

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CARLOS VINICIUS MACHADO SILVA

**AFUNDAMENTOS DE TENSÃO NA PRESENÇA DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Porto Alegre

2014

CARLOS VINICIUS MACHADO SILVA

**AFUNDAMENTOS DE TENSÃO NA PRESENÇA DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia – Sistemas de Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre

2014

CIP - Catalogação na Publicação

Silva, Carlos Vinicius Machado
Afundamentos de Tensão na Presença de Geração
Distribuída / Carlos Vinicius Machado Silva. -- 2014.
95 f.

Orientador: Roberto Chouhy Leborgne.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do
Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica, Porto Alegre, BRRS,
2014.

1. Afundamentos de Tensão. 2. Geração Distribuída.
3. Qualidade da Energia Elétrica. I. Leborgne,
Roberto Chouhy, orient. II. Título.

CARLOS VINICIUS MACHADO SILVA

AFUNDAMENTOS DE TENSÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Göteborg, Suécia.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, PPGEE - UFRGS

Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University – Blacksburg, Estados Unidos

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos, DELET - UFRGS

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Mauricio Sperandio, DESP - UFSM

Doutor pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella

Porto Alegre, agosto, 2014.

DEDICATÓRIA

O caminho foi longo, árduo e repleto de desafios. Foram inúmeros os momentos em que as dificuldades pareceram impossíveis de serem transpostas. Contudo, tive valorosos e estimados amigos, os quais me apoiaram e incentivaram. Mesmo distantes, sentia o carinho e confiança de meus irmãos de diversos Capítulos, sobretudo do Alegrete e do Mariano Fedele. Também, aos diversos ensinamentos adquiridos na Luz e Verdade (Alegrete) e pelo acolhimento em Porto Alegre da Alpha 33.

Também, tenho em minha memória as diversas ocasiões em que recebi a atenção e os bons exemplos, os quais me incentivaram a não desistir desse sonho, do Dr. Carlos Fernando Francesconi e Dr. Oscar Paim. Além de receber a atenção e suporte médico em momentos de dificuldade. Lembro de uma frase: “Um médico deve curar as vezes, remediar frequentemente e confortar sempre”. Fico feliz em encontrar em vocês as três etapas da frase mencionada e podê-los considerar como amigos.

Aos incentivadores da educação e do estudo, os quais valorizam o “ser e o saber”, muito mais que “o ter ou parecer ter”. A meus amigos ou desconhecidos, que acreditaram e me lembram da, para mim, clássica citação a qual jamais esquecerei: “você tem o dom”.

Todas as vezes em que precisei um exemplo de determinação e amor ao estudo, encontrei em minha estimada tia Rosângela. Fostes muito mais que uma tia, fostes e és minha segunda mãe. Tornastes o Iago, a Natália e a Amanda muito mais que meus primos. Passaram a ser meus irmãos mais novos.

Os meus queridos e amados pais, verdadeiros e incansáveis guerreiros que, muitas vezes, mesmo sem saber o que eu estava fazendo, impulsionavam-me para atingir meus objetivos. Além do suporte emocional, dedicação e amor que sempre dedicaram-me. Admiro a grandiosa e admirável honestidade e do respeito a meus semelhantes que me ensinaram, não apenas com palavras mas sim com exemplos diários.

À querida Carolina (Carol) pela presença, sempre alegre e animada, na etapa final dessa caminhada.

À todos vocês, singela e humildemente, dedico os frutos de minha dessa etapa e inúmeras horas de esforço: essa dissertação e o título de mestre em engenharia elétrica.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa e pelos inúmeros conhecimentos, seja eles técnicos ou de relacionamento interpessoal, que me proporcionaram.

Aos diversos colegas do LASEP pelas inúmeras conversas, aconselhamentos e momentos de descontração. Por compartilharem suas experiências, dúvidas e conhecimentos. Pelos churrascos, pizzas em comemoração aos aniversariantes do mês. Em especial, lembro os colegas que se tornaram mais próximo durante o período dedicado ao mestrado: Aquiles, Daphne, Juliana, Martin, Renato, Roberto e Rodolfo.

Ao professor Dr. Roberto C. Leborgne, o qual além de orientar-me nas pesquisas mostrou-se um grande exemplo de educador. Sou imensamente grato por ter acreditado em meu potencial e sempre ter me incentivado a persistir em meus objetivos.

Ao CNPq pela provisão da bolsa de mestrado que proporcionou minha permanência em Porto Alegre.

A Geradora de Energia Elétrica de Alegrete – GEEA, e a UTE São Borja Geradora de Energia Elétrica pela colaboração com dados e informações técnicas de suas unidades de geração de EE.

A querida amiga Sabrina pela revisão e dicas em inglês.

Aos meus amigos os quais compreenderam minhas ausências nos *happy hours*, jantas, churrascos e reuniões.

