na qual as curvas destes casos estão sobrepostas. Este fenômeno não é observado no Caso 0, visto que neste caso a geração distribuída não é representada.

A injeção de potência reativa por parte dos geradores síncronos distribuídos observada na Figura 4.5 ocorre em função da atuação dos limitadores associados ao controlador de fator de potência destes geradores. Conforme discutido na Seção 3.4.1.2, o controlador de fator de potência dos geradores síncronos distribuídos adotado no presente trabalho opera dentro da faixa de tensão terminal do gerador distribuído compreendida entre 0,90p.u. e 1,10p.u. Caso a tensão terminal de um determinado gerador distribuído extrapole esta faixa de operação, a regulação de tensão associada a este gerador passa a operar em modo tensão constante. Nestas condições, o gerador distribuído passa a injetar ou consumir potência reativa a fim de controlar a tensão terminal deste.

Figura 4.4: Comportamento da tensão na barra 1 frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 a 6

Figura 4.5: Comportamento da potência reativa total dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para os Casos 1 a 6

Para a desconexão da usina g15, são observadas tensões abaixo de 0,90p.u. nas proximidades desta usina quando a geração distribuída não é representada (Caso 0), sobretudo nas barras 43, 46 e 47, tal como indicado na Figura 4.6. Para os Casos 5 e 6, nos quais a geração síncrona distribuída não é desconectada pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27), é possível observar que a injeção de potência reativa dos geradores distribuídos associados às barras 43, 46 e 47 é responsável pela manutenção da tensão nestas barras em aproximadamente 0,90p.u., tal como indicado nas Figuras 4.7 e 4.8.

De modo geral, em função do mecanismo de controle de tensão dos geradores síncronos distribuídos adotado no presente trabalho, o perfil de tensão na Área Central tende a ser superior nos casos em que os geradores síncronos distribuídos não são desconectados pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27) (Caso 5) do que no caso em que estes geradores não são representados (Caso 0). Este comportamento pode ser verificado nas Figuras 4.4, 4.6 e 4.8.

Nestas condições, dado o comportamento das cargas com a tensão, a potência ativa consumida pelas cargas da Área Central tende a ser superior no Caso 5 do que no Caso 0. Por outro lado, a regulação primária dos reguladores de velocidade dos geradores síncronos distribuídos tende a responder do sentido de minimizar as variações de frequência do sistema. Para a desconexão da usina g15, tal como indicado na Figura 4.9, a frequência do sistema tende a reduzir e os reguladores de velocidade dos geradores distribuídos respondem injetando potência ativa adicional, o que por sua vez tende a reduzir o consumo de potência ativa da Área Central vista pelo sistema de grande porte.

Figura 4.6: Comportamento da tensão nas barras 43, 46 e 47 frente à desconexão da usina g15 para o Caso 0

Figura 4.7: Comportamento da potência reativa dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para o Caso 5

Figura 4.8: Comportamento da tensão nas barras 43, 46 e 47 frente à desconexão da usina g15 para o Caso 5

Figura 4.9: Comportamento da potência ativa total dos geradores distribuídos da Área Central frente à desconexão da usina g15 para os Casos 1 a 6

Nas condições aqui analisadas, o incremento da carga ativa associada à elevação da tensão e o aumento da potência ativa injetada pelos geradores distribuídos em decorrência da redução da frequência do sistema praticamente se anulam, de modo que o consumo de potência ativa da Área Central vista pelo sistema de grande porte é muito parecido entre os Casos 0 e 5, tal como indicado na Figura 4.10. A diferença observada no regime permanente pós-contingência é de aproximadamente 1,24%, em termos do consumo de potência ativa da Área Central vista pelo sistema de grande porte antes da desconexão da usina g15. É importante citar no entanto que esta condição de semelhança não pode ser generalizada, uma vez que cada um dos efeitos supracitados dependem de parâmetros independentes.

Um comportamento muito semelhante também é observado em termos da potência reativa consumida pela Área Central vista pelo sistema de grande porte. Com relação ao Caso 5, enquanto a potência reativa consumida pelas cargas da Área Central aumenta em função da dependência da tensão, tem-se que o principal fator por trás do perfil de tensão superior ao Caso 0 é a injeção de potência reativa por parte dos geradores síncronos distribuídos, a qual reduz o consumo de potência reativa da Área Central vista pelo sistema de grande porte.

Novamente, estes efeitos praticamente se anulam, de modo que o consumo de potência reativa da Área Central visto pelo sistema de grande porte é muito parecido entre os Casos 0 e 5, tal como indicado na Figura 4.11. A diferença observada no regime permanente pós-contingência é de aproximadamente 2,46%, em termos do consumo de potência reativa

da Área Central vista pelo sistema de grade porte antes da desconexão da usina g15. É importante citar novamente que esta condição de semelhança não pode ser generalizada, uma vez que cada um dos efeitos supracitados dependem de parâmetros independentes.

Figura 4.10: Comportamento do consumo de potência ativa líquido da Área Central vista pelo sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 e 5

Figura 4.11: Comportamento do consumo de potência reativa líquido da Área Central vista pelo sistema de grande porte frente à desconexão da usina g15 para os Casos 0 e 5

Por fim, é possível observar na Figura 4.12 que para o Caso 5, a máxima transferência de potência é de aproximadamente 6315MW, enquanto que para o Caso 0, 6260MW. Nestas condições é possível observar que quando os geradores síncronos distribuídos são representados e o *pick-up* da função de proteção de subtensão destes geradores é ajustada tal como estabelecido no Caso 5, há um ganho em termos da máxima transferência de potência, o qual está associado à injeção de potência reativa por parte dos geradores síncronos distribuídos. Conforme é possível observar na Figura 4.13, a injeção de potência reativa dos geradores distribuídos é responsável pela manutenção da tensão da barra 1 em 1.0p.u. até que os geradores distribuídos associados a esta barra atinjam sua capacidade máxima.

Figura 4.12: Curvas PV para os Casos 0 e 5

Diante dos resultados obtidos, é possível observar que a modelagem atualmente empregada na análise de SEE (Caso 0) tende a apresentar resultados ligeiramente conservadores quando comparada com a mesma avaliação realizada considerando a inserção da geração síncrona distribuída, desde que se garanta no entanto que estes geradores não sejam desconectados (Caso 5). As principais diferenças observadas se dão em termos do perfil de tensão do sistema (Figuras 4.4, 4.6 e 4.8) e em termos da máxima transferência de potência (Figura 4.12), ambas em função da contribuição de potência reativa dos geradores síncronos distribuídos.

Figura 4.13: Potência reativa injetada pelo geradores distribuídos do Caso 5, associado ao crescimento de carga para a obtenção da curva PV associada

4.3 Considerações Finais

Embora mais análises devam ser realizadas no sentido de avaliar o impacto da geração síncrona distribuída no problema de estabilidade de tensão de curto prazo, em função dos resultados obtidos na presente pesquisa tem-se que, quando a geração síncrona distribuída não é desconectada em função de contingências sistêmicas, estes geradores tendem a minimizar o impacto de tais contingências nos SDEE, sobretudo em termos das tensões com as quais as cargas são atendidas. Deste ponto de vista, tem-se que a metodologia atualmente empregada na análise de SEE, na qual os geradores distribuídos não são representados, tendem a apresentar resultados conservadores, indicando que esta metodologia pode continuar a ser empregada na análise de SEE, desde que se garanta que os geradores síncronos distribuídos não sejam desconectados para contingências sistêmicas.

Para tanto, tal como discutido no presente capítulo, as funções de proteção de subtensão (ANSI 27) devem ser ajustadas de forma menos restritiva do que os ajustes atualmente solicitados pelas distribuidoras de energia elétrica brasileiras. Naturalmente, nestas condições o desempenho da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em termos da identificação da condição de ilhamento é comprometido. Todavia, conforme discutido na Seção 4.1, ao menos do ponto de vista dos SDEE, as funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF podem ser utilizadas como principal mecanismo de identificação da condição de ilhamento. Do ponto de vista do sistema de grande porte, embora a utilização das

funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF apresentem aspectos promissores, avaliações adicionais devem ser realizadas no sentido de verificar o desempenho destas funções de proteção diante de contingências sistêmicas.

Para o sistema teste avaliado, o ajuste máximo admitido para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) deve ser de 0,80p.u., a fim de que sejam evitados os problemas apontados no Capítulo 3 em termos da desconexão sucessiva de geradores síncronos distribuídos. É importante frisar no entanto, que o valor indicado para o ajuste da função de proteção de subtensão ANSI 27 se dá em torno do problema de estabilidade de tensão associado ao atendimento da Área Central do sistema teste avaliado. Embora tanto os problemas relatados no Capítulo 3 quanto as soluções discutidas no presente capítulo possam ser generalizadas, uma vez que o sistema teste avaliado no presente trabalho não apresenta nenhuma especificidade que impeça tal generalização, espera-se que regiões específicas de um mesmo sistema possuam demandas diferentes em termos dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27), a fim de evitar a desconexão sucessiva de geradores síncronos distribuídos nestas regiões.

Entende-se ainda que esta avaliação deve ser realizada pelos operadores do sistema de grande porte, os quais devem colaborar no estabelecimento dos requisitos de conexão dos geradores distribuídos a serem conectados aos SDEE atendidos pelo sistema de grande porte. Nestas condições, tratando o ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) como um requisito máximo, tal como discutido na Seção 4.2, é possível evitar a diversidade e sobretudo os valores restritivos para o ajuste das funções de proteção de subtensão (ANSI 27) observadas nas distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

Os problemas relatados no Capítulo 3, bem como a proposta de solução discutida no presente capítulo, foram avaliados para o ponto de operação apresentado no Apêndice D. No próximo capítulo será proposta uma metodologia para avaliação dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) para geradores síncronos distribuídos, considerando diferentes ponto de operação. Esta metodologia será aplicada ao sistema teste analisado na presente pesquisa, no sentido de avaliar a robustez dos aspectos apontados tanto no Capítulo 3 quanto no presente capítulo, em termos da inserção da geração síncrona distribuída no problema de estabilidade de tensão de curto prazo.

Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Ajuste da Função de Proteção de Subtensão para Geradores Síncronos Distribuídos

As análises realizadas no Capítulo 3 demonstraram que os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores distribuídos, exigidos por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, podem provocar o desligamento sucessivo de geradores síncronos distribuídos, degradando o desempenho do sistema de grande porte durante contingências sistêmicas, podendo levá-lo inclusive à instabilidade. Por sua vez, as análises realizadas no Capítulo 4 revelaram que a flexibilização dos ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) é capaz de evitar a desconexão sucessiva de geradores síncronos distribuídos e os problemas decorrentes de tal desconexão. Em ambos os capítulos as análises se deram em torno do ponto de operação apresentado no Apêndice D.

Contudo, de modo geral, a análise do desempenho de SEE está associada à avaliação de diferentes condições de operação, sobretudo em termos da determinação dos limites de operação associados aos requisitos de segurança operacional pré-definidos. Neste contexto, em termos do problema de estabilidade de tensão de curto prazo associado à desconexão mandatória de geradores síncronos distribuídos discutido em detalhes no Capítulo 3 e 4, faz-se necessária a avaliação de diferentes ponto de operação, no sentido de mensurar a robustez dos resultados e conclusões apresentadas naqueles capítulos. Para tanto, no presente capítulo será proposta uma metodologia para avaliação dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão para geradores síncronos distribuídos, baseada em simulações de Monte Carlo.

Na Seção 5.1 será apresentada a metodologia proposta e na Seção 5.2 os resultados obtidos na aplicação desta no sistema teste analisado na presente pesquisa. Por fim, na Seção 5.3 serão apresentadas as considerações finais do capítulo.

5.1 Metodologia Proposta

Na avaliação apresentada em detalhes no Capítulo 3, verificou-se que a desconexão de usinas do sistema de grande porte pode acarretar na desconexão de geradores síncronos distribuídos pela atuação da função de proteção de subtensão (ANSI 27). Em alguns destes casos, a desconexão destes geradores ocorreu de forma massiva, levando ao acréscimo significativo da carga vista pelo sistema de grande porte e conduzindo o sistema como um todo à instabilidade de tensão no curto prazo.

Por sua vez, no Capítulo 4 verificou-se que o valor do ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos está diretamente associada ao volume de desconexão destes geradores para uma mesma contingência no sistema de grande porte. De modo geral, quanto menor o valor do *pick-up* da função de proteção de subtensão (ANSI 27), menos geradores distribuídos são desconectados por esta função de proteção e menor o impacto para o sistema de grande porte. De fato, nas avaliações realizadas identificou-se que para valores de *pick-up* da função de proteção de subtensão (ANSI 27) menores ou iguais a 0,80p.u., com temporização de 3,0 segundos, não são esperadas desconexões de geradores síncronos distribuídos.

Os resultados e conclusões apresentados no Capítulo 3 e 4 são muito importantes no sentido de avaliar se os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) podem provocar a desconexão massiva de geradores distribuídos, e com isso levar o sistema de grande porte à instabilidade. Contudo, os resultados apresentados em ambos os capítulos estão atrelados exclusivamente ao ponto de operação apresentado no Apêndice D. Embora o sistema teste utilizado não apresente nenhuma particularidade que impeça a generalização dos resultados obtidos no Capítulo 3 e 4 do ponto de vista qualitativo, faz-se necessária uma avaliação quantitativa, que permita estimar quais contingências do sistema de grande porte e quais ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores distribuídos são mais revelantes para o sistema teste avaliado.

Assim como o sistema teste avaliado não apresenta nenhuma particularidade que impeça a generalização dos resultados obtidos até então, a metodologia a ser elaborada para a avaliação quantitativa proposta também deve possuir tal característica. Na sequência a metodologia proposta será apresentada considerando a aplicação generalizada em SEE.

Para a avaliação quantitativa da relação entre os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) na desconexão massiva de geradores distribuídos e a eventual instabilidade do sistema, serão analisados diferentes pontos de operação que, contudo, preservem as características principais do sistema de grande porte a ser avaliado, como por exemplo o intercâmbio entre áreas e o despacho das usinas do sistema de grande porte.

Nesta tarefa, para a manutenção das características principais do sistema de grande porte a ser avaliado, diferentes distribuições de carga em uma mesma área serão analisadas, caracterizando assim diferentes pontos de operação. Contudo, para que estes pontos de operação possam ser avaliados de forma comparativa, estes devem atender aos mesmos

requisitos de desempenho pré-estabelecidos. Adicionalmente, estes diferentes pontos de operação devem ser estáveis para o conjunto de contingências sistêmicas avaliadas, considerando a modelagem tipicamente empregada na análise de SEE na qual os geradores distribuídos são estão modelados.

Nestas condições, será possível avaliar isoladamente como os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos impactam no comportamento do sistema avaliado, identificando a probabilidade de cada contingência sistêmica analisada em instabilizar o sistema avaliado. Em outras palavras, a metodologia proposta se resume a estimar o índice de instabilidade associado a cada conjunto de contingência sistêmica e ajuste da função de proteção de subtensão analisado, ou seja, qual a probabilidade de determinado arranjo contingência-ajuste levar o sistema à instabilidade.