***“A persistência é o menor caminho até o
êxito.”***

Charles Chaplin

***“A humildade é a única base sólida de todas
as virtudes”.***

Confúcio

***“O que importa não é o que você tem na vida,
mas quem você tem na vida”.***

William Shakespeare

RESUMO

A inserção de fontes de geração distribuída (GD) traz a possibilidade de diversificação da matriz energética e a redução de perdas elétricas no transporte de EE – porque as fontes localizam-se próximas aos clientes finais. Entre elas destacam-se as fontes fotovoltaicas, eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e termelétricas à biomassa. As duas primeiras, apresentam a peculiaridade de normalmente serem conectadas à rede através de inversores de frequência. As outras duas costumam ser conectadas diretamente ao sistema. Todavia, a GD também propicia consequências ao SEP, muitas vezes indesejadas, como variações nos parâmetros da qualidade da energia elétrica (QEE). O compromisso que se deve manter com a QEE entregue aos consumidores é de vital importância para as empresas transmissoras e distribuidoras de energia elétrica, bem como para os usuários dessa EE. Além disso, para que haja o correto funcionamento de equipamentos eletrônicos e de diversos processos industriais é necessário que a energia elétrica permaneça em uma faixa de tensão aceitável. Entre os fenômenos de interesse da área de qualidade de energia elétrica, os quais devem ser eliminados ou mitigados para a melhor operabilidade do SIN, pode-se citar: harmônicos, flutuação de tensão, subtensão, sobretensão e afundamentos de tensão. Devido a observabilidade rotineira e aos prejuízos (financeiros e/ou técnicos) associados ao fenômeno, o interesse desse estudo consiste nos afundamentos de tensão. Nesse contexto, apresenta-se uma proposta para análise dos afundamentos de tensão em um ambiente com geração distribuída (fotovoltaica, eólica, PCH e termelétrica à biomassa) através de simulações de curtos-circuitos. Os resultados obtidos através da metodologia proposta mostram que a inserção de GD pode trazer uma variação no número de afundamentos de tensão e melhorar os níveis de tensão nas barras, sobretudo nos locais onde foram inseridas bem como em suas proximidades. Também, há redução no número de afundamentos de maior severidade os quais causam mais prejuízos e preocupação a operabilidade do SEP.

Palavras-chave: Afundamentos de tensão, geração distribuída, qualidade da energia elétrica.

ABSTRACT

The insertion of distributed generation (DG) sources brings the possibility of diversification of energy sources types and the reduction of electrical losses in the transport of EE - because the sources are located close to end users. Among these sources are photovoltaic, wind, small hydropower and biomass-fired power plants. The first two, are usually connected to the network through frequency inverters. The other two are usually connected directly to the system. However, DG also provides consequences to the electrical power system, often unwanted, such as variations in the parameters of power quality (PQ). The commitment should be retained with the power quality delivered to customers. Moreover, for the correct operation of electronic equipment and various industrial processes it is necessary that the voltage remains within an acceptable range. Among the phenomena of interest to electric power quality, which must be eliminated or mitigated, we can mention: harmonics, voltage fluctuation, undervoltage, overvoltage and voltage sags (dips). Due to losses (financial and/or technical) associated with the phenomenon, the interest of this study consists of the voltage sags. In this context, we present a proposal for analysis of voltage sags in an environment with distributed generation (photovoltaic, wind, thermal and biomass-fired power plants) through simulations of short circuits. The results obtained through the proposed methodology shows that the inclusion of DG can bring a change in the number of voltage sags and improve voltage levels in bars, especially in places where they were inserted and in its vicinity. Also, there is a reduction in the number of severe voltage sags which cause more harm and concern to end-users and utilities.

Keywords: Voltage Sags. Voltage Dips. Distributed Generation. Power Quality.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	11
LISTA DE TABELAS	13
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	14
LISTA DE SÍMBOLOS	16
1 INTRODUÇÃO	17
1.1 MOTIVAÇÃO	19
1.2 ESCOPO.....	20
1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	21
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	22
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	22
2.2 ALGUMAS DISCUSSÕES SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.3 TIPOS DE CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
2.3.1 MÁQUINAS DIRETAMENTE ACOPLADAS A REDE ELÉTRICA	26
2.3.2 INTERFACES ELETRÔNICAS DE ACOPLAMENTO TOTAL COM A REDE	28
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	33
3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	34
3.1 DEFINIÇÃO DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO	34
3.1.1 COMPARAÇÃO ENTRE AS CLASSIFICAÇÕES DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	35
3.2 CARACTERIZAÇÃO DO FENÔMENO	35
3.3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	36
3.4 MÉTODOS DE SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	39
3.5 MÉTODOS DE CÁLCULO DA MAGNITUDE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	40
3.5.1 MÉTODO NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA - MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS (Z_{BARRA}).....	40
3.5.2 MÉTODOS NO DOMÍNIO DO TEMPO (ATP/EMTP) – SIMULAÇÃO DA FORMA DE ONDA	41
3.6 MÉTODO DE CÁLCULO DE FREQUÊNCIA DE AFUNDAMENTOS	42
4 METODOLOGIA PROPOSTA	44
4.1 MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	45
4.1.1 MÁQUINA SÍNCRONA	45
4.1.2 INVERSOR	46
4.2 SIMULAÇÕES PROPOSTAS	46
4.3 TAXA DE OCORRÊNCIA DE FALTAS	48
4.4 TRATAMENTOS DOS DADOS GERADOS NO EMTP	48
4.5 COMPARAÇÃO DOS DADOS OBTIDOS	48
5 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS	49
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	49

5.2 DADOS ELÉTRICOS PARA MODELAGEM DA REDE	50
5.3 MODELAGEM DOS ELEMENTOS DA REDE	53
5.3.1 TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA	53
5.3.2 USINAS GERADORAS À BIOMASSA E PCHS	53
5.3.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM INVERSOR	54
5.3.4 LINHAS DE TRANSMISSÃO	54
5.3.5 REPRESENTAÇÃO DAS CARGAS	55
5.4 SIMULAÇÃO DAS FALTAS	56
5.4.1 CONFIGURAÇÕES PARA SIMULAÇÃO	56
5.5 RESULTADOS CATEGORIZADOS POR NÍVEIS DE TENSÃO NAS BARRAS	57
5.5.1 BARRAS DE 525 kV	57
5.5.2 BARRAS DE 138 kV	58
5.5.3 BARRA DE 69 kV	59
5.5.4 BARRAS DE 13,8 kV	60
5.5.5 NÚMERO TOTAL DE AMT POR NÍVEL DE TENSÃO	62
5.5.6 NÚMERO TOTAL DE AFUNDAMENTOS NAS BARRAS COM GD	64
5.5.7 VALOR MÉDIO DA MAGNITUDE DOS AFUNDAMENTOS – BARRA 55	66
5.5.8 VALOR MÉDIO DA MAGNITUDE DOS AFUNDAMENTOS – BARRA 56	68
5.5.9 VALOR MÉDIO DA MAGNITUDE DOS AFUNDAMENTOS – BARRA 57	69
5.5.10 VALOR MÉDIO DA MAGNITUDE DOS AFUNDAMENTOS – BARRA 58	71
6 CONCLUSÕES	74
6.1 TRABALHOS FUTUROS	75
REFERÊNCIAS	77
APÊNDICE A DADOS DOS TRANSFORMADORES	84
APÊNDICE B DADOS DAS LINHAS	86
APÊNDICE C DADOS DOS GERADORES	88
APÊNDICE D DADOS DAS FALTAS	89
APÊNDICE E NORMAS RELACIONADAS À QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DE ACORDO COM O IEEE	91
APÊNDICE F CONSIDERAÇÕES SOBRE INVERSORES – IEEE STD 1547:2003	93
ANEXO A CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DAS USINAS	94
ANEXO B TERMOLOGIA ENCONTRADA NA NORMA ABNT NBR 10899 – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – TERMOLOGIA	95

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 Comparação entre a capacidade instalada em 2005 e 2015 - por fontes de geração.	18
Figura 2 Matriz energética nacional – participação por tipo de fonte.	18
Figura 3 Sistema de distribuição: (a) sem GD; (b) com GD.	24
Figura 4 Gerador de indução diretamente acoplado em uma turbina eólica.	26
Figura 5 Diferentes topologias para acoplamento total através de inversores.	29
Figura 6 Radiação solar no Brasil.	30
Figura 7 Capacidade instalada mundial de geração eólica.	32
Figura 8 Geração de EOL na região sul do Brasil.	32
Figura 9 Magnitude e duração do afundamento de tensão.	35
Figura 10 Fluxograma da metodologia proposta.	44
Figura 11 Máquina síncrona – Representação simplificada.	45
Figura 12 Circuito equivalente do inversor durante o curto-circuito.	46
Figura 13 Estimativa do número de afundamentos (SARFI-90) devido a faltas fase-terra (LG) e trifásicas (LLL).	47
Figura 14 Forma de onda da tensão: antes, durante e após um curto-circuito trifásico.	49
Figura 15 Comparação entre as formas de onda: (A) tensão e (B) corrente - antes durante e após uma falta.	50
Figura 16 Representação da região fronteira oeste do RS – área modelada.	51
Figura 17 Diagrama unifilar simplificado.	52
Figura 18 Modelagem de carga PQ constante.	55
Figura 19 Barras de 525kV – AT < 0,9 pu.	57
Figura 20 Barras de 138 kV – AMT < 0,9 pu.	58
Figura 21 Barras de 138 kV – AMT < 0,7 pu.	59
Figura 22 Barras de 69 kV – AMT < 0,9 pu.	59
Figura 23 Barras de 69 kV – AMT < 0,7 pu.	60
Figura 24 Barras de 69 kV – AMT < 0,3 pu.	60
Figura 25 Barras de 13,8 kV – AMT < 0,9 pu.	61
Figura 26 Barras de 13,8 kV – AMT < 0,7 pu.	61
Figura 27 Barras de 13,8 kV – AMT < 0,3 pu.	62
Figura 28 Número total de AMT menores que 0,9 pu.	63
Figura 29 Número total de AMT menores que 0,7 pu.	63
Figura 30 Número total de AMT menores que 0,3 pu.	64
Figura 31 Barras com GD - Número total de AMT menores que 0,9 pu.	65
Figura 32 Barras com GD - Número total de AMT menores que 0,7 pu.	65
Figura 33 Barras com GD - Número total de AMT menores que 0,3 pu.	66
Figura 34 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 55 – Caso Base.	66
Figura 35 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 55 – Caso 1...	67
Figura 36 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 55 – Caso 2...	67
Figura 37 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 56 – Caso Base.	68
Figura 38 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 56 – Caso 1...	68