No contexto geral da avaliação de índices de desempenho de SEE, tal como o índice de instabilidade descrito acima, diversos métodos de solução têm sido propostos na literatura, dentre os quais destaca-se as simulações de Monte Carlo (BILLINTON; CHEN; GHAJAR, 1996; ISSICABA, 2013).

De modo geral, a avaliação através das simulações de Monte Carlo consiste em uma técnica para análise de fenômenos por de meio de algoritmos que essencialmente empregam a utilização de números aleatórios (SHONKWILER; MENDIVIL, 2009). As simulações de Monte Carlo podem ser divididas em quatro sub-tipos: não-sequencial, sequencial, pseudo-sequencial e associada à meta-heurística. De modo simplificado, na abordagem não-sequencial os estados de um determinado sistema não possuem relação cronológica. Em contrapartida, na abordagem sequencial existe relação cronológica, tais como o ciclo de manutenções de componentes do sistema. Por sua vez, a abordagem pseudo-sequencial preserva parcialmente a precisão da abordagem sequencial enquanto reduz o esforço computacional. Por fim, a abordagem associada à meta-heurística permite a utilização de meta-heurísticas na busca por novos conjuntos de estados do sistema que tendem a contribuir para a estimativa dos índices de desempenho (ISSICABA, 2013).

No contexto das simulações de Monte Carlo, a estimativa do índice de instabilidade descrito anteriormente consiste em um problema não-sequencial, visto que a distribuição das cargas em áreas de SEE será utilizada na construção de diversos pontos de operação e que não será considerada qualquer relação cronológica pré-estabelecida entre estes pontos de operação.

Do ponto de vista matemático, a estimativa de um determinado índice de performance através das simulações de Monte Carlo nada mais é do que o valor médio do índice de performance avaliado, $E(X)$, considerando todos os casos analisados, tal como descrito na Equação 5.1.

$$E(X) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N X_k \quad (5.1)$$

, em que X é o índice de performance avaliado e N é o número de casos analisados.

O índice de instabilidade descrito anteriormente pode ser calculado com base na Equação 5.1 considerando que para um caso k qualquer classificado como instável seja atribuído o valor 1 ($X_k = 1$) e caso estável, 0 ($X_k = 0$). Operando desta forma será possível determinar qual a porcentagem do conjunto de N casos avaliados apresentou um comportamento instável.

Além do valor médio, para o mesmo conjunto N de casos avaliados é possível calcular o desvio padrão associado ao índice de performance avaliado, $\sigma(X)$, por meio da Equação 5.2.

$$\sigma(X) = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left[\sum_{k=1}^N X_k^2 - N E^2(X) \right]} \quad (5.2)$$

Por sua vez, a medida normalizada de dispersão de uma distribuição de probabilidade é dada pela razão do desvio padrão do valor médio pelo próprio valor médio. Esta medida é conhecida como **coeficiente de dispersão**, β , e pode ser escrita em termos do índice de performance X tal como indicado na Equação 5.3.

$$\beta = \frac{\sigma[E(X)]}{E(X)} 100\% \quad (5.3)$$

, em que $\sigma[E(X)]$ por ser expresso tal como indicado na Equação 5.4.

$$\sigma[E(X)] = \frac{\sigma(X)}{\sqrt{N}} \quad (5.4)$$

As simulações de Monte Carlo estão associadas a avaliação iterativa de um conjunto de casos N cada vez maior. A convergência da estimativa do índice de performance avaliado, $E(X)$, ocorre quando o coeficiente de dispersão associado atende a um valor mínimo pré-definido, indicando que o conjunto de N casos resultante é capaz de expressar o comportamento global do sistema em termos do índice de performance avaliado, considerando o coeficiente de dispersão especificado previamente. Tipicamente, o valor máximo admitido para o coeficiente de dispersão é de 5% (ISSICABA, 2013).

As simulações de Monte Carlo serão aplicadas na metodologia proposta para a avaliação dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) para geradores síncronos distribuídos. A Figura 5.1 apresenta o fluxograma da metodologia proposta, na qual cada etapa será discutida em detalhes na sequência.

Figura 5.1: Metodologia proposta para a avaliação dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) para geradores síncronos distribuídos - Fluxograma

Etapa 1 - Nova distribuição de cargas

Para a determinação de uma nova distribuição de cargas em uma área do sistema a ser analisado, devem ser selecionadas as barras de carga que farão parte da redistribuição de potência. Para cada uma destas barras será sorteado de forma aleatória um valor entre 0 e 1. O valor 0 representa uma carga nula, ou seja, nenhuma carga será associada à barra de carga selecionada. Por sua vez, o valor 1 representa o valor máximo de carga que a barra selecionada pode assumir.

Em outras palavras, o sorteio proposto definirá qual a porcentagem de carga assumirá em relação ao valor máximo permitido que cada barra de carga selecionada. Para a definição da carga máxima que cada barra de carga poderá assumir, diversos limites podem ser adotados, tais como: (i) o limite de transformação, que representa a máxima potência aparente que pode ser transmitida através da barra de carga selecionada, (ii) a máxima transferência de potência individual de cada barra de carga, (iii) eventuais

limites contratuais associados a máxima potência que pode ser consumida em cada barra de carga, etc.

De fato, conforme citado anteriormente, a definição da carga máxima que cada barra de carga pode assumir depende de vários fatores. Cabe ao analista e/ou operador do sistema de grande porte a ser avaliado definir quais os limites de carga mais relevantes para cada barra de carga do sistema, em função de sua vivência e experiência com aquele determinado sistema.

Operando desta forma, o valor sorteado para cada barra de carga pode ser ponderado pelo valor máximo de carga que cada barra pode assumir. Finalmente, por meio da soma das cargas sorteadas para o conjunto de barras selecionadas é possível determinar a carga total do conjunto de barras e compará-lo com o valor de referência, que é a carga total original do conjunto de barras selecionadas.

Um conjunto de cargas sorteadas será considerado válido para análise somente se a carga deste conjunto for igual ao valor de referência, considerando uma determinada tolerância. Novamente, a definição desta tolerância depende do sistema de grande porte a ser analisado, cabendo novamente ao analista e/ou operador deste sistema definir qual o valor adequado.

Uma vez atendida esta restrição, o conjunto de cargas sorteadas representa um possível novo ponto de operação para o sistema de grande porte sob análise.

Etapa 2 - Montagem do caso de fluxo de potência

A maioria dos aplicativos de fluxo de potência estão baseados em métodos de solução iterativos, geralmente o método de Newton-Raphson, os quais tendem a convergir para uma raiz a partir de uma estimativa inicial. Contudo, caso a estimativa inicial esteja muito distante da raiz do problema, pode não haver convergência para uma raiz. Em termos da metodologia proposta, este problema pode ocorrer caso o novo ponto de operação formado pelo conjunto de cargas sorteadas na etapa anterior esteja muito distante do ponto de operação base.

Note que mesmo que a carga total do conjunto de barras de carga selecionadas não seja alterada, conforme premissa estabelecida na Etapa 1, individualmente a modificação no valor da carga de uma determinada barra pode ser elevada, comprometendo ou até inviabilizando a convergência do problema de fluxo de potência.

Desse modo, a fim de minimizar o risco de divergência durante o ajuste do caso de fluxo de potência do novo ponto de operação, propõem-se a limitação da máxima variação de potência nas barras de carga selecionadas. Em outras palavras, propõem-se a criação de pontos de operação intermediários de modo que a transição do ponto de operação original para o ponto de operação composto pelo conjunto de cargas sorteadas na etapa anterior ocorra de forma suave.

Matematicamente, considere que $\mathbf{A}$ representa o conjunto dos valores de carga originais e $\mathbf{B}$ o conjunto de cargas sorteadas na Etapa 1 para as barras selecionadas, conforme indicado nas equações (5.5) e (5.6) respectivamente, em que i representa a i -ésima barra do conjunto de N barras selecionadas.

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} A_1 & A_2 & \dots & A_i & \dots & A_N \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} B_1 & B_2 & \dots & B_i & \dots & B_N \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

A distância entre o ponto de operação $\mathbf{A}$ e o ponto de operação $\mathbf{B}$ pode ser descrita conforme indicado na Equação (5.7).

$$\mathbf{D} = \mathbf{B} - \mathbf{A} = \begin{bmatrix} D_1 & D_2 & \dots & D_i & \dots & D_N \end{bmatrix} \quad (5.7)$$

Caso a distância $\mathbf{D}$ descrita pela Equação (5.7) supere o valor máximo pré-estabelecido D_{max} , o conjunto $\mathbf{D}$ deve ser normalizado, de modo a limitar a máxima variação de potência nas barras de carga selecionadas. Novamente, a definição do valor máximo de potência para a variação das cargas das barras selecionadas do sistema de grande porte sob análise (D_{max}) depende do próprio sistema, cabendo ao analista e/ou operador deste sistema ajustar este valor de forma adequada.

A Equação (5.8) apresenta a normalização do conjunto $\mathbf{D}$ pelo parâmetro D_{max} , caso o maior valor absoluto D_i seja superior ao parâmetro D_{max} . Caso contrário, o conjunto $\mathbf{D}$ normalizado é o próprio conjunto $\mathbf{D}$.

$$\bar{\mathbf{D}} = \begin{cases} \frac{\mathbf{D}}{D_{max}} & , \text{ se } \max(abs(\mathbf{D})) > D_{max} \\ \mathbf{D} & , \text{ se } \max(abs(\mathbf{D})) \leq D_{max} \end{cases} \quad (5.8)$$

Finalmente, com a distância normalizada $\bar{\mathbf{D}}$ é possível determinar um ponto de operação intermediário $\bar{\mathbf{A}}$, conforme indicado na Equação 5.9, e utilizá-lo na solução do problema de fluxo de potência.

$$\bar{\mathbf{A}} = \mathbf{A} + \bar{\mathbf{D}} \quad (5.9)$$

Operado de maneira sequencial e atualizando as equações (5.7), (5.8) e (5.9) a cada ponto de operação intermediário $\bar{\mathbf{A}}$ calculado, o ponto de operação $\mathbf{B}$ formado pelo conjunto de carga sorteadas na Etapa 1 será alcançado de forma suave, minimizando o risco de divergência durante o ajuste do caso de fluxo de potência.

Etapa 3 - Avaliação dos Requisitos de Desempenho

Com base no caso de fluxo de potência estabelecido na Etapa 2, se faz necessário avaliar se este novo ponto de operação atende aos requisitos de desempenho pré-estabelecidos,

tais como a margem de segurança de tensão, requisitos de desempenho dinâmico da tensão e amortecimento de oscilações eletromecânicas, em rede completa e/ou rede alterada. Embora a carga total do sistema não seja alterada de forma significativa durante a execução das etapas anteriores, não se pode garantir a priori a manutenção do atendimento aos requisitos de desempenho pré-estabelecidos.

Em geral, cada sistema de grande porte possui seus próprios requisitos de desempenho para que um determinado ponto de operação seja considerado factível. Muitas vezes estes requisitos de desempenho são estabelecidos pelo *Transmission System Operator* (TSO) responsável pela operação do sistema de grande porte em questão. Nesse sentido, cabe ao analista e/ou operador do sistema sob análise selecionar quais os requisitos de desempenho e qual o conjunto de contingências deve ser avaliado para atestar se o ponto de operação sob avaliação é factível.

Caso o ponto de operação sob avaliação não atenda aos requisitos de desempenho pré-estabelecidos, este ponto de operação deve ser descartado e a Etapa 1 deve ser executada novamente, de modo que um novo ponto de operação seja estabelecido.

Etapa 4 - Avaliação sem geração distribuída

Caso o ponto de operação seja considerado factível na Etapa 3, a estabilidade deste ponto de operação deve ser avaliada utilizando a modelagem tipicamente empregada na análise de SEE, na qual os geradores distribuídos não são modelados. Para tanto, um conjunto de contingências sistêmicas deve ser estabelecido para este fim. Se alguma destas contingências sistêmicas instabilizar o sistema sob análise, não será possível avaliar a influência da inserção dos geradores síncronos distribuídos no problema de estabilidade.

Nestas condições, o ponto de operação sob avaliação é descartado e retorna-se à Etapa 1 para a determinação de um novo ponto de operação. Por sua vez, caso nenhuma das contingências sistêmicas analisadas seja capaz de instabilizar o sistema sob análise operando no ponto de operação estabelecido na Etapa 1, este ponto de operação é considerado adequado e a avaliação segue para a próxima etapa.

Etapa 5 - Avaliação com geração distribuída

Caso o ponto de operação sob avaliação tenha sido considerado adequado na Etapa 4, a influência da geração síncrona distribuída na estabilidade do sistema de grande sob análise pode ser finalmente avaliada. A geração síncrona distribuída deve ser inserida no sistema de grande porte de acordo com o modelo simplificado de rede de distribuição proposto na Seção 3.3 e discutido na Seção 3.4.1.2 do Capítulo 3.

Feito isso, diferentes ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos devem ser avaliados, no sentido de identificar a relação destes com a condição de estabilidade do sistema frente às contingências sistêmicas analisadas, nos moldes do que foi executado na Seção 3.4.2 do Capítulo 3 e na Seção 4.2 do Capítulo 4.

Etapla 6 - Atualização dos índices de instabilidade

Uma vez avaliada a condição de estabilidade do ponto de operação estabelecido na Etapa 1, considerando a modelagem da geração síncrona distribuída discutida na etapa anterior, a estimativa do índice de instabilidade para cada conjunto de contingência sistêmica e ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) é atualizada, considerando todos os pontos de operação já analisados, conforme Equação (5.1).

Etapla 7 - Atualização do coeficiente de dispersão

Por fim, o coeficiente de dispersão de cada conjunto de contingência sistêmica e ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) é recalculado, conforme Equação (5.3). Caso todos os coeficientes de dispersão dos conjuntos analisados sejam inferiores a 5%, o processo iterativo associado às simulações de Monte Carlo é finalizado e a convergência das estimativas dos índices de instabilidade de todos os conjuntos é alcançada. Caso contrário, retorna-se à Etapa 1 para a determinação de um novo ponto de operação.

Com base nas estimativas do índice de instabilidade estabelecidas para cada conjunto de contingência sistêmica e ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27), é possível determinar quais contingências sistêmicas são mais severas e principalmente quais ajustes para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) são capazes de minimizar o risco de instabilidade decorrente da desconexão massiva de geradores síncronos distribuídos

5.2 Resultados Obtidos

Conforme descrito nos capítulos anteriores, o sistema teste avaliado na presente pesquisa apresenta um problema de estabilidade de tensão associado à Área Central bem caracterizado. Desse modo, na aplicação da metodologia proposta na seção anterior serão analisados diferentes pontos de operação em termos da distribuição das cargas na Área Central do sistema teste.

Na determinação de uma nova distribuição das carga da Área Central, foram avaliados vetores com 11 posições, cada uma representando uma barra de carga da Área Central. Cada posição desse vetor foi preenchida de forma aleatória, podendo assumir valores entre 0 e 1, conforme definido na metodologia apresentada na seção anterior.