Figura 39	Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 56 – Caso 2...	69
Figura 40	Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 57 – Caso Base.	70
Figura 41	Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 57 – Caso 1...	70
Figura 42	Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 57 – Caso 2...	71
Figura 43	Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 58 – Caso Base.	72
Figura 44	Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 58 – Caso 1...	72
Figura 45	Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 58 – Caso 2...	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Capacidade de geração do Brasil – Empreendimentos em operação (2014).....	19
Tabela 2 Siglas de fontes de geração.....	19
Tabela 3 Tecnologias para conexão de diferentes tipos de GD ao SEP.....	25
Tabela 4 Vantagens e desvantagens da energia fotovoltaica.....	31
Tabela 5 Comparação entre os diferentes tempos e magnitudes considerados para afundamentos de tensão.....	35
Tabela 6 Etapas propostas para simulações.....	47
Tabela 7 Parâmetros para modelagem das máquinas síncronas.....	53
Tabela 8 Parâmetros adotados para modelagem das fontes com inversores.....	54
Tabela 9 Tempos adotados para simulações – Faltas trifásicas.....	56
Tabela 10 Taxa de faltas das linhas de acordo com nível de tensão.....	56
Tabela 11 Configurações para simulações das faltas no EMTP.....	57
Tabela 12 Variação da tensão na Barra 55.....	67
Tabela 13 Variação da tensão na Barra 56.....	69
Tabela 14 Variação da tensão na Barra 57.....	69
Tabela 15 Variação da tensão na Barra 58.....	71
Tabela 16 Dados Elétricos dos Transformadores de Três Enrolamentos.....	84
Tabela 17 Dados Elétricos dos Transformadores de Dois Enrolamentos.....	85
Tabela 18 Dados das linhas modeladas.....	86
Tabela 19 Dados dos geradores equivalentes.....	88
Tabela 20 Dados dos geradores modelados.....	88
Tabela 21 Comportamento para desconexão frente a situações anormais de operação.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AMT	Afundamentos Momentâneo de Tensão
BIG	Banco de Informações da Geração
CA	Corrente Alternada
CBEMA	Computer Business Equipment Manufacturing Association
CC	Corrente Contínua
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CHP	<i>Combined Heat-and-Power</i> ou ciclo combinado de calor e potência (cogeração)
DFIG	<i>Double-fed asynchronous generator</i> ou gerador de assíncrono duplamente alimentado (
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DR	<i>Distributed Resource</i> ou Fonte Distribuída
FV	Fotovoltaico ou <i>PV (Photovoltaic)</i>
GD	Geração Distribuída
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IF	Inversor de Frequência ou apenas inversor
ITIC	<i>Information Technology Industry Council</i>
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
EPIA	<i>European Photovoltaic Association</i>
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
LD	Linha(s) de Distribuição
LG	<i>Line-to-ground</i> ou Fase-terra

LLL	<i>Line-line-line</i> ou trifásica
LT	Linha(s) de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCC	Ponto Comum de Conexão
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCT	Pequena Central Termelétrica
PDE	Plano Decenal da Expansão de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
PU	Por unidade (pu)
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SEMI F47	<i>Specification for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sag Immunity</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração
WAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbines</i> – Turbinas eólicas de eixos horizontais
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

B_m	Barras observadas
Δt	Passo de simulação ou amostragem (<i>time-step</i>)
f	Frequência da rede elétrica - em Hertz (Hz)
f_p	Local simulado para uma determinada falta (<i>fault position</i>)
V_{PCC}	Tensão no ponto comum de conexão
V_{RMS}	Valor eficaz da tensão (<i>root mean square</i>)
V_{sag}	Matriz de afundamentos de tensão [pu]
V_{sag_b}	Matriz binárias de afundamentos de tensão
λ	Taxa de ocorrência ou frequência de faltas
t_{max}	Tempo máximo da simulação
W_p	Watt pico

1 INTRODUÇÃO

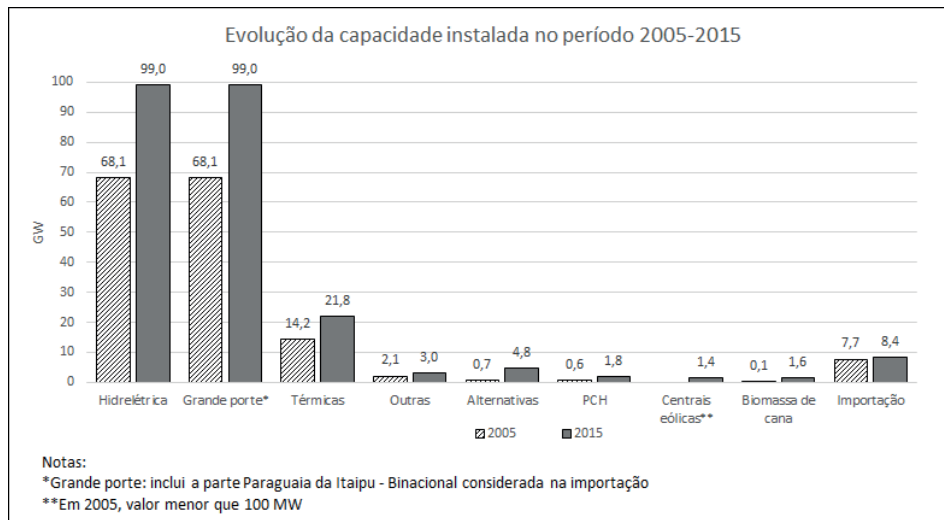
Devido à preocupação em utilizar-se fontes de geração de energia elétrica que não empregam combustíveis fósseis, proporcionou-se o aumento de incentivos governamental e empresarial para pesquisas que envolvam o tema.

Considerando-se a matriz energética brasileira, a qual está consolidada sobre grandes fontes de geração hidráulica, busca-se a ampliação de fontes alternativas, sobretudo as fontes renováveis de energia, como eólica e fotovoltaica. Também, as fontes térmicas que empregam como combustível a casca de arroz e bagaço de cana são alternativas interessantes, sobretudo em regiões em que esses insumos são abundantes devido a características agrícolas regionais.

No relatório Matriz Energética Nacional 2030 – MEN 2030 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007a), a longo prazo, a biomassa mostra-se entre as fontes alternativas de geração de energia elétrica com mais possibilidades. Contudo, a os elevados custos para implementação de empreendimentos à biomassa torna essa perspectiva de difícil concretização. A biomassa compreende os resíduos (matérias) vegetais gerados pela fotossíntese e seus produtos e subprodutos: florestas, resíduos agrícolas, e matéria orgânica. Considerando as grandes dimensões do território nacional brasileiro, a oferta de biomassa proveniente do segmento madeireiro e arroseiro ainda é pequena. Contudo, para geração regional é uma solução atrativa. O Brasil gera anualmente 2,07 milhões de toneladas de casca-de-arroz, possuindo um potencial de geração de energia elétrica entre 200 e 250 GW. O Rio Grande do Sul detém 50% do potencial de geração através desse insumo (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007b). Ainda, as fontes eólicas passaram a despertar o interesse dos fabricantes em diversos países envolvidos em tecnologia. No referente a oferta de energia solar, o documento MEN 2030 destaca a importância na normatização de questões que envolvam seu emprego como fonte de geração distribuída, sobretudo em aspectos de segurança, qualidade e proteção.

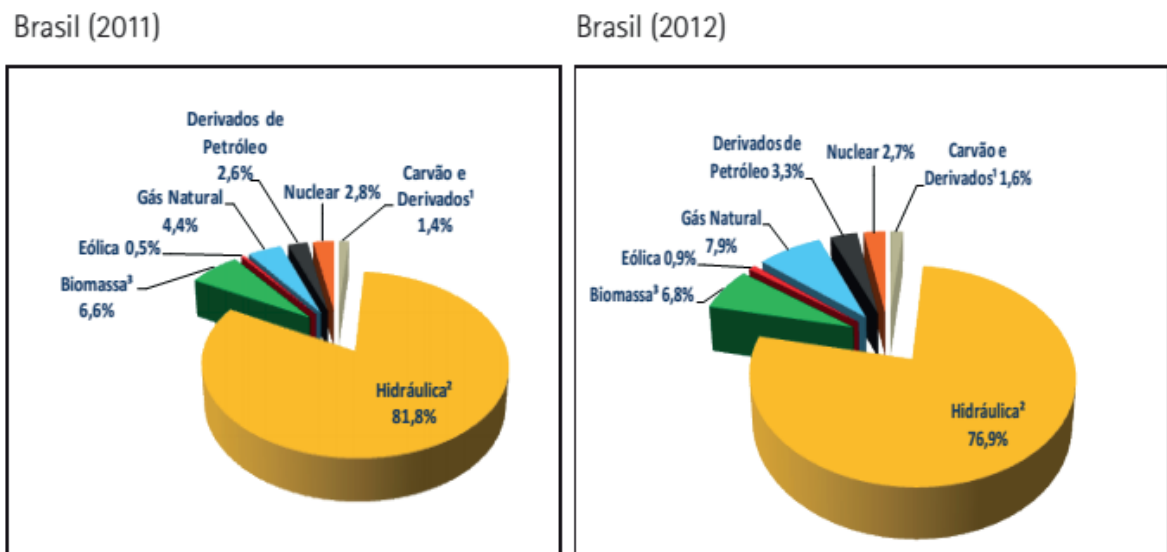
A Figura 1 apresenta a comparação da capacidade instalada de geração de energia elétrica em 2005 e a projeção para 2015. Por ser de interesse desse trabalho, destacam-se os aumentos apresentados para participação das fontes alternativas, PCH, biomassa e centrais eólicas. A Figura 2 apresenta a comparação da matriz de geração de energia elétrica nos anos de 2011 e 2012. Pode-se visualizar, na figura mencionada, a redução percentual da participação de fontes hidráulicas e o aumento de fontes a biomassa e eólica. A Tabela 1 expõe a capacidade instalada do Brasil, em 2014, separada de acordo com o tipo de

empreendimento (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014). A descrição das siglas, relativas a cada tipo de empreendimento de geração, são apresentadas na Tabela 2.