Foram considerados dois limites para a definição da carga máxima admitida em cada uma das barras de carga da Área Central: (i) o limite de transformação, que representa a máxima potência aparente que pode ser transmitida pelos transformadores instalados em cada barra de carga da Área Central; e (ii) o limite de estabilidade individual das barras de carga da Área Central, que consiste na capacidade máxima de transferência de cada barra, considerando o fator de potência constante durante o processo de incremento de carga e uma margem de segurança de 7%, tal como realizado no Apêndice D. A carga

máxima admitida para cada uma das barras de carga da Área Central será o menor valor dentre estes limites, tal como apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Carga máxima admitida para cada barra de carga da Área Central

Barra	(A) Limite de Transformação [MVA]	(B) Capacidade Máxima de Transferência [MVA]	(C) Limite de Estabilidade de (B) - Margem 7% [MVA]	Carga Máxima Admitida min(A,C) [MVA]
1	1200	800	748	748
2	600	550	514	514
3	460	500	467	460
4	1600	1160	1084	1084
5	1400	1030	963	963
41	1080	960	897	897
42	800	780	729	729
43	1800	1250	1168	1168
46	1400	1050	981	981
47	200	435	407	200
51	1600	1085	1014	1014

Desse modo, normalizando o vetor de 11 posições preenchido de forma aleatória com valores entre 0 e 1 em termos da carga máxima admitida em cada barra de carga da Área Central (Tabela 5.1), obtém-se carga que cada barra assumirá, bem como a carga total da Área Central. Contudo, conforme estabelecido na metodologia proposta na seção anterior, um determinado vetor contendo a distribuição de cargas da Área Central foi considerado válido para a análise realizada apenas se a soma das cargas da Área Central fosse igual aquela definida no Apêndice D, ou seja, 5823MW. Nesta verificação foi considerada uma margem de erro de 1MVA.

Na montagem dos novos casos de fluxo de potência no aplicativo ANAREDE (CEPEL, 2017), aplicativo utilizado nas análises realizadas no Capítulo 3 e 4, conforme indicado na Etapa 2 da metodologia descrita na seção anterior, foi necessária a limitação da máxima variação de potência nas barras de carga da Área Central. Para este sistema teste foram obtidos resultados satisfatórios para uma limitação de 100MVA a cada iteração do processo de montagem dos casos de fluxo de potência, ou seja, $D_{max} = 100MVA$.

Para a avaliação dos requisitos de desempenho dos novos pontos de operação do sistema teste, foram aplicados os requisitos estabelecidos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d) apresentados no Apêndice D, ou seja, margem de segurança e estabilidade eletromecânica frente às contingências simples das linhas que atendem a Área Central.

Em termos da margem de segurança dos novos pontos de operação, o critério adotado para a caracterização destes pontos como adequados foi de que a margem de segurança

deveria estar compreendida no intervalo entre 6,5% e 7,5%. Por sua vez, os critérios adotados para a avaliação da estabilidade eletromecânica foram aqueles apresentados na Seção D.2 do Apêndice D.

Para a avaliação indicada na Etapa 4 da metodologia descrita na seção anterior, a estabilidade dos novos ponto de operação do sistema teste sem a modelagem da geração distribuída foi realizada nos moldes da avaliação realizada na Seção 3.4.2 do Capítulo 3 para o “Caso 0”.

Finalmente, para a avaliação indicada na Etapa 5 da metodologia descrita na seção anterior, a geração síncrona distribuída foi inserida no sistema teste para os novos pontos de operação nos moldes da Seção 3.4.1.2 do Capítulo 3. Em termos dos ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos, foram analisados os mesmo ajustes utilizados no Capítulo 3 e 4, os quais estão apresentados na Tabela 5.2. A condição de estabilidade dos novos pontos de operação do sistema teste com a modelagem da geração distribuída foi realiza nos moldes daquela realizada na Seção 3.4.2 do Capítulo 3.

Tabela 5.2: Conjunto de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) em função da tensão terminal dos grupos de geradores síncronos distribuídos

Ajuste	Grupo de Geradores Síncronos Distribuídos					
	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3	
	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]	<i>Pick-up</i> [p.u.]	Temp. [s]
Ajuste 1	0,92	2,0	0,95	2,0	0,95	2,0
Ajuste 2	0,92	2,0	0,92	2,0	0,92	2,0
Ajuste 3	0,90	3,0	0,90	3,0	0,90	3,0
Ajuste 4	0,85	3,0	0,85	3,0	0,85	3,0
Ajuste 5	0,80	3,0	0,80	3,0	0,80	3,0
Ajuste 6	0,75	3,0	0,75	3,0	0,75	3,0

Operando de acordo com a metodologia descrita na Seção 5.1 e a parametrização discutida acima para o sistema teste analisado, foram avaliados 2871 pontos de operação distintos, até que todos os coeficientes de dispersão analisados atendessem ao critério de parada estabelecido, ou seja, $\beta \leq 5\%$.

Do ponto de vista do desempenho da metodologia proposta, dos 2871 pontos de operação avaliados, apenas 1153 pontos de operação atenderam às restrições impostas em termos da margem de segurança (Etapa 3), ou seja, 40,2% dos pontos de operação estabelecidos na Etapa 1. A Figura 5.2 apresenta a distribuição dos pontos de operação avaliados em função da margem de segurança associada, na qual é possível observar que a maioria dos pontos possui uma margem de segurança relativamente próxima a 7,0%.

Figura 5.2: Distribuição dos pontos de operação avaliados na Etapa 1 em função da margem de segurança associada

Este resultado demonstra que, nas condições aqui avaliadas, a distribuição das cargas da Área Central do sistema teste influencia de forma significativa a margem de segurança, mesmo que a carga total da Área Central seja essencialmente a mesma entre os pontos de operação avaliados. Adicionalmente, do ponto de vista da avaliação proposta, este resultado demonstra a importância da avaliação da margem de segurança na definição de um conjunto de pontos de operação que permita a comparação entre eles.

Do conjunto de 1153 pontos de operação com margem de segurança adequada segundo os critérios adotados, apenas 7 pontos de operação não atenderam aos requisitos impostos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS do ponto de vista de estabilidade eletromecânica (Etapa 3), resultando em um conjunto de 1146 pontos de operação factíveis. Por fim, para este conjunto de 1146 pontos de operação, não foram encontrados casos instáveis em função da desconexão das usinas do sistema de grande porte, quando a geração distribuída não está modelada (Etapa 4). A Figura 5.3 apresenta o resumo do desempenho da metodologia proposta na Seção 5.1 em termos do número de pontos de operação aprovados em cada etapa.

Figura 5.3: Desempenho da metodologia proposta

Conforme ilustrado na Figura 5.3, dos 2871 pontos de operação estabelecidos por meio da distribuição aleatória de cargas na Área Central do sistema teste avaliado, apenas 1146 pontos de operação foram avaliados em termos da desconexão mandatória dos geradores distribuídos. A Figura 5.4 apresenta o comportamento dos coeficientes de dispersão associados aos índices de instabilidade avaliados em função do conjunto de 1146 pontos de operação. Por sua vez, a Tabela 5.3 apresenta as estimativas dos índices de instabilidade obtidas com o término do processo iterativo associado as simulações de Monte Carlo.

Figura 5.4: Comportamento do coeficiente de dispersão em função do número de pontos de operação avaliados

Tabela 5.3: Estimativa dos índices de instabilidade

Ajuste	Contingência			
	g14	g15	g18	g20
Ajuste 1	33,94%	91,80%	100,00%	100,00%
Ajuste 2	26,27%	91,71%	100,00%	100,00%
Ajuste 3	0,00%	91,71%	100,00%	0,00%
Ajuste 4	0,00%	69,98%	0,00%	0,00%
Ajuste 5	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Ajuste 6	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Do ponto de vista sistêmico, os resultados apresentados na Tabela 5.3 demonstram que as contingências das usinas g15, g18 e g20 são aquelas que apresentam as maiores probabilidades de instabilizar o sistema teste em decorrência da desconexão massiva de geradores distribuídos, sobretudo quando são avaliados os ajustes mais restritivos da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos.

Além disso, com base nos resultados apresentados na Tabela 5.3, é possível concluir que a partir do Ajuste 5, ou seja, para ajustes do *pick-up* da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos iguais ou inferiores à 0,80p.u., não são esperados casos de instabilidade em decorrência da desconexão de usinas do sistema de grande porte.

Este resultado indica que, nas condições aqui avaliadas e para o sistema teste analisado, o ajuste máximo para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos deve ser de 0,80p.u., considerando uma temporização de 3,0 segundos, a fim de que os problemas decorrentes da desconexão massiva de geradores síncronos distribuídos apontados no Capítulo 3 sejam evitados.

Embora esta conclusão seja essencialmente a mesma apontada no Capítulo 4, em função da metodologia proposta no presente capítulo e nas condições aqui avaliadas, do ponto de vista quantitativo é possível concluir que a restrição em termos do ajuste das funções de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos independe da distribuição das cargas na Área Central do sistema teste analisado.

5.3 Considerações Finais

Neste capítulo os conceitos básicos em termos das simulações de Monte Carlos foram apresentados, a partir dos quais uma metodologia foi proposta no sentido de avaliar os requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) para geradores síncronos distribuídos.

A metodologia proposta foi aplicada ao sistema teste analisado no Capítulo 3 e 4, no qual foram avaliados diferentes pontos de operação com distribuições aleatória das

cargas na Área Central. Embora gerados de forma aleatória, cada um destes pontos de operação foi avaliado segundo os mesmos critérios de desempenho associados ao ponto de operação apresentado no Apêndice D, o qual foi utilizado nas análises realizadas no Capítulo 3 e 4. Desta forma, o conjunto de pontos de operação resultante da aplicação da metodologia proposta permitiu a comparação dos resultados obtidos para cada um dos pontos de operação.

Ao todo, 1146 pontos de operação foram avaliados em termos da influência da desconexão mandatória dos geradores síncronos distribuídos no problema de estabilidade de tensão de curto prazo. Por meio da avaliação realizada foi possível identificar quais as contingências e quais os conjuntos de ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) associadas aos geradores síncronos distribuídos possuem o maior probabilidade de instabilizar o sistema teste.

Os resultados obtidos demonstraram que, para o sistema teste analisado, não são esperados casos de instabilidade de tensão de curto prazo em decorrência da desconexão de usinas do sistema de grande porte, quando os ajustes do *pick-up* da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos da Área Central sejam iguais ou inferiores a 0,80p.u., considerando uma temporização de 3,0 segundos.

Do ponto de vista qualitativo, os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta no presente capítulo no sistema teste avaliados são essencialmente os mesmos daqueles apontados no Capítulo 3 e 4. Isso indica que as conclusões apresentadas naqueles capítulos em termos da inserção da geração síncrona distribuída no problema de estabilidade de tensão de curto prazo, independem da distribuição de cargas da Área Central do sistema teste analisado. No próximo capítulo as conclusões gerais da presente pesquisa serão apresentadas, bem como as perspectivas futuras de desenvolvimento.

Conclusões e Perspectivas Futuras de Desenvolvimento

Conforme exposto ao longo do texto, a presente pesquisa consistiu na avaliação da influência da desconexão de geradores síncronos distribuídos na estabilidade de tensão de curto prazo de SEE. Para a definição do escopo desta pesquisa, especialmente sobre as características dos geradores distribuídos avaliados, as condições de GD no sistema elétrico brasileiro foram adotadas. Além disso, para a avaliação do problema de estabilidade de tensão proposto, foi necessária a contextualização dos métodos de avaliação deste problema, bem como a avaliação das perspectivas de crescimento e o relacionamento operacional da GD no Brasil.

Na contextualização do problema de estabilidade de tensão, os conceitos básicos foram avaliados do ponto de vista estático e dinâmico e importantes parâmetros de desempenho foram apresentados, tais como a margem de segurança e a capacidade máxima de transferência de potência. Dentre os métodos de avaliação analisados, os métodos dinâmicos, baseados em técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo, apresentam diversas características relevantes para a execução da presente pesquisa. A principal dentre estas é a capacidade de representação da maioria das dinâmicas relevantes associadas tanto ao fenômeno de estabilidade de tensão de curto prazo quanto aos geradores síncronos distribuídos e seus dispositivos de controle e proteção. Em função das características supracitadas, os métodos dinâmicos foram utilizados em todas as análises realizadas.

Em termos da GD no Brasil, a avaliação dos dados disponibilizados pelo ONS demonstraram que a maior parte dos geradores distribuídos estão associados a geradores síncronos. Neste contexto, na execução da presente pesquisa um modelo simplificado de rede de distribuição foi proposto no sentido de, sem elevado esforço computacional adicional, permitir a representação da geração síncrona distribuída e principalmente o comportamento da tensão a que os geradores síncronos distribuídos estão submetidos, característica esta fundamental para a avaliação do problema de estabilidade de tensão.

Na avaliação do modelo simplificado de rede de distribuição proposto foram consi-

deradas as restrições de queda de tensão em alimentadores de distribuição impostas por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, as características construtivas de alimentadores de distribuição e a característica das cargas alimentadas. No modelo proposto, os geradores síncronos distribuídos foram agrupados em três geradores síncronos equivalentes, representando a geração distribuída conectada próxima a subestação de distribuição, no centro e nas extremidades dos alimentadores de distribuição. Além disso, foram associados a estes geradores equivalentes a função de proteção de subtensão (ANSI 27), considerando os ajustes solicitados como requisitos de conexão por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

O sistema teste utilizado na presente pesquisa consistiu na associação do modelo simplificado de redes de distribuição proposto com um sistema de grande porte conhecido, o qual é utilizado com *benchmark* para a avaliação de problemas de estabilidade de tensão. O ponto de operação do sistema teste foi ajustado de modo que os critérios estabelecidos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS fossem atendidos, dentre os quais destaca-se a avaliação da margem de segurança e do desempenho dinâmico associado à estabilidade eletromecânica.

De modo geral, a comparação dos resultados obtidos pela avaliação sem geradores síncronos distribuídos modelados, comumente empregada na análise de SEE, com aqueles obtidos quando a geração distribuída é considerada por meio do modelo simplificado de redes de distribuição proposto, revelou comportamentos distintos e em alguns casos instáveis. Os resultados obtidos indicaram que os ajustes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos, exigidos por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras, podem provocar o desligamento sucessivo de geradores síncronos distribuídos, degradando o desempenho do sistema de grande porte durante contingências sistêmicas, podendo levá-lo à instabilidade.

Com base nestes resultados foi possível concluir que do ponto de vista do sistema de grande porte a desconexão sucessiva de geradores síncronos distribuídos é indesejável. Em contrapartida, do ponto de vista dos SDEE, existe uma série de requisitos associados aos geradores distribuídos, no sentido de minimizar o impacto destes sobre a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, de tal forma que em diversas condições a desconexão dos geradores distribuídos é desejável, sobretudo na condição de ilhamento.

Em SDEE associados à GD, a função de proteção de subtensão (ANSI 27), em conjunto com a função de proteção de sobretensão (ANSI 59), subfrequência (ANSI 81U) e sobrefrequência (ANSI 81O), representam a primeira linha de defesa na prevenção da operação ilhada. Neste contexto, observou-se que as distribuidoras de energia elétrica brasileiras têm solicitado ajustes restritivos para estas funções de proteção, no sentido de incrementar o desempenho da identificação da condição de ilhamento.