Fonte: adaptado de (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007a).

Figura 1 Comparação entre a capacidade instalada em 2005 e 2015 - por fontes de geração.



Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2013)

Figura 2 Matriz energética nacional – participação por tipo de fonte.

Tabela 1 Capacidade de geração do Brasil – Empreendimentos em operação (2014)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%*
CGH	449	274.750	275.979	0,21
EOL	145	3.136.876	3.067.780	2,38
PCH	462	4.648.729	4.610.967	3,58
UFV	107	13.354	9.354	0,01
UHE	197	86.601.045	82.031.842	63,67
UTE	1.830	39.049.128	36.861.420	28,61
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,54
Total	3.192	135.713.882	128.847.342	100

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

* Nota: o valor percentual referencia-se a potência fiscalizada.

Tabela 2 Siglas de fontes de geração.

Sigla	Definição
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eólica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

1.1 MOTIVAÇÃO

Considerando-se a inserção de diferentes tipos de fontes de geração distribuída de energia elétrica é necessário realizar-se estudos criteriosos que permitam analisar o comportamento dos níveis de tensão. Em especial ao que tange aos afundamentos de tensão em ambientes onde foram inseridas fontes de geração distribuída de energia e a interação com o restante do sistema elétrico de potência (SEP).

No Rio Grande do Sul (RS) houve o aumento de empreendimentos que utilizam a casca do arroz como combustível para geração de energia elétrica, onde essa matéria-prima encontra-se em abundância. Atualmente, existem 9 (nove) UTE à casca de arroz em operação no Brasil, sendo: 6 (seis) delas localizadas no RS, 1 (uma) em Vilhena/RO, 1 (uma) em Sinop/MS e 1 (uma) em Morro da Fumaça/SC. Já os empreendimentos eólicos totalizam 145 (cento e quarenta e cinco) usinas no Brasil, sendo 21 (vinte e uma) delas no RS. As plantas fotovoltaicas, as quais são viabilizadas pela abundância de irradiação solar, também são uma alternativa de geração de energia. Na medida em que essa alternativa de geração passa a ser

mais difundida, o preço de implantação e de retorno do investimento tendem a diminuir. Das 108 (cento e oito) micro usinas fotovoltaicas em operação no Brasil, 5 (cinco) delas estão instaladas no RS. Por fim, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) são outra opção de geração distribuída que pode ser adotada como fonte de aproveitamento hídrico de pequenos cursos de rios. De acordo com a ANEEL, há 462 (quatrocentos e sessenta e duas) PCH em operação na atualidade, sendo 73 (setenta e três) no RS. A relação completa e atualizada da configuração dos empreendimentos em operação no Brasil pode ser encontrada no Banco de Informações da Geração (BIG) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

Somado a esse cenário, deve-se manter o compromisso em entregar energia elétrica a níveis aceitáveis, seguindo o estabelecido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a). Nesse documento, constam os procedimentos relativos a qualidade da energia elétrica, a qual é separada em qualidade do produto e qualidade do serviço.

Os afundamentos de tensão atingem, comumente, tanto consumidores residenciais como industriais, podem acarretar em prejuízos de funcionamento de equipamentos e processos, acarretando em ônus financeiro à esses consumidores. Também, a inserção de geração distribuída pode provocar consequências na qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores finais. Desta forma, deseja analisar a qualidade da energia elétrica, de forma específica os afundamentos de tensão com a inclusão de geração distribuída.

1.2 ESCOPO

Tem-se como objetivo desta dissertação:

Contribuir com o entendimento do comportamento dos afundamentos de tensão após a conexão de distintas fontes de geração distribuída, sendo elas agrupadas em dois tipos: conectadas diretamente à rede e as que utilizam inversores de frequência. Além disso, deseja-se:

- Propor uma metodologia para cálculo dos afundamentos de tensão na presença de geração distribuída;
- Considerar o funcionamento e participação dos inversores de frequência (IF) nas fontes que o requerem para operar e correlacionar com os afundamentos de tensão;
- Quantificar a influência da geração distribuída na frequência e na severidade dos afundamentos de tensão.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Os assuntos de interesse dessa dissertação estão divididos da seguinte forma:

Na Seção 2 apresenta-se o tema Geração Distribuída. São feitas algumas considerações iniciais sobre geração distribuída, apresentado o cenário brasileiro e no Rio Grande do Sul, de forma específica. Quanto aos tipos de geração distribuída de interesse desse documento, são introduzidas as gerações fotovoltaicas, eólicas, termelétrica a biomassa e PCH.

Na Seção 3 define-se os afundamentos de tensão. Logo, caracteriza-se o fenômeno dos afundamentos de tensão e abordam-se as principais normas no que tange ao tema. Adicionalmente, são apresentados métodos de cálculos da magnitude e da frequência de ocorrência dos afundamentos de tensão.