Como proposta de solução para os problemas decorrentes da desconexão massiva de geradores síncronos distribuídos apontados na presente pesquisa, a flexibilização dos ajus-

tes da função de proteção de subtensão (ANSI 27) foi avaliada no sentido de evitar que esta função de proteção atue frente a contingências sistêmicas. Nestas condições, foram encontrados resultados satisfatórios para ajustes menos restritivos da função de proteção de subtensão (ANSI 27) quando comparador àqueles exigidos atualmente por algumas distribuidoras de energia elétrica brasileiras.

Naturalmente, a flexibilização do ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) associada aos gerados distribuídos compromete o desempenho desta função de proteção em termos da identificação da condição de ilhamento. Contudo, existem outras funções de proteção, tais como a ANSI 78 e 81ROCOF, que podem ser utilizadas como principal mecanismo de identificação desta condição. Do ponto de vista do sistema de grande porte, embora a utilização das funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF apresentem aspectos promissores, avaliações adicionais devem ser realizadas no sentido de verificar o desempenho destas funções de proteção frente a contingências sistêmicas.

Adicionalmente, uma metodologia para avaliação dos requisitos de ajuste da função de proteção de subtensão (ANSI 27) para geradores síncronos distribuídos foi proposta. A aplicação desta metodologia no sistema teste analisado na presente pesquisa demonstrou a robustez dos resultados obtidos e a independência destes, nas condições avaliadas na presente pesquisa, com relação à distribuição das cargas em uma mesma área do sistema.

Embora análises adicionais devam ser realizadas no sentido de avaliar o impacto da geração síncrona distribuída no problema de estabilidade de tensão de curto prazo, em função dos resultados obtidos na presente pesquisa tem-se que, quando a geração síncrona distribuída não é desconectada em função de contingências sistêmicas, estes geradores tendem a minimizar o impacto de tais contingências nos SDEE, sobretudo em termos das tensões com as quais as cargas são atendidas.

Deste ponto de vista, tem-se que a metodologia atualmente empregada na análise de SEE, na qual os geradores distribuídos não são representados, tende a apresentar resultados conservadores, indicando que esta metodologia pode continuar a ser empregada na análise de SEE, desde que se garanta que os geradores síncronos distribuídos não sejam desconectados por contingências sistêmicas.

Embora o sistema teste utilizado não apresente nenhuma especificidade que impeça a generalização dos resultados obtidos na presente pesquisa, entende-se que diferentes regiões de um determinado sistema apresentem diferentes requisitos em termos dos ajustes máximos permitidos para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) dos geradores síncronos distribuídos, a fim de que a desconexão sucessiva deste geradores seja evitada e que o desempenho do sistema como um todo não seja comprometido. Neste sentido, a metodologia proposta na presente pesquisa permite a avaliação supracitada.

Entende-se ainda que esta avaliação deva ser realizada pelos operadores do sistema de grande porte, no sentido de estabelecer os ajustes máximos permitidos para a função de proteção de subtensão (ANSI 27) para a conexão de geradores distribuídos nos SDEE

atendidos pelo sistema de grande porte.

Com base nos resultados obtidos na presente pesquisa, vislumbram-se as seguintes propostas de desenvolvimento de trabalhos futuros:

- ❑ Aprimorar o modelo simplificado de redes de distribuição proposto na presente pesquisa, segundo as tensões as quais os geradores distribuídos estão submetidos nas redes de distribuição, por meio de abordagem estatística baseada em registros reais;
- ❑ Avaliar a influência dos reguladores de tensão operando em modo de controle de tensão na avaliação do impacto da desconexão dos geradores síncronos distribuídos no problema de estabilidade de tensão de curto prazo;
- ❑ Avaliar a influência da representação dinâmica das cargas nos SDEE como motores de indução;
- ❑ Avaliar o desempenho das funções de proteção de sobretensão (ANSI 59), sub-frequência (ANSI 81U) e sobrefrequência (ANSI 81O), utilizadas em conjunto com a função de proteção de subtensão (ANSI 27) na identificação da condição de ilha-mento, frente a contingências sistêmicas. Nesse sentido, será possível identificar se estas funções de proteção também acarretam o desligamento sucessivo de geradores síncronos distribuídos e, conseqüentemente, degradam o desempenho do sistema;
- ❑ Avaliar o desempenho das funções de proteção ANSI 78 e 81ROCOF frente a contingências sistêmicas, no sentido de identificar eventuais restrições no ajuste destas funções de proteção, a fim de que contingências sistêmicas não acarretem na desconexão de geradores síncronos distribuídos e, conseqüentemente, degradem o desempenho do sistema;
- ❑ Avaliar o desempenho de outras tecnologias associadas a geração distribuída, tais como a solar e a eólica, tanto em termos da influência no desempenho do sistema quanto em termos da possibilidade de desconexão massiva.

Referências

- ABRI, R.; EL-SAADANY, E.; ATWA, Y. Distributed generation placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system. In: **Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2011 2nd International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, 2001. Lausanne, CH, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- ALEXANDER, C. K.; SADIKU, M. N. O. **Fundamentos de Circuitos Elétricos**. [S.l.]: Bookman, 2003. ISBN 978-85-363-0249-2.
- ALONSO, M.; AMARIS, H. Voltage stability in distribution networks with dg. In: **PowerTech, 2009 IEEE Bucharest**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6.
- ALPCAN, T.; SAHA, S.; ALDEEN, M. Assessment of voltage stability risks under intermittent renewable generation. In: **PES General Meeting | Conference Exposition, 2014 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5.
- ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012**. [S.l.], 2012.
- _____. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de Novembro de 2015**. [S.l.], 2015.
- _____. **Resolução Normativa nº 690, de 8 de Dezembro de 2015**. [S.l.], 2015.
- ARAUJO, F.; PRADA, R. Distributed generation: Voltage stability analysis. In: **PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–4.
- BAEK, S.-M. Design of robust voltage control system for improving transient and voltage stability on distributed generation expansion. In: **Industry Applications Society Annual Meeting, 2014 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–8.
- BAGGINI, A. **Handbook of Power Quality**. 1. ed. [S.l.: s.n.], 2008. ISBN 0470065613,9780470065617,9780470754238.
- BILLINTON, R.; CHEN, H.; GHAJAR, R. A sequential simulation technique for adequacy evaluation of generating systems including wind energy. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, 1996. v. 11, n. 4, p. 728–734, Dec 1996. ISSN 0885-8969.

BOLLEN, M.; HASSAN, F. **Integration of Distributed Generation in the Power System**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2011. ISBN 9780470643372,9781118029039.

BORBELY, A.-M.; KREIDER, J. F. **Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium**. 1. ed. [S.l.]: CRC Press, 2001. (Mechanical and Aerospace Engineering Series). ISBN 0-8493-0074-6,9780849300745.

CEEE-D. NTD-00.001 - **Elaboração de Projetos de Redes Aéreas de Distribuição Urbanas**. [S.l.], 2013.

_____. NTD-00.002 - **Elaboração de Projetos de Redes Aéreas de Distribuição Rurais**. [S.l.], 2013.

_____. IT-81.081 - **Acesso de Microgeração e Minigeração com Fontes Renováveis e Cogeração Qualificada ao Sistema de Distribuição**. [S.l.], 2014.

CELESC. I-432.0004 - **Requisitos para a Conexão de Micro e Mini Geradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição**. [S.l.], 2016.

_____. I-432.0003 - **Requisitos Gerais para Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à Rede da Celesc**. [S.l.], 2017.

CEMIG. ND.5.30 - **Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D - Conexão em Baixa Tensão**. [S.l.], 2016.

_____. ND.5.31 - **Requisitos para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig D - Média Tensão**. [S.l.], 2016.

CEMIG Companhia Energética de Minas Gerais. **Comunicado Técnico nº01 - 2016: Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig - Adesão ao Sistema de Geração Própria**. [S.l.], 2016.

CEPEL Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Programa ANAREDE - Análise de Redes - Manual do Usuário V10.02.03**. [S.l.], 2017.

_____. **Programa ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos - Manual do Usuário V11.04.00**. [S.l.], 2018.

CHEN, P.-C.; MALBASA, V.; KEZUNOVIC, M. Analysis of voltage stability issues with distributed generation penetration in distribution networks. In: **North American Power Symposium (NAPS), 2013**. [S.l.: s.n.], 2013.

CHOWDHURY, S. P. et al. Islanding protection of distribution systems with distributed generators - a comprehensive survey report. In: **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in 21st Century**. Piscataway, US: [s.n.], 2008. p. 1–8.

CIGRÉ Task Force 38.02.08. **Long-Term Dynamics - Phase II**. [S.l.], 1987.

CIGRÉ Working Group 37.23. **Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system**. Paris, 1999.

CIGRÉ Working Group 38.01. **Planning Against Voltage Collapse**. [S.l.]: Electra, 1987.

- COPEL. NTC 841001 - Projeto de Redes de Distribuição Urbana. [S.l.], 1999.
- _____. NTC 831001 - Projeto de Redes de Distribuição Rural. [S.l.], 2002.
- _____. NTC 905100 - Acesso de Geração Distribuída ao Sistema da COPEL (Com Comercialização de Energia). [S.l.], 2013.
- _____. NTC 905200 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL. [S.l.], 2016.
- COPEL Companhia Paranense de Energia. NTC 903109 - Geração Própria - Conforme Portaria nº 44, de 11 de Março de 2015. [S.l.], 2015.
- CPFL. GED 15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica. [S.l.], 2016.
- _____. GED 3667 - Projeto de Redes de Distribuição Cálculo Elétrico. [S.l.], 2016.
- _____. GED 33 - Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL. [S.l.], 2017.
- DONDI, P. et al. Network integration of distributed power generation. In: **Journal of Power Sources**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 106, p. 1–9.
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, 2004. Lausanne, CH, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.
- ELEKTRO. ND.21 - Projeto de Redes Aéreas Rurais de Distribuição de Energia Elétrica. [S.l.], 2014.
- _____. Chamada Pública para Incentivo de Geração Própria. 2015. Disponível em: <<https://www.elektro.com.br/seu-negocio/incentivo-de-geracao-propria>>.
- _____. ND.22 - Projeto de Redes Aéreas Urbanas de Distribuição de Energia Elétrica. [S.l.], 2015.
- _____. ND.64 - Conexão entre Microgeração e Minigeração Distribuída em Baixa Tensão e a Rede de Distribuição da ELEKTRO. [S.l.], 2016.
- ELETROBRÁS. Aproveitamento Hidrelétrico Belo Monte. [S.l.], 2009.
- ENERGISA. NDU 007 - Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Rurais. [S.l.], 2012.
- _____. NTD 015 - Critérios para a Conexão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição da ENERGISA - Conexão em Média Tensão. [S.l.], 2012.
- _____. NTD 013 - Critérios para a Conexão de Acessantes de Micro e Mini Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição da ENERGISA. [S.l.], 2016.
- _____. NDU 006 - Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas. [S.l.], 2017.

EPE Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia 2030**. Rio de Janeiro, 2007.

_____. **Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta**. Rio de Janeiro, 2015.

FREITAS, W. et al. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications. In: **IEEE Transactions on Power Systems**. [S.l.: s.n.], 2006. v. 21, n. 1, p. 301–311.

GRANVILLE, S. et al. Recent advances of sugarcane biomass cogeneration in brazil. In: **Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09**. Piscataway, US: IEEE, 2009. p. 1–5.

HA, L.; SAHA, T. Investigation of power loss and voltage stability limits for large wind farm connections to a subtransmission network. In: **Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE**. [S.l.: s.n.], 2004. p. 2251–2256 Vol.2.

IEEE. Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547-2003**, 2003. p. 1–28, 2003.

_____. IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies. **IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)**, 2006. p. 1–85, 2006.

IEEE PES Power Energy Society. **Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience**. [S.l.]: IEEE, 1990.

ILIC, M.; GALIANA, F.; FINK, L. **Power Systems Restructuring: Engineering and Economics**. 1. ed. [S.l.]: Springer US, 1998. (The Springer International Series in Engineering and Computer Science). ISBN 978-1-4419-5038-3, 978-1-4757-2883-5.

ISSICABA, D. **Block-oriented agent-based architecture to support the power distribution system operation**. Tese (Doutorado) — Faculty of Engineering of University of Porto, Porto, 2013.

JENKINS, N. et al. **Embedded Generation**. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2000. ISBN 0852967748, 9780852967744.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S.l.]: CRC Press, 2002. ISBN 0-8483-0812-7.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. 1. ed. New York, US: McGraw-Hill, 1994. ISBN 007035958X, 9780070359581.

LONDERO, R.; AFFONSO, C.; NUNES, M. Impact of distributed generation in steady state, voltage and transient stability - real case. In: **PowerTech, 2009 IEEE Bucharest**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6.

LOPES, B. I. L. **Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência no Horizonte de Curto e Longo Prazos**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

- MAHMOUD, K.; ABDEL-AKHER, M.; AHMED, A. Sizing and locating distributed generations for losses minimization and voltage stability improvement. In: **Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 600–604.
- MEEGAHAPOLA, L.; LITTLER, T. Characterisation of large disturbance rotor angle and voltage stability in interconnected power networks with distributed wind generation. **Renewable Power Generation, IET**, 2015. v. 9, n. 3, p. 272–283, 2015. ISSN 1752-1416.
- MME Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 44, de 10 de Março de 2015**. [S.l.], 2015.
- MORISON, G.; GAO, B.; KUNDUR, P. Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. **Power Systems, IEEE Transactions on**, 1993. v. 8, n. 3, p. 1159–1171, Aug 1993. ISSN 0885-8950.
- MOZINA, C. J. Interconnection protection of IPP generators at comercial/industrial facilities. In: **IEEE Transactions on Industry Applications**. Piscataway, US: [s.n.], 2001. v. 37, n. 3, p. 681–688.
- ONS Operador Nacional do Sistema. **Análise da perturbação do dia 10/11/2009 às 22h13min envolvendo o desligamento dos três circuitos da LT 765kV Itaberá - Ivaiporã**. [S.l.], 2009.
- _____. **Boletim Diário da Operação: Boletim de 02/03/2016**. 2016. Disponível em: <<http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>>.
- _____. Previsão de carga para o planejamento e programação da operação energética. In: **1º Workshop Sobre Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2016.
- _____. **Submódulo 18.2 - Relação dos sistemas e modelos computacionais**. [S.l.], 2016.
- _____. **Submódulo 23.3 - Diretrizes e critérios para estudos elétricos**. [S.l.], 2016.
- _____. **Submódulo 26.2 - Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas**. [S.l.], 2016.
- _____. **Submódulo 6.2 - Planejamento da operação elétrica de médio prazo**. [S.l.], 2016.
- _____. **Submódulo 6.3 - Diretrizes para a operação elétrica com horizonte quadrimestral**. [S.l.], 2016.
- _____. **Submódulo 6.4 - Diretrizes para a operação elétrica com horizonte mensal**. [S.l.], 2016.
- _____. **Custo Marginal de Operação (CMO) - Média Semanal**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>>.

OWENS, B. The rise of distributed power. **General Electric Ecomagination**, 2014. 2014.

PCE Plataforma Cenários Energéticos. **Cenários para a Matriz Elétrica 2050: Aportes ao debate energético nacional e ao planejamento participativo de longo prazo**. [S.l.], 2015.

Presidência da República. **Medida Provisória 2.198-5, de 24 de Agosto de 2001**. [S.l.], 2001.

RAMOS, A.; TAVARES, C.; SENA, D. de. Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão. **O Setor Elétrico**, 2012. v. 76, 2012.

REDFERN, M. A.; USTA, O.; FIELDING, G. Protection against loss of utility grid supply for a dispersed storage and generation unit. In: **IEEE Transactions on Power Delivery**. Piscataway, US: [s.n.], 1993. v. 8, n. 3, p. 948–954.

SALIM, R. H. **Uma nova abordagem para a análise da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores síncronos distribuídos**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

SHINJI, T.; YOKOYAMA, A.; HAYASHI, Y. Distributed generation in japan. In: **Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09**. Piscataway, US: IEEE, 2009. p. 1–5.

SHONKWILER, R. W.; MENDIVIL, F. **Explorations in Monte Carlo Methods**. 1. ed. [S.l.]: Springer-Verlag New York, 2009. ISBN 038787836X,9780387878362.

TAYLOR, C. W. **Power System Voltage Stability**. 1. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. (Power System Planning and Operations Program). ISBN 0-07-113708-4.

TECHAMERICA. **ANSI/EIA 649-B: Configuration Management Standard**. EUA, June 2011.

UCTE, U. for the Co-ordination of Transmisson of E. **Final Report - System Distrubance on 4 November 2006**. [S.l.], 2007.

VAN CUTSEM, T. et al. **PES-TR19 Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment**. [S.l.], 2015.

VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage stability of electric power systems**. 1. ed. [S.l.]: Springer, 1998. (Power Electronics and Power Systems). ISBN 0792381394,9780792381396.

VIAWAN, F. A. **Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation**. Tese (Doutorado) — Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2008.

VIEIRA JR, J. C. de M. **Metodologia para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção de Anti-ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

VOURNAS, C.; SAUER, P. W.; PAI, M. A. **Relationships between voltage and angle stability of power systems**. [S.l.]: International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 1996. 493-500 p.

WADE World Alliance of Decentralized Energy. **World Survey of Decentralized Energy**. 2006.

WALLING, R.; MILLER, N. Distributed generation islanding-implications on power system dynamic performance. In: **Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 92–96 vol.1.

WANG, M.; ZHONG, J. Development of distributed generation in china. In: **Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09**. Piscataway, US: IEEE, 2009. p. 1–7.

XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. **An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada**. [S.l.], 2004.

YANG, J. et al. The impact of distributed wind power generation on voltage stability in distribution systems. In: **Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2013 IEEE PES Asia-Pacific**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–5.

Apêndices

Modelo de Distribuição Proposto - Resultados Simulações

Neste apêndice serão apresentados os resultados das simulações realizadas para a parametrização do modelo de distribuição proposto na Seção 3.3.

Na primeira avaliação realizada, na qual a participação de geradores distribuídos não foi considerada, o alimentador radial com 101 barras apresentado na Figura A.1 foi utilizado. A carga total deste alimentador foi considerada como sendo 6MW e o módulo da impedância entre cada barra como sendo variável, de modo que a tensão na barra 101 possa ser controlada.

Figura A.1: Alimentador radial genérico com 101 barras - Sem inserção de geração distribuída

Com relação às características físicas deste alimentador e das cargas a ele conectadas, as variáveis apresentadas na sequência foram combinadas, totalizando 45 casos para avaliação.

Relação X/R do Alimentador: 0,33; 0,50; 1,00; 2,00; 3,00;

Tipo de Carga: Modelagem de carga ZIP. Foram avaliados casos com 100% de impedância constante (Z), 100% de corrente constante (I) e 100% de potência constante (P);

Fator de Potência das Cargas: 0,90 indutivo, 0,95 indutivo e o fator de potência unitário;

Nesta avaliação, sem a presença de geradores distribuídos, considerou-se que a queda de tensão entre a barra 1 e a barra 101 é fixa com valor de 5%, tal como discutido na Seção 3.3. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela A.1, na qual a coluna **Z** apresenta o módulo da impedância entre cada barra necessário para atender à tensão desejada na barra 101.

Na segunda avaliação, na qual a inserção de geradores distribuídos nas proporções e posições discutidas na Seção 3.3 foi considerada, o sistema apresentado na Figura A.2 foi utilizado. Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela A.2, na qual é possível observar o módulo da impedância entre cada barra **Z** não foi alterado em relação à primeira avaliação (Tabela A.1). Nestas condições, os resultados obtidos retratam exclusivamente a influência da inserção dos geradores distribuídos no comportamento da tensão ao longo do alimentador avaliado.

Figura A.2: Alimentador radial genérico com 101 barras - Com inserção de geração distribuída

Tabela A.1: Resultados alimentador radial de 101 barras - Sem inserção de geração distribuída

Caso	Tipo de Carga	Relação X/R	Fator de Potência	Z [Ω]	Tensão [p.u.]		
					Barra 1	Barra 51	Barra 101
1	Z	0,33	1,00	1,819	1,0000	0,9624	0,9499
2	Z	0,33	0,95	1,631	1,0000	0,9628	0,9503
3	Z	0,33	0,90	1,569	1,0000	0,9624	0,9499
4	Z	0,50	1,00	1,913	1,0000	0,9628	0,9503
5	Z	0,50	0,95	1,663	1,0000	0,9625	0,9500
6	Z	0,50	0,90	1,538	1,0000	0,9628	0,9504
7	Z	1,00	1,00	2,413	1,0000	0,9629	0,9504
8	Z	1,00	0,95	1,850	1,0000	0,9625	0,9500
9	Z	1,00	0,90	1,631	1,0000	0,9628	0,9503
10	Z	2,00	1,00	3,600	1,0000	0,9623	0,9503
11	Z	2,00	0,95	2,350	1,0000	0,9627	0,9502
12	Z	2,00	0,90	1,975	1,0000	0,9622	0,9496
13	Z	3,00	1,00	4,850	1,0000	0,9611	0,9496
14	Z	3,00	0,95	2,788	1,0000	0,9626	0,9501
15	Z	3,00	0,90	2,225	1,0000	0,9625	0,9499
16	I	0,33	1,00	1,725	1,0000	0,9629	0,9504
17	I	0,33	0,95	1,569	1,0000	0,9627	0,9501
18	I	0,33	0,90	1,506	1,0000	0,9624	0,9497
19	I	0,50	1,00	1,850	1,0000	0,9625	0,9499
20	I	0,50	0,95	1,600	1,0000	0,9625	0,9498
21	I	0,50	0,90	1,475	1,0000	0,9629	0,9504
22	I	1,00	1,00	2,350	1,0000	0,9624	0,9497
23	I	1,00	0,95	1,788	1,0000	0,9623	0,9496
24	I	1,00	0,90	1,569	1,0000	0,9627	0,9501
25	I	2,00	1,00	3,475	1,0000	0,9620	0,9499
26	I	2,00	0,95	2,256	1,0000	0,9627	0,9501
27	I	2,00	0,90	1,881	1,0000	0,9625	0,9499
28	I	3,00	1,00	4,600	1,0000	0,9616	0,9501
29	I	3,00	0,95	2,663	1,0000	0,9628	0,9503
30	I	3,00	0,90	2,131	1,0000	0,9626	0,9500
31	P	0,33	1,00	1,663	1,0000	0,9628	0,9502
32	P	0,33	0,95	1,506	1,0000	0,9628	0,9501
33	P	0,33	0,90	1,444	1,0000	0,9626	0,9498
34	P	0,50	1,00	1,788	1,0000	0,9623	0,9495
35	P	0,50	0,95	1,538	1,0000	0,9625	0,9497
36	P	0,50	0,90	1,428	1,0000	0,9627	0,9499
37	P	1,00	1,00	2,225	1,0000	0,9630	0,9504
38	P	1,00	0,95	1,694	1,0000	0,9629	0,9502
39	P	1,00	0,90	1,506	1,0000	0,9628	0,9501
40	P	2,00	1,00	3,350	1,0000	0,9618	0,9496
41	P	2,00	0,95	2,163	1,0000	0,9628	0,9502
42	P	2,00	0,90	1,788	1,0000	0,9630	0,9504
43	P	3,00	1,00	4,413	1,0000	0,9616	0,9500
44	P	3,00	0,95	2,569	1,0000	0,9627	0,9500
45	P	3,00	0,90	2,038	1,0000	0,9628	0,9502

Tabela A.2: Resultados alimentador radial de 101 barras - Com inserção de geração distribuída

Caso	Tipo de Carga	Relação X/R	Fator de Potência	Z [Ω]	Tensão [p.u.]		
					Barra 1	Barra 51	Barra 101
1	Z	0,33	1,00	1,819	1,0000	0,9658	0,9550
2	Z	0,33	0,95	1,631	1,0000	0,9659	0,9550
3	Z	0,33	0,90	1,569	1,0000	0,9654	0,9543
4	Z	0,50	1,00	1,913	1,0000	0,9661	0,9553
5	Z	0,50	0,95	1,663	1,0000	0,9655	0,9545
6	Z	0,50	0,90	1,538	1,0000	0,9656	0,9545
7	Z	1,00	1,00	2,413	1,0000	0,9657	0,9550
8	Z	1,00	0,95	1,850	1,0000	0,9650	0,9538
9	Z	1,00	0,90	1,631	1,0000	0,9650	0,9537
10	Z	2,00	1,00	3,600	1,0000	0,9660	0,9558
11	Z	2,00	0,95	2,350	1,0000	0,9642	0,9527
12	Z	2,00	0,90	1,975	1,0000	0,9637	0,9519
13	Z	3,00	1,00	4,850	1,0000	0,9653	0,9554
14	Z	3,00	0,95	2,788	1,0000	0,9633	0,9516
15	Z	3,00	0,90	2,225	1,0000	0,9633	0,9514
16	I	0,33	1,00	1,725	1,0000	0,9662	0,9554
17	I	0,33	0,95	1,569	1,0000	0,9658	0,9548
18	I	0,33	0,90	1,506	1,0000	0,9654	0,9542
19	I	0,50	1,00	1,850	1,0000	0,9658	0,9549
20	I	0,50	0,95	1,600	1,0000	0,9654	0,9542
21	I	0,50	0,90	1,475	1,0000	0,9656	0,9545
22	I	1,00	1,00	2,350	1,0000	0,9652	0,9542
23	I	1,00	0,95	1,788	1,0000	0,9648	0,9534
24	I	1,00	0,90	1,569	1,0000	0,9650	0,9536
25	I	2,00	1,00	3,475	1,0000	0,9658	0,9554
26	I	2,00	0,95	2,256	1,0000	0,9641	0,9526
27	I	2,00	0,90	1,881	1,0000	0,9639	0,9521
28	I	3,00	1,00	4,600	1,0000	0,9657	0,9558
29	I	3,00	0,95	2,663	1,0000	0,9634	0,9517
30	I	3,00	0,90	2,131	1,0000	0,9634	0,9514
31	P	0,33	1,00	1,663	1,0000	0,9661	0,9551
32	P	0,33	0,95	1,506	1,0000	0,9658	0,9547
33	P	0,33	0,90	1,444	1,0000	0,9655	0,9542
34	P	0,50	1,00	1,788	1,0000	0,9656	0,9545
35	P	0,50	0,95	1,538	1,0000	0,9654	0,9541
36	P	0,50	0,90	1,428	1,0000	0,9654	0,9540
37	P	1,00	1,00	2,225	1,0000	0,9657	0,9547
38	P	1,00	0,95	1,694	1,0000	0,9653	0,9539
39	P	1,00	0,90	1,506	1,0000	0,9650	0,9535
40	P	2,00	1,00	3,350	1,0000	0,9657	0,9551
41	P	2,00	0,95	2,163	1,0000	0,9642	0,9525
42	P	2,00	0,90	1,788	1,0000	0,9643	0,9525
43	P	3,00	1,00	4,413	1,0000	0,9657	0,9558
44	P	3,00	0,95	2,569	1,0000	0,9632	0,9513
45	P	3,00	0,90	2,038	1,0000	0,9635	0,9515

Cálculo de Queda de Tensão em Alimentador Considerando Distribuição Uniforme de Carga

Neste apêndice serão apresentados os cálculos associados à determinação da queda de tensão em alimentadores de distribuição considerando a metodologia apresentada em (KERSTING, 2002). Em função desta metodologia, serão calculadas a queda de tensão no final e meio do alimentador de distribuição considerado, bem como a relação entre elas.

B.1 Queda de Tensão no Final do Alimentador

Tal como apresentado em (KERSTING, 2002), a queda de tensão em um alimentador de distribuição poder ser calculada, considerando a distribuição uniforme de carga apresentada na Figura B.1, tal como segue.

Figura B.1: Modelo de distribuição uniforme de carga - Adaptado de (KERSTING, 2002)

em que,

I_T : Corrente total entrando no alimentador;

l : Comprimento total do alimentador;

i : Corrente no segmento incremental;

x : Distância entre o início do alimentador e o segmento incremental;

di : Corrente incremental;

dx : Comprimento incremental.

A corrente no segmento incremental, considerando o modelo de distribuição uniforme de carga apresentado na Figura B.1, é dada pela Equação (B.1).

$$i = I_T - x \, di = I_T - x \left(\frac{I_T}{l} \right) = I_T \left(1 - \frac{x}{l} \right) \quad (\text{B.1})$$

Por sua vez, a queda de tensão no segmento incremental, dv , considerando o modelo de distribuição uniforme de carga apresentado na Figura B.1, é dada pela Equação (B.2).

$$dv = \Re\{z \, i \, dx\} \quad (\text{B.2})$$

em que, z é a impedância do alimentador em Ω por unidade de comprimento.

Substituindo a Equação (B.1) na Equação (B.2), obtém-se a Equação (B.3).

$$dv = \Re\left\{z \, I_T \left(1 - \frac{x}{l} \right) dx\right\} \quad (\text{B.3})$$

Para o cálculo da queda de tensão no final do alimentador, deve-se somar a queda de tensão de todos os seguimentos incrementais, tal como indicado na Equação (B.4).

$$\Delta V = \int_0^l dv \quad (\text{B.4})$$

Substituindo a Equação (B.3) na Equação (B.4), obtém-se a Equação (B.5).

$$\Delta V = \int_0^l \Re\left\{z \, I_T \left(1 - \frac{x}{l} \right) dx\right\} = \Re\left\{z \, I_T \int_0^l \left(1 - \frac{x}{l} \right) dx\right\} \quad (\text{B.5})$$

Realizando a integral da Equação (B.5), obtém-se a Equação (B.6).

$$\Delta V = \Re\left\{z \, I_T \left[x - \frac{x^2}{2l} \right]_0^l\right\} = \Re\left\{z \, I_T \left(l - \frac{l^2}{2l} \right)\right\} = \Re\left\{z \, I_T \frac{l}{2}\right\} \quad (\text{B.6})$$

Considerando a impedância total do alimentador dada pela Equação (B.7), a Equação (B.6) por ser reescrita na Equação (B.8), que determina a queda de tensão no final do alimentador.

$$Z = z l \quad (\text{B.7})$$

$$\Delta V = \frac{1}{2} \Re\{Z I_T\} \quad (\text{B.8})$$

B.2 Queda de Tensão no Meio do Alimentador

Considerando a Equação (B.6), é possível determinar a queda tensão no meio do alimentador tal como indicado na Equação (B.9).

$$\Delta V \left(\frac{l}{2} \right) = \Re \left\{ z I_T \left[x - \frac{x^2}{2l} \right]_0^{\frac{l}{2}} \right\} = \Re \left\{ z I_T \left(\frac{l}{2} - \frac{\left(\frac{l}{2} \right)^2}{2l} \right) \right\} = \Re \left\{ z I_T \frac{3}{8} l \right\} \quad (\text{B.9})$$

Substituindo a Equação (B.7) na Equação (B.9), obtém-se a Equação (B.10)

$$\Delta V \left(\frac{l}{2} \right) = \frac{3}{4} \frac{1}{2} \Re\{Z I_T\} \quad (\text{B.10})$$

Reescrevendo a Equação (B.10) em função da Equação (B.8), obtém-se a Equação (B.11).

$$\Delta V \left(\frac{l}{2} \right) = \frac{3}{4} \Delta V \quad (\text{B.11})$$

De acordo com a Equação (B.11), é possível afirmar que, de acordo com a metodologia apresentada em (KERSTING, 2002), a queda de tensão no meio do alimentador consiste em 75% da queda de tensão no final do alimentador.

Sistema de Energia Elétrica Utilizado para Testes - Dados

Neste apêndice a descrição do sistema de energia elétrica de grande porte utilizado durante o desenvolvimento do presente trabalho será apresentada. Este sistema teste, apresentado em (VAN CUTSEM et al., 2015), é uma variação do sistema teste conhecido como “Nordic” proposto por K. Walve e descrito em detalhes em (CIGRÉ Task Force 38.02.08, 1987). Conforme indicado nas referências, este sistema teste é similar, embora fictício, ao sistema Sueco e Nórdico quando este foi proposto.

Este sistema, cujo diagrama unifilar está apresentado na Figura C.1, possui frequência nominal de 50Hz e sistema principal de transmissão em 400kV. Também são representadas parcelas regionais do sistema operando em 220kV e 130kV, tal como indicado na Figura C.1. Este sistema é composto por quatro áreas, as quais são descritas na sequência:

Área Norte: possui usinas hidrelétricas e algumas cargas;

Área Central: possui muitas cargas e usinas termelétricas;

Área Equivalente: representa um sistema externo equivalente;

Área Sul: possui usinas termelétricas e está fracamente conectado ao resto do sistema.

O controle de frequência é realizado através dos reguladores de velocidade das usinas hidrelétricas da Área Norte e da Área Equivalente, na qual o gerador equivalente g20 possui elevada participação neste controle. As usinas termelétricas das Áreas Sul e Central não participam deste controle.

Este sistema é composto por 20 usinas e 74 barras, dentre as quais 32 são barras de transmissão, 22 são barras de distribuição e 20 são barras de geração. Além disso, o sistema possui 102 ramos, dentre os quais 22 são transformadores de distribuição e 20 são transformados elevadores associados às usinas. Na sequência serão apresentados os dados de rede, o ponto de operação base, os dados dinâmicos das máquinas e dos controladores associados.

Figura C.1: Sistema teste utilizado - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

C.1 Dados da Rede

As Tabelas C.1 e C.2 apresentam os dados das linhas de transmissão para os três níveis de tensão associados ao sistema, ou seja, 440kV, 220kV e 130kV. Na nomenclatura utilizada nas barras do sistema, e consequentemente nas linhas de transmissão, o primeiro algarismo do número da barra indica o nível de tensão associado. Deste modo, as barras que operam no nível de tensão de 440kV possuem o número 4 como primeiro algarismo. Por sua vez, nas barras em 220kV e 130kV, os primeiros algarismos são 2 e 1, respectivamente.

Tabela C.1: Dados das linhas de transmissão - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Nome	Barra De	Barra Para	R [Ω]	X [Ω]	$\frac{\omega C}{2}$ [μS]
1011-1013	1011	1013	1,69	11,83	40,841
1011-1013b	1011	1013	1,69	11,83	40,841
1012-1014	1012	1014	2,37	15,21	53,407
1012-1014b	1012	1014	2,37	15,21	53,407
1013-1014	1013	1014	1,18	8,45	29,845
1013-1014b	1013	1014	1,18	8,45	29,845
1021-1022	1021	1022	5,07	33,80	89,535
1021-1022b	1021	1022	5,07	33,80	89,535
1041-1043	1041	1043	1,69	10,14	36,128
1041-1043b	1041	1043	1,69	10,14	36,128
1041-1045	1041	1045	2,53	20,28	73,827
1041-1045b	1041	1045	2,53	20,28	73,827
1042-1044	1042	1044	6,42	47,32	177,500
1042-1044b	1042	1044	6,42	47,32	177,500
1042-1045	1042	1045	8,45	50,70	177,500
1043-1044	1043	1044	1,69	13,52	47,124
1043-1044b	1043	1044	1,69	13,52	47,124
2031-2032	2031	2032	5,81	43,56	15,708
2031-2032b	2031	2032	5,81	43,56	15,708
4011-4012	4011	4012	1,60	12,80	62,832
4011-4021	4011	4021	9,60	96,00	562,340
4011-4022	4011	4022	6,40	64,00	375,420
4011-4071	4011	4071	8,00	72,00	438,250
4012-4022	4012	4022	6,40	56,00	328,300
4012-4071	4012	4071	8,00	80,00	468,100
4021-4032	4021	4032	6,40	64,00	375,420
4021-4042	4021	4042	16,00	96,00	937,770
4022-4031	4022	4031	6,40	64,00	375,420
4022-4031b	4022	4031	6,40	64,00	375,420
4031-4032	4031	4032	1,60	16,00	94,248
4031-4041	4031	4041	9,60	64,00	749,270

Tabela C.2: Dados das linhas de transmissão (continuação) - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Nome	Barra De	Barra Para	R [Ω]	X [Ω]	$\frac{\omega C}{2}$ [μS]
4031-4041b	4031	4041	9,60	64,00	749,270
4032-4042	4032	4042	16,00	64,00	625,180
4032-4044	4032	4044	9,60	80,00	749,270
4041-4044	4041	4044	4,80	48,00	281,170
4041-4061	4041	4061	9,60	72,00	406,840
4042-4043	4042	4043	3,20	24,00	155,510
4042-4044	4042	4044	3,20	32,00	186,930
4043-4044	4043	4044	1,60	16,00	94,248
4043-4046	4043	4046	1,60	16,00	94,248
4043-4047	4043	4047	3,20	32,00	186,930
4044-4045	4044	4045	3,20	32,00	186,930
4044-4045b	4044	4045	3,20	32,00	186,930
4045-4051	4045	4051	6,40	64,00	375,420
4045-4051b	4045	4051	6,40	64,00	375,420
4045-4062	4045	4062	17,60	128,00	749,270
4046-4047	4046	4047	1,60	24,00	155,510
4061-4062	4061	4062	3,20	32,00	186,930
4062-4063	4062	4063	4,80	48,00	281,170
4062-4063b	4062	4063	4,80	48,00	281,170
4071-4072	4071	4072	4,80	48,00	937,770
4071-4072b	4071	4072	4,80	48,00	937,770

Os dados dos transformadores estão apresentados nas Tabelas C.3 a C.5. As perdas no cobre e o ramo de magnetização são negligenciados no modelo adotado. A orientação dos transformadores é aquela indicada na Figura C.2.

Figura C.2: Orientação dos transformadores - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

A reatância série dos transformadores, X , é apresentada em p.u. na base (S_{nom}, V_{BDe}) , em que V_{BDe} é a tensão base na “Barra De”. Por sua vez, n está em p.u./p.u. na base (V_{BPara}, V_{BDe}) , em que V_{BPara} é a tensão base na “Barra Para”. Na Tabela C.5, os *taps* dos transformadores de distribuição estão ajustados de modo que a tensão na barra de

distribuição atenda à banda morta do LTC associado, a qual compreende ao intervalo de 0,99p.u. a 1,01p.u. Estes transformadores de distribuição possuem 33 posições disponíveis de *taps*, distribuídos no intervalo entre 0,88p.u./p.u e 1,20p.u./p.u. em passos discretos de 0,01p.u./p.u.

Tabela C.3: Dados dos transformadores elevadores - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Nome	Barra De	Barra Para	X [p.u.]	n [p.u./p.u.]	S_{nom} [MVA]
g1	g1	1012	0,15	1,00	800,0
g2	g2	1013	0,15	1,00	600,0
g3	g3	1014	0,15	1,00	700,0
g4	g4	1021	0,15	1,00	600,0
g5	g5	1022	0,15	1,05	250,0
g6	g6	1042	0,15	1,05	400,0
g7	g7	1043	0,15	1,05	200,0
g8	g8	2032	0,15	1,05	850,0
g9	g9	4011	0,15	1,05	1000,0
g10	g10	4012	0,15	1,05	800,0
g11	g11	4021	0,15	1,05	300,0
g12	g12	4031	0,15	1,05	350,0
g13	g13	4041	0,10	1,05	300,0
g14	g14	4042	0,15	1,05	700,0
g15	g15	4047	0,15	1,05	1200,0
g16	g16	4051	0,15	1,05	700,0
g17	g17	4062	0,15	1,05	600,0
g18	g18	4063	0,15	1,05	1200,0
g19	g19	4071	0,15	1,05	500,0
g20	g20	4072	0,15	1,05	4500,0

Tabela C.4: Dados dos transformadores 400/220kV e 400/130kV - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Nome	Barra De	Barra Para	X [p.u.]	n [p.u./p.u.]	S_{nom} [MVA]
1011-4011	1011	4011	0,10	0,95	1250,0
1012-4012	1012	4012	0,10	0,95	1250,0
1022-4022	1022	4022	0,10	0,93	833,3
2031-4031	2031	4031	0,10	1,00	833,3
1044-4044	1044	4044	0,10	1,03	1000,0
1044-4044b	1044	4044	0,10	1,03	1000,0
1045-4045	1045	4045	0,10	1,04	1000,0
1045-4045b	1045	4045	0,10	1,04	1000,0

Tabela C.5: Dados dos transformadores de distribuição - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Nome	Barra De	Barra Para	X [p.u.]	n [p.u./p.u.]	S_{nom} [MVA]
11-1011	11	1011	0,10	1,04	400,0
12-1012	12	1012	0,10	1,05	600,0
13-1013	13	1013	0,10	1,04	200,0
22-1022	22	1022	0,10	1,04	560,0
1-1041	1	1041	0,10	1,00	1200,0
2-1042	2	1042	0,10	1,00	600,0
3-1043	3	1043	0,10	1,01	460,0
4-1044	4	1044	0,10	0,99	1600,0
5-1045	5	1045	0,10	1,00	1400,0
31-2031	31	2031	0,10	1,01	200,0
32-2032	32	2032	0,10	1,06	400,0
41-4041	41	4041	0,10	1,04	1080,0
42-4042	42	4042	0,10	1,03	800,0
43-4043	43	4043	0,10	1,02	1800,0
46-4046	46	4046	0,10	1,02	1400,0
47-4047	47	4047	0,10	1,04	200,0
51-4051	51	4051	0,10	1,05	1600,0
61-4061	61	4061	0,10	1,03	1000,0
62-4062	62	4062	0,10	1,04	600,0
63-4063	63	4063	0,10	1,03	1180,0
71-4071	71	4071	0,10	1,03	600,0
72-4072	72	4072	0,10	1,05	4000,0

Os dados dos compensadores em derivação são apresentados na Tabela C.6, na qual Q_{nom} é a potência reativa produzida pelo compensador quando submetido a tensão nominal, ou seja, 1,00p.u. Os valores negativos se referem a compensadores indutivos.

Tabela C.6: Dados dos compensadores em derivação - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Barra	Q_{nom} [MVar]
1022	50
1041	250
1043	200
1044	200
1045	200
4012	-100
4041	200
4043	200
4046	100
4051	100
4071	-400

C.2 Ponto de Operação Base

O ponto de operação base apresentado em (VAN CUTSEM et al., 2015) está indicado nas Tabelas C.7 e C.8 em termos das potências ativa e reativa consumidas e geradas em cada barra, bem como das magnitudes de tensão e aberturas angulares obtidas como resultado do cálculo do fluxo de potência. Neste cálculo, a usina g20 foi tomada como barra de referência.

Tabela C.7: Ponto de operação base: dados das barras de transmissão - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Barra	Tensão	Carga		Geração		Tensão	
	Base [kV]	Ativa [MW]	Reativa [MVar]	Ativa [MW]	Reativa [MVar]	Magnitude [p.u.]	Ângulo [graus]
1011	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0617	-6,6368
1012	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0631	-3,0837
1013	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0551	1,2654
1014	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0614	4,2646
1021	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0311	2,6514
1022	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0511	-19,0397
1041	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0125	-81,8717
1042	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0142	-67,3816
1043	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0275	-76,7728
1044	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0066	-67,7108
1045	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0111	-71,6633
2031	220	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0279	-36,6617
2032	220	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0696	-23,9276
4011	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0223	-7,5361
4012	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0232	-5,5238
4021	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0487	-36,0781
4022	400	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9945	-20,8594
4031	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0366	-39,4616
4032	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0486	-44,5364
4041	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0506	-54,2970
4042	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0428	-57,3723
4043	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0371	-63,5127
4044	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0395	-64,2298
4045	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0534	-68,8762
4046	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0359	-64,1097
4047	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0594	-59,5518
4051	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0659	-71,0104
4061	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0388	-57,9288
4062	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0561	-54,3579
4063	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0538	-50,6885
4071	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0486	-4,9830
4072	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0595	-3,9694

Tabela C.8: Ponto de operação base: dados das barras de geração e distribuição - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Barra	Tensão	Carga		Geração		Tensão	
	Base [kV]	Ativa [MW]	Reativa [MVar]	Ativa [MW]	Reativa [MVar]	Magnitude [p.u.]	Ângulo [graus]
g1	15	0,0	0,0	600,000	57,819	1,0680	2,6029
g2	15	0,0	0,0	300,000	18,184	1,0570	5,1215
g3	15	0,0	0,0	550,000	22,103	1,0600	10,2782
g4	15	0,0	0,0	400,000	30,621	1,0340	8,0331
g5	15	0,0	0,0	200,000	59,704	1,0290	-12,3495
g6	15	0,0	0,0	360,000	138,266	1,0080	-59,4114
g7	15	0,0	0,0	180,000	60,230	1,0140	-68,9532
g8	15	0,0	0,0	750,000	232,939	1,0500	-16,8184
g9	15	0,0	0,0	668,500	203,309	0,9990	-1,6189
g10	15	0,0	0,0	600,000	249,800	1,0143	1,0116
g11	15	0,0	0,0	250,000	60,707	1,0210	-29,0373
g12	15	0,0	0,0	310,000	98,444	1,0200	-31,8798
g13	15	0,0	0,0	0,000	50,063	1,0170	-54,2970
g14	15	0,0	0,0	630,000	294,044	1,0450	-49,8976
g15	15	0,0	0,0	1080,000	379,696	1,0460	-52,2023
g16	15	0,0	0,0	600,000	222,139	1,0530	-64,1019
g17	15	0,0	0,0	530,000	47,631	1,0090	-46,8559
g18	15	0,0	0,0	1060,000	294,251	1,0310	-43,3312
g19	15	0,0	0,0	300,000	120,694	1,0300	0,0365
g20	15	0,0	0,0	2137,452	378,608	1,0190	0,0000
1	20	600,00	148,200	0,0	0,0	1,0000	-84,6981
2	20	330,00	71,000	0,0	0,0	1,0000	-70,4936
3	20	260,00	83,800	0,0	0,0	1,0000	-79,9501
4	20	840,00	252,000	0,0	0,0	1,0000	-70,6696
5	20	720,00	190,400	0,0	0,0	1,0000	-74,5667
11	20	200,00	68,800	0,0	0,0	1,0000	-9,4509
12	20	300,00	83,800	0,0	0,0	1,0000	-5,9073
13	20	100,00	34,400	0,0	0,0	1,0000	-1,5487
22	20	280,00	79,900	0,0	0,0	1,0000	-21,8623
31	20	100,00	24,700	0,0	0,0	1,0000	-39,4892
32	20	200,00	39,600	0,0	0,0	1,0000	-26,7620
41	20	540,00	131,400	0,0	0,0	1,0000	-57,1252
42	20	400,00	127,400	0,0	0,0	1,0000	-60,1899
43	20	900,00	254,600	0,0	0,0	1,0000	-66,3374
46	20	700,00	211,800	0,0	0,0	1,0000	-66,9284
47	20	100,00	44,000	0,0	0,0	1,0000	-62,3527
51	20	800,00	258,200	0,0	0,0	1,0000	-73,8275
61	20	500,00	122,500	0,0	0,0	1,0000	-60,7566
62	20	300,00	83,800	0,0	0,0	1,0000	-57,1815
63	20	590,00	264,600	0,0	0,0	1,0000	-53,4868
71	20	300,00	83,800	0,0	0,0	1,0000	-7,8066
72	20	2000,00	396,100	0,0	0,0	1,0000	-6,8038

C.3 Dados das Máquinas Síncronas

As máquinas síncronas são modeladas como máquinas de polos salientes para as usinas hidrelétricas e como polos lisos para as usinas termelétricas. A usina g13 representa um compensador síncrono e é modelada como uma máquina de polos salientes. As reatâncias, as constantes de tempo e os coeficientes de inércia destas máquinas estão apresentados na Tabela C.9. As reatâncias estão expressas em p.u. na base (V_B, S_{nom}) , em que V_B é a tensão base da barra na qual a máquina está conectada e S_{nom} é a potência aparente nominal indicada na Tabela C.10 para cada máquina. Na Tabela C.9, os valores de i_{fd}^{nom} são apresentados na base na qual $i_{fd} = 1,00$ p.u. quando a máquina síncrona opera sem carga com a tensão terminal em 1,00p.u.

Tabela C.9: Dados das máquinas síncronas - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Parâmetro	Polos Lisos	Polos Salientes	Polos Salientes
	g6, g7, g14, g15, g16, g17, g18	g1, g2, g3, g4, g5, g8, g9, g10, g11, g12, g19, g20	g13
X_d [p.u.]	2,20	1,10	1,55
X_q [p.u.]	2,00	0,70	1,00
X'_d [p.u.]	0,30	0,25	0,30
X'_q [p.u.]	0,40	-	-
X''_d [p.u.]	0,20	0,20	0,20
X''_q [p.u.]	0,20	0,20	0,20
T'_{do} [s]	7,00	5,00	7,00
T'_{qo} [s]	1,50	-	-
T''_{do} [s]	0,05	0,05	0,05
T''_{qo} [s]	0,05	0,10	0,10
H [s]	6,00	3,00	2,00
i_{fd}^{nom} [p.u.]	2,9160	1,8087	2,8170

Na Tabela C.10, além da potência aparente nominal, também é apresentada a potência ativa nominal (P_{nom}) de cada máquina, a qual se refere à limitação das turbinas associadas. Por meio da Tabela C.10, é possível observar que o fator de potência das usinas, determinado como a razão entre P_{nom} e S_{nom} , vale 0,95MW/MVA para as usinas hidrelétricas e 0,90MW/MVA para as usinas termelétricas.

A saturação em todas as máquinas síncronas é modelada tal como indicado na Figura C.3, que relaciona a tensão de armadura sem carga (V_{nl}) com a corrente de campo (i_{fd}). A característica da saturação é dada pela Equação (C.1), admitindo que $m = 0,1$ e $n = 6,0257$.

$$k = \frac{|AC|}{|AB|} = 1 + m (V_{nl})^n \quad (C.1)$$

Ainda com relação à saturação, a reatância não saturada (X_l) para todas as máquinas é adotada como $X_l = 0,15$ p.u. nos dois eixos.

Tabela C.10: Dados das máquinas síncronas - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Usina	S_{nom} [MVA]	P_{nom} [MW]
g1	800,0	760,0
g2	600,0	570,0
g3	700,0	665,0
g4	600,0	570,0
g5	250,0	237,5
g6	400,0	360,0
g7	200,0	180,0
g8	850,0	807,5
g9	1000,0	950,0
g10	800,0	760,0
g11	300,0	285,0
g12	350,0	332,5
g13	300,0	-
g14	700,0	630,0
g15	1200,0	1080,0
g16	700,0	630,0
g17	600,0	540,0
g18	1200,0	1080,0
g19	500,0	475,0
g20	4500,0	4275,0

Figura C.3: Característica da saturação das máquinas síncronas - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

C.4 Dados e Modelo do Sistema de Excitação

O modelo genérico do sistema de excitação das máquinas síncronas, apresentado na Figura C.4, envolve além de um Regulador Automático de Tensão (do inglês, AVR), um Estabilizador (do inglês, PSS) e um OEL. Embora o modelo apresentado na Figura C.4 seja aplicado a todas as máquinas, a parametrização para cada máquina síncrona está indicada na Tabela C.11.

Figura C.4: Modelo do sistema de excitação - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

No modelo apresentado na Figura C.4, v_{fd} é a tensão de campo em p.u. na base em que $v_{fd} = 1,0$ p.u. quando o gerador opera sem carga, com a tensão terminal em 1,0 p.u. e sem saturação. Por sua vez, V é a magnitude da tensão terminal da máquina e V^0 o valor de referência associado, ambos em p.u. Com exceção das máquinas g13, g19 e g20, todas as máquinas estão equipadas com PSS, que utilizam a velocidade do rotor (ω), em p.u., como entrada.

Todas as máquinas estão equipadas com OELs, a fim de manter as correntes de campo dentro dos limites pré-estabelecidos. No modelo apresentado na Figura C.4 não são incluídos limitadores de subexcitação e limitadores de sobrecorrente de armadura. O limite de corrente de campo imposto pela OEL, denominado por i_{fd}^{lim} é ajustado como 105% da corrente de campo nominal, ou seja, $1,05 i_{fd}^{nom}$. As quatro menores máquinas (g6, g7, g11 e g12) são equipadas com OEL de tempo fixo, que opera após 20 segundos. Em todas as demais máquinas, a característica do OEL é de tempo inverso.

Tabela C.11: Parâmetros do sistema de excitação - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Máq.	i_{fd}^{lim} [p.u.]	f	r	L_1	G	T_a [s]	T_b [s]	L_2 [p.u.]	K_p	T_ω [s]	T_1 [s]	T_2 [s]	C [p.u.]
g1	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g2	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g3	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g4	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	150	15	0,20	0,010	0,1
g5	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g6	3,0618	1	0	-20	120	5	12,5	5	75	15	0,22	0,012	0,1
g7	3,0618	1	0	-20	120	5	12,5	5	75	15	0,22	0,012	0,1
g8	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g9	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g10	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g11	1,8991	1	0	-20	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g12	1,8991	1	0	-20	70	10	20,0	4	75	15	0,20	0,010	0,1
g13	2,9579	0	1	-17	50	4	20,0	4	0				
g14	3,0618	0	1	-18	120	5	12,5	5	75	15	0,22	0,012	0,1
g15	3,0618	0	1	-18	120	5	12,5	5	75	15	0,22	0,012	0,1
g16	3,0618	0	1	-18	120	5	12,5	5	75	15	0,22	0,012	0,1
g17	3,0618	0	1	-18	120	5	12,5	5	150	15	0,22	0,012	0,1
g18	3,0618	0	1	-18	120	5	12,5	5	150	15	0,22	0,012	0,1
g19	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	0				
g20	1,8991	0	1	-11	70	10	20,0	4	0				

C.5 Dados e Modelo da Turbina

Tal como exposto anteriormente, as usinas termelétricas não participam do controle primário de frequência do sistema e, em função disto, as máquinas síncronas associadas a estas usinas não estão equipadas com modelos de turbina e de reguladores de velocidade. Deste modo, o torque mecânico é admitido como constante em todas as usinas termelétricas.

Por sua vez, nas máquinas síncronas associadas às usinas hidrelétricas é empregado o modelo de turbina simples e sem perdas apresentado na Figura C.5. A condição nominal destas turbinas é a potência ativa nominal P_{nom} apresentada na Tabela C.10. No modelo apresentado na Figura C.5, T_ω representa a constante de tempo da água e possui o valor de 1 segundo para todas as usinas hidrelétricas; z representa a abertura das pás da turbina; q o fluxo de água; P_m e T_m são, respectivamente, a potência e torque mecânico em p.u. na base de P_{nom} e ω é a velocidade do rotor em p.u.

Figura C.5: Modelo de turbina das usinas hidrelétricas - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

C.6 Dados e Modelo do Regulador de Velocidade

O modelo do regulador de velocidade empregado em todas as turbinas das usinas hidrelétricas é aquele indicado na Figura C.6. Neste, P é a potência ativa gerada pela usina, P_0 é a potência de referência, z é a abertura das pás da turbina e ω é a velocidade do rotor. Estas quatro grandezas estão em p.u., sendo que P e P_0 estão na base da potência nominal da turbina. Dentre os parâmetros do modelo, apenas o estatismo não é comum para todas as usinas hidrelétricas. Os valores de estatismo estão apresentados na Tabela C.12, enquanto os demais parâmetros estão apresentados na própria Figura C.6.

Figura C.6: Modelo de regulador de velocidade das usinas hidrelétricas - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Tabela C.12: Estatismo dos reguladores de velocidade das usinas hidrelétricas - adaptado de (VAN CUTSEM et al., 2015)

Máquinas	Estatismo (σ)
g19, g20	0,08
g1 - g5, g8 - g12	0,04

Sistema de Energia Elétrica Utilizado para Testes - Ponto de Operação

Neste Apêndice serão apresentados os aspectos associados à segurança sistêmica do sistema de energia elétrica de grande porte denominado como “Nordic” apresentado no Apêndice C. Em linhas gerais, serão discutidos e avaliados os aspectos de segurança de tensão e de estabilidade eletromecânica na busca por um ponto de operação que atenda aos critérios pré-estabelecidos. O ponto de operação discutido neste Apêndice será utilizado nas avaliações realizadas no presente trabalho.

Para a avaliação da segurança sistêmica do ponto de operação do sistema teste foram adotados os critérios estabelecidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), o qual estabelece que o desempenho do sistema elétrico deve ser tal que não haja violação dos critérios estabelecidos neste Submódulo e tão pouco a necessidade de corte de carga provocada pela ocorrência de contingências simples (critério N-1).

Na sequência serão apresentados os critérios e as avaliações realizadas do ponto de vista de segurança de tensão e do ponto de vista de estabilidade eletromecânica.

D.1 Segurança de Tensão

Segundo o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), um sistema elétrico é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição operativa, a margem de segurança de tensão e os níveis de tensão pré-contingência e pós-contingência encontram-se em conformidade.

Nesse sentido, tal como definido no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), a margem de segurança de tensão é a distância mínima para um ponto de operação do sistema onde há risco de instabilidade de tensão. Para estudos de planejamento da operação, as margens de segurança de tensão adequadas são 7% para rede completa e de 4% para rede incompleta. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser a meta.

Na presente avaliação adotou-se como critério uma margem de segurança de tensão de 7% em relação ao ponto de máxima transferência de potência, tal como indicado na Figura D.1, na qual P_{max} representa a máxima transferência de potência.

Figura D.1: Margem de segurança de tensão de 7%

Conforme discutido no trabalho desenvolvido por (VAN CUTSEM et al., 2015), no qual o sistema teste denominado “Nordic” é apresentado, o atendimento à Área Central apresenta problemas de estabilidade de tensão bem caracterizados. De fato, a Área Central é aquela que apresenta a maior concentração de cargas. Nesse sentido, este problema de estabilidade de tensão associado à Área Central será explorado do ponto de vista de segurança de tensão, a fim de verificar o atendimento ao requisito de margem de segurança de tensão estabelecido.

Para esta avaliação o aplicativo Programa de Análise de Redes (ANAREDE) (CEPEL, 2017) foi utilizado na determinação de curvas PV e, conseqüentemente, do ponto de máxima transferência de potência e da margem de segurança de tensão. No processo de incremento de carga associado à determinação das curvas PV, conforme estabelecido pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), o fator de potência das cargas foi mantido constante. Além disso, a operação dos LTCs foi bloqueada durante o processo de incremento de carga.

O aplicativo ANAREDE é desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) para análise de redes em regime permanente de SEE e é composto por dez programas computacionais, dentre os quais há o programa de segurança de tensão que utiliza o método de fluxo de potência continuado para a obtenção de curvas PV e QV (CEPEL, 2017). Tal como indicado o Submódulo 18.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016c) o aplicativo ANAREDE é um dos aplicativos que compõe a lista de ferramentas computacionais recomendadas para a realização de estudos elétricos no Brasil.

Com base na metodologia proposta para a determinação da margem de segurança de tensão utilizando o aplicativo ANAREDE, o ponto de operação apresentado no Apêndice C foi avaliado. A Figura D.2 apresenta a curva PV para a tensão da barra 1 e 4044, na qual é possível observar que o ponto de máxima transferência de potência é de aproximadamente 6260MW em termos da carga total da Área Central. Nestas condições, a margem de segurança de tensão para o ponto de operação apresentado no Apêndice C, no qual a carga da Área Central é de 6190MW, é de apenas 1,1%.

Figura D.2: Curvas PV para o sistema “Nordic” operando no ponto de operação apresentado Apêndice C

Desse modo, a fim de atender o requisito de margem de segurança de tensão de 7%, a carga da Área Central foi reduzida mantendo-se a proporcionalidade entre as cargas de cada barra desta área. Nesta operação, o fator de potência das cargas foi mantido constante e os *taps* dos LTCs que atendem às cargas da Área Central foram ajustados de modo a manter a tensão nas barras de carga em 1,000p.u.¹ A Tabela D.1 apresenta as cargas da Área Central ajustadas para o atendimento do requisito de margem de segurança de tensão de 7%.

Aplicando novamente a metodologia discutida anteriormente, é possível determinar as curvas PV para o novo ponto de operação. As Figuras D.3 e D.4 apresentam as curvas PV para a tensão na barra 4044 e na barra 1, respectivamente, de forma comparativa entre o ponto de operação apresentado no Apêndice C e o ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7%. Por meio destas figuras é possível que o ponto de máximo

¹Este requisito foi estabelecido no Apêndice C e está relacionado aos requisitos de tensão de atendimento das barras de distribuição.

carregamento em termos da carga total da Área Central se mantém essencialmente o mesmo, conforme esperado.

Tabela D.1: Valores de carga nas barras da Área Central para margem de segurança de tensão de 7%

Barra	P [MW]	Q [MVar]
1	564,400	139,400
2	310,400	66,790
3	244,600	78,830
4	790,200	237,000
5	677,300	179,100
41	508,000	123,600
42	376,300	119,800
43	846,600	239,500
46	658,500	199,200
47	94,070	41,390
51	752,500	242,900
Total	5822,870	1667,510

Figura D.3: Curva PV da barra 4044 para ponto de operação apresentado no Apêndice C e para ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7%

Figura D.4: Curva PV da barra 1 para ponto de operação apresentado no Apêndice C e para ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7%

É possível observar na Figura D.3 que ambas as curvas PV são coincidentes. Este comportamento é esperado, uma vez que a direção de crescimento de carga é a mesma para ambas as curvas PV. Em contrapartida, este comportamento não se verifica na Figura D.4. Isso ocorre pois, conforme discutido anteriormente, os *taps* dos LTCs que atendem as barras de carga da Área Central foram ajustados de modo a manter a tensão nestas barras em 1,000p.u. É importante observar no entanto, que a manutenção da tensão nas barras de carga da Área Central em 1,000p.u. não alterou o ponto de máximo carregamento do sistema teste analisado.

Uma vez estabelecido um ponto de operação que atenda o requisito de margem de segurança de tensão de 7%, avaliou-se a capacidade desta margem de segurança de tensão em comportar as contingências simples mais severas do ponto de vista da Área Central, em outras palavras, se existe um ponto de operação estável do ponto de vista estático no sistema pós-contingência.

Neste sentido as Figuras D.5 e D.6 apresentam as curvas PV para a tensão na barra 4044 e na barra 1, respectivamente, na condição de rede completa e para cada uma das contingências das linhas de 400kV que atendem à Área Central, são elas: LT 4031-4041, LT 4032-4044, LT 4032-4042, LT 4021-4042, LT 4041-4061 e LT 4045-4062. Por meio das curvas PV apresentadas nas Figuras D.5 e D.6 é possível determinar o ponto de máximo carregamento em termos da carga total da Área Central e, consequentemente, a margem de segurança de tensão para cada configuração do sistema, tal como apresentado na Tabela D.2.

Figura D.5: Curvas PV da barra 4044 para ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7% na condição de rede completa e em contingência

Figura D.6: Curvas PV da barra 1 para ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7% na condição de rede completa e em contingência

Tabela D.2: Valores de máxima transferência de potência e margem de segurança de tensão para contingências das linhas que atendem à Área Central

Contingência	Máxima Transferência de Potência [MW]	Margem de Segurança de Tensão [%]
LT 4031-4041	6022,85	3,3
LT 4032-4044	6001,83	3,0
LT 4032-4042	6084,72	4,3
LT 4021-4042	5939,51	2,0
LT 4041-4061	6218,64	6,4
LT 4045-4062	6105,83	4,6

É possível observar por meio das Figuras D.5 e D.6 e da Tabela D.2 que, para cada contingência analisada, existe um ponto de operação pós-contingência estável, ao menos do ponto de vista estático. Os resultados obtidos indicam, sobretudo por meio da Tabela D.2, que na ocorrência da pior contingência simples analisada, a perda da LT 4021-4042, o sistema teste mantém uma margem de segurança de tensão residual de 2%. Este resultado indica que, no caso extremo, uma margem de segurança de tensão de 5% em rede completa seria capaz de comportar as contingências simples analisadas do ponto de vista estático.

A existência de um ponto de operação pós-contingência estável do ponto de vista estático é necessária, porém não é suficiente para garantir a estabilidade associada à determinada contingência. Para tanto são necessárias simulações dinâmicas que atestem a estabilidade deste ponto de vista para cada contingência avaliada.

Além disso, tal como estabelecido no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), há uma série de requisitos associados ao desempenho dinâmico para contingências simples (critério N-1) que devem ser atendidas para que determinado ponto de operação seja considerado factível. De fato, tais requisitos são mais restritivos do que a simples existência de um ponto de operação pós-contingência estável do ponto de vista estático e dinâmico.

Neste contexto, na próxima seção serão discutidos os aspectos dinâmicos das contingências simples avaliadas nesta seção, a fim de avaliar a estabilidade e o atendimento aos requisitos estabelecidos pelo Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d).

D.2 Estabilidade Eletromecânica

Conforme discutido na seção anterior, existem requisitos associados ao desempenho dinâmico para contingências simples estabelecidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d) que devem ser atendidos para um determinado ponto de operação seja considerado factível. Estes requisitos são:

- (a) A tensão mínima na condição pós-contingência, na primeira oscilação, não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação e, nas demais oscilações, deve ser superior a 80% da tensão nominal de operação;
- (b) A máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação deve ser de 10% da tensão nominal de operação (V_{nop}), ou seja, $V_{final} \geq [V_{inicial} - 10\% V_{nop}]$;
- (c) A amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2%, em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio.

Para a avaliação dos critérios supracitados frente às contingências simples das linhas que atendem a Área Central, o aplicativo ANATEM (CEPEL, 2018) foi utilizado. O aplicativo ANATEM é desenvolvido pelo CEPEL para a realização de estudos e análise de estabilidade eletromecânica. Os fenômenos representados neste aplicativo estão na faixa de frequência de até 5Hz aproximadamente (CEPEL, 2018). Assim como o aplicativo ANAREDE, o aplicativo ANATEM é um dos aplicativos que compõe a lista de ferramentas computacionais recomendadas para a realização de estudos elétricos no Brasil (ONS, 2016c).

Para a modelagem de carga desta avaliação, conforme estabelecido no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), o modelo ZIP de carga foi utilizado, sendo a parte ativa representada como 50% de potência constante e 50% de impedância constante e a parte reativa representada como 100% de impedância constante. Os demais modelos foram apresentados no Apêndice C.

Foram avaliadas faltas monofásicas em ambos os terminais das linhas analisadas, com tempo de eliminação de 100ms e posterior abertura da linha². Tal como estabelecido no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), o curto-circuito monofásico é utilizado por ser, dentre os defeitos, o de mais alta probabilidade de ocorrência.

Diante destes requisitos e considerações, o ponto de operação apresentado na seção anterior, que atende aos requisitos de margem de segurança de tensão discutidos anteriormente, foi analisado do ponto de vista de estabilidade eletromecânica. As Tabelas D.3 e D.4 apresentam os resultados obtidos nesta avaliação.

Conforme é possível observar nas Tabelas D.3 e D.4, o desempenho do sistema teste, operando no ponto de operação discutido na seção anterior, atende aos requisitos de estabilidade eletromecânica estabelecidos no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d), ao menos para as contingências avaliadas.

²No Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d) não há a definição de um tempo de eliminação de falta para elementos com tensão nominal de 400kV. Nesse sentido, adotou-se o tempo de eliminação de falta estabelecido para a tensão nominal de 440kV, 100ms, que é aquela que mais se aproxima da tensão nominal do sistema teste analisado.

Tabela D.3: Desempenho dinâmico frete às contingências das linhas da Área Central de acordo com Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d) - (a)

Linha	Falta	1ª Oscilação		2ª Oscilação	
		Barra	Tensão [p.u.]	Barra	Tensão [p.u.]
4031-4041	4031	41	0,9379	31	0,9656
4031-4041	4041	41	0,9550	41	0,9652
4032-4044	4032	42	0,9427	41	0,9664
4032-4044	4044	3	0,9467	41	0,9592
4032-4042	4032	42	0,9570	41	0,9755
4032-4042	4042	42	0,9553	41	0,9685
4021-4042	4021	42	0,9539	41	0,9533
4021-4042	4042	42	0,9418	41	0,9511
4041-4061	4041	61	0,9324	61	0,9533
4041-4061	4061	61	0,9229	61	0,9406
4045-4062	4045	51	0,9662	61	0,9544
4045-4062	4062	62	0,9361	61	0,9405
Limite		-	0,6000	-	0,8000

Tabela D.4: Desempenho dinâmico frete às contingências das linhas da Área Central de acordo com Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2016d) - (b) e (c)

Linha	Falta	Amplitude Oscilação 10s		Variação de Tensão	
		Barra	Amplitude [%]	Barra	ΔV [%]
4031-4041	4031	g18	0,17	4031	3,12
4031-4041	4041	g18	0,16	4031	3,14
4032-4044	4032	g18	0,17	4044	2,66
4032-4044	4044	g18	0,20	4044	2,71
4032-4042	4032	4061	0,10	4032	2,63
4032-4042	4042	g18	0,15	4032	2,65
4021-4042	4021	g18	0,21	4021	4,17
4021-4042	4042	g18	0,24	4021	4,21
4041-4061	4041	4041	0,08	4061	4,49
4041-4061	4061	4063	0,16	4061	4,44
4045-4062	4045	4062	0,10	4061	2,46
4045-4062	4062	4062	0,30	4061	2,45
Limite		-	2,00	-	10,00

Nestas condições, o sistema teste operando no ponto de operação discutido na seção anterior representa uma condição factível de operação e desse modo será utilizado nas avaliações da presente pesquisa. A próxima seção apresenta a solução de fluxo de potência para o ponto de operação do sistema teste.

D.3 Ponto de Operação - Sistema Teste

O ponto de operação discutidos nas seções anteriores está indicado nas Tabelas D.5 e D.6 em termos das potências ativa e reativa consumidas e geradas em cada barra, bem como das magnitudes de tensão e aberturas angulares obtidas como resultado do cálculo de fluxo de potência. Neste cálculo a usina g20 foi tomada como barra de referência.

Tabela D.5: Ponto de operação com margem de segurança de tensão de 7%: Dados das barras de transmissão

Barra	Tensão	Carga		Geração		Tensão	
	Base [kV]	Ativa [MW]	Reativa [MVar]	Ativa [MW]	Reativa [MVar]	Magnitude [p.u.]	Ângulo [graus]
1011	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0812	4,2744
1012	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0745	7,5615
1013	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0621	12,0098
1014	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0663	14,9413
1021	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0397	16,4474
1022	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0918	-4,5012
1041	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0804	-54,3458
1042	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0339	-40,8233
1043	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0846	-49,9912
1044	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0623	-42,5365
1045	130	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0644	-45,7728
2031	220	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0745	-17,4637
2032	220	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0840	-5,2214
4011	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0432	3,4236
4012	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0397	5,1711
4021	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1036	-17,5892
4022	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0415	-6,1748
4031	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0907	-20,0141
4032	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1074	-24,0692
4041	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0997	-31,8667
4042	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0916	-33,8992
4043	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0849	-38,8746
4044	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0950	-39,6593
4045	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1058	-43,4207
4046	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0782	-39,2208
4047	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0874	-34,9577
4051	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0990	-44,8397
4061	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0664	-34,4502
4062	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0723	-30,6753
4063	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0618	-27,0450
4071	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0528	-0,2714
4072	400	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0596	-3,0584

Tabela D.6: Ponto de operação com margem de segurança de 7%: Dados das barras de geração e distribuição

Barra	Tensão	Carga		Geração		Tensão	
	Base [kV]	Ativa [MW]	Reativa [MVar]	Ativa [MW]	Reativa [MVar]	Magnitude [p.u.]	Ângulo [graus]
g1	15	0,0	0,0	600,000	-7,628	1,068	13,1873
g2	15	0,0	0,0	300,000	-11,552	1,057	15,8403
g3	15	0,0	0,0	550,000	-2,239	1,060	20,9271
g4	15	0,0	0,0	400,000	-5,017	1,034	21,7846
g5	15	0,0	0,0	200,000	-7,363	1,029	1,9380
g6	15	0,0	0,0	360,000	87,255	1,008	-33,0063
g7	15	0,0	0,0	180,000	-14,032	1,014	-42,5861
g8	15	0,0	0,0	750,000	150,524	1,050	1,7926
g9	15	0,0	0,0	668,500	70,484	0,999	9,2222
g10	15	0,0	0,0	600,000	173,624	1,016	11,5918
g11	15	0,0	0,0	250,000	-46,693	1,021	-10,8999
g12	15	0,0	0,0	310,000	-25,048	1,020	-12,8100
g13	15	0,0	0,0	0,000	-92,440	1,017	-31,8667
g14	15	0,0	0,0	630,000	65,610	1,045	-26,7604
g15	15	0,0	0,0	1080,000	154,595	1,046	-27,7985
g16	15	0,0	0,0	600,000	66,293	1,053	-38,1401
g17	15	0,0	0,0	530,000	-15,360	1,009	-23,2877
g18	15	0,0	0,0	1060,000	230,575	1,031	-19,7437
g19	15	0,0	0,0	300,000	106,856	1,030	4,7279
g20	15	0,0	0,0	1647,572	345,822	1,019	0,0000
1	20	564,400	139,400	0,0	0,0	1,0000	-57,0067
2	20	310,400	66,790	0,0	0,0	1,0000	-43,7528
3	20	244,600	78,830	0,0	0,0	1,0000	-52,9839
4	20	790,200	237,000	0,0	0,0	1,0000	-45,3227
5	20	677,300	179,100	0,0	0,0	1,0000	-48,5066
11	20	200,000	68,800	0,0	0,0	1,0000	1,4603
12	20	300,000	83,800	0,0	0,0	1,0000	4,7379
13	20	100,000	34,400	0,0	0,0	1,0000	9,1957
22	20	280,000	79,900	0,0	0,0	1,0000	-7,3238
31	20	100,000	24,700	0,0	0,0	1,0000	-20,2912
32	20	200,000	39,600	0,0	0,0	1,0000	-8,0558
41	20	508,000	123,600	0,0	0,0	1,0000	-34,5295
42	20	376,300	119,800	0,0	0,0	1,0000	-36,5526
43	20	846,600	239,500	0,0	0,0	1,0000	-41,5342
46	20	658,500	199,200	0,0	0,0	1,0000	-41,8750
47	20	94,070	41,390	0,0	0,0	1,0000	-37,5961
51	20	752,500	242,900	0,0	0,0	1,0000	-47,4922
61	20	500,000	122,500	0,0	0,0	1,0000	-37,2780
62	20	300,000	83,800	0,0	0,0	1,0000	-33,4989
63	20	590,000	264,600	0,0	0,0	1,0000	-29,8433
71	20	300,000	83,800	0,0	0,0	1,0000	-3,0950
72	20	2000,000	396,100	0,0	0,0	1,0000	-5,8928