Na Seção 4 mostram-se a metodologia proposta para o estudo apresentado nessa dissertação. Além disso, são descritos a forma de modelagem dos elementos da rede utilizados nas simulações.

Na Seção 5 apresenta-se um estudo de caso e, posteriormente, a análise dos resultados obtidos. As configurações e parâmetros adotados para simulações no EMTP-RV[®] são apresentadas. Os resultados são separados por níveis de tensão.

Na Seção 6, por fim, expõe-se as conclusões obtidas ao final dessa pesquisa. Adicionalmente, sugerem-se possíveis trabalhos futuros que envolvam questões não respondidas ou que exijam o aprofundamento nos pontos questionados nessa dissertação.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O desenvolvimento de uma nação está fortemente relacionado a sua capacidade de desenvolvimento tecnológico. Para isso, é indispensável a disponibilidade de energia elétrica para os processos industriais e a possibilidade dos empreendimentos. Aliados a isso, deve-se conciliar a sustentabilidade econômica e optar-se por tecnologias menos poluentes. Para tanto, ampliar os tipos fontes de geração de energia elétrica possibilita a diversificação da matriz energética nacional (MEN) e outras opções quanto a lucratividade relativa aos preços dos combustíveis utilizados para geração de energia elétrica.

Além disso, utilizar fontes de geração distribuída (GD) as quais possibilitam, entre outras vantagens, a diminuição de perdas técnicas devido ao transporte da energia elétrica gerada até os consumidores finais, aliados a utilização de fontes renováveis, são possibilidades para a diversificação da matriz energética. Desta forma, busca-se eliminar a dependência de uma única fonte, como no Brasil que a matriz energética é predominantemente de fontes hidráulicas de grande porte (normalmente distante dos centros consumidores) e térmicas.

Para isso, o assunto é apresentado no decorrer desse capítulo, tendo por objetivo realizar a introdução ao tema de geração distribuída enfatizando os principais pontos e apresentando algumas considerações.

De acordo com a ANEEL, em seu glossário, geração distribuída é definida como:

Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição¹, ou através de instalação de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2013).

Adicionalmente, a ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012b) subclassifica a GD de potência instalada inferior a 1MW, caracterizando-as em microgeração distribuída e a minigeração distribuída. Adota como critério a capacidade de

¹ Segundo a ANEEL, Resolução Normativa N° 102 de 1º de março de 2002, Rede de Distribuição consiste no conjunto de instalações de distribuição, com tensão inferior a 230 kV.

geração desses empreendimentos, ambas devendo ser utilitárias de fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada², conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Os critérios para acesso ao sistema de distribuição, são apresentados no Módulo 3.7 – Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a). Também, o Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição (PRODIST) traz as regras e requisitos para conexão e uso do sistema de distribuição, desconsiderando as Demais Instalações de Transmissão³ (DIT), além de definir critérios técnicos e operacionais.

2.2 ALGUMAS DISCUSSÕES SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

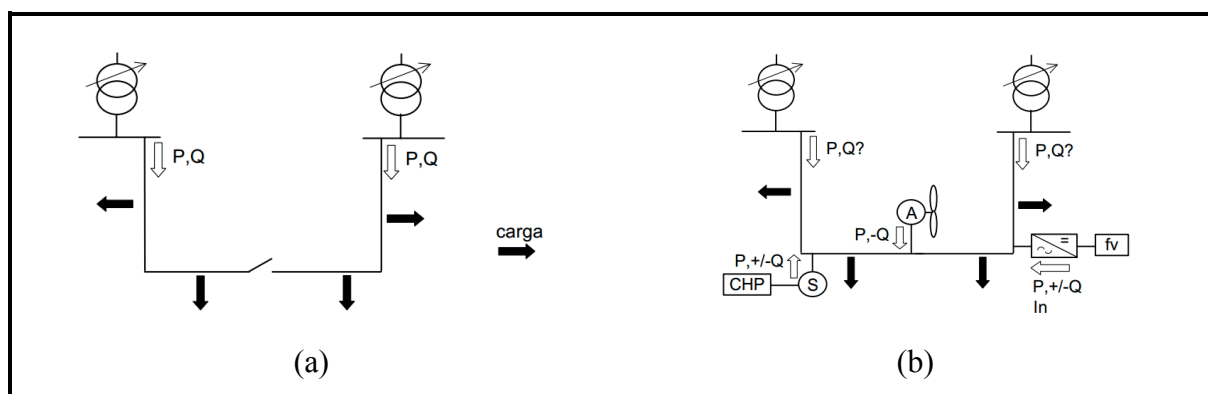
A conexão da geração distribuída ao SEP pode trazer melhorias à qualidade da energia elétrica. Porém, a GD deve estar em locais adequados, sendo realizados estudos preliminares das consequências de sua conexão à rede elétrica (ROMAGNOLI, 2005). Segundo (RODRÍGUEZ, 2002) a GD traz benefícios aos consumidores, ao setor elétrico e a sociedade. Entre eles, pode-se destacar:

- Os consumidores que gerem EE utilizando tecnologias de GD a custos menores que os valores praticados pelas concessionárias terão retorno financeiro através da economia propiciada pelo menor custo de geração;
- A GD reduz as perdas elétricas durante o transporte da EE elétrica (nos sistemas de transmissão e distribuição) – através da diminuição do fluxo de potência, melhora os níveis da estabilidade da tensão, reduz perdas reativas de potência, além das economias proporcionadas com adiamento de investimentos em novas subestações de transformação (HOFF; WENGER; FARMER, 1996);
- Diversificação das possibilidades de fontes de geração de EE através da utilização de outros insumos para geração;
- Em regiões onde a expansão do sistema de transmissão e/ou distribuição possui limitações políticas ou ambientais, por exemplo, a GD pode suprir a demanda dos consumidores alocados na região;
- Atender a demanda de ponta, funcionar como reserva operativa e atender áreas remotas com baixa densidade de carga (MENESES, 2012).

² A Resolução Normativa Nº 235 de 14 de novembro de 2006, publicada pela ANEEL, determina os critérios para enquadramento como cogeração qualificada. Tais pontos tratam da racionalidade energética.

³ Demais Instalações de Transmissão, segundo o glossário da ANEEL são as instalações integrantes de concessões de transmissão e não classificadas como Rede Básica. Disponível em: <<http://goo.gl/M7nJBc>>

As redes de distribuição, em sua maioria, foram projetadas para que o fluxo de potência ocorra em sentido unidirecional, normalmente das subestações até os consumidores. Porém, dependendo da capacidade de geração da unidade de GD, em alguns casos, o fluxo de potência pode ser reverso (MARTINEZ-VELASCO; MARTIN-ARNEDO, 2007). Desta forma, a rede de distribuição deixa de ser um circuito passivo, onde fornece energia as cargas e torna-se um circuito ativo, tendo o fluxo de potência e tensões determinados pelas cargas e unidades de GD (PIZZALI, 2006). A Figura 3 apresenta um sistema de distribuição (a) sem GD e (b) com GD com indicação dos fluxos de potência.



Fonte: (PIZZALI, 2006)

Figura 3 Sistema de distribuição: (a) sem GD; (b) com GD.

A GD formada por geradores que fornecem pouca potência ao sistema contribui de forma singular com os níveis de falta. Todavia, diversas unidades geradoras de pequeno porte ou unidades com maior capacidade de geração, podem alterar os níveis de curto-circuito e acarretar na perda da coordenação do sistema de proteção (BARKER; DE MELLO, 2010; HOFF; WENGER; FARMER, 1996; SALMAN; RIDA, 2001).

Existem diversos pontos relacionados com a proteção de um sistema onde existe GD, os quais são detalhados por (PIZZALI, 2006), destacando-se: proteção de equipamentos de geração, proteção da rede de distribuição, proteção anti-ilhamento e impactos dos geradores distribuídos na proteção existente no sistema de distribuição.

2.3 TIPOS DE CONEXÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os tipos de conexão da GD com o sistema elétrico de potência costumam apresentar distinções quando comparadas aos sistemas mais tradicionais de geração. Grandes unidades de geração costumam utilizar geradores síncronos. Os sistemas de médio e pequeno porte, sobretudo, esses últimos, costumam utilizar geradores assíncronos (também conhecidos como de indução). Este tipo de gerador, conectados diretamente a rede, não são capazes de prover

energia reativa (SILVA, 2002). Sistemas fotovoltaicos e eólicos, por exemplo, costumam ser conectados à rede elétrica por meio de inversores de frequência (IF) devido a tais sistemas gerarem EE em corrente contínua ou em frequência diferentes a frequência nominal da rede (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001; NIMPITIWAN et al., 2007). Uma análise detalhada dos tipos de conexão da GD ao sistema elétrico de potência é encontrada em (HADJSAID; CANARD; DUMAS, 1999; INSTITUTION OF ELECTRICAL ENGINEERS, 1998).

A Tabela 3 apresenta as interfaces de conexão entre a GD e a rede.

Tabela 3 Tecnologias para conexão de diferentes tipos de GD ao SEP.

Tipo de fonte de energia	Gerador elétrico	Equipamento eletrônico
Fotovoltaica	N/A	CC/CA
Eólica	GS, GI, DFIG, PMSG	Opcional, CA/CA
Termelétrica a biomassa	GS, GI	N/A
PCH	PMSG	CC/CA

Fonte: adaptado de (BOLLEN; HASSAN, 2011)

N/A: Não se aplica; CC/CA: inversor; GS: gerador síncrono; GI: gerador de indução; DFIG: gerador de indução duplamente alimentado; PMSG: gerador síncrono de imã permanente

Pode-se dividir as usinas em dois grupos de acordo com a forma de conexão à rede, como apresenta (COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA - CEEE-D, 2013):

- Conexão direta: o gerador eletromecânico que opera em sincronismo com a tensão da rede, sem a utilização de inversor para processamento da energia elétrica gerada;
- Conexão através de inversor: gerador eletromecânico ou fotovoltaico no qual a energia gerada, antes de ser injetada na rede elétrica, deve ser adequada através de um inversor responsável pela injeção de potência no ponto de conexão.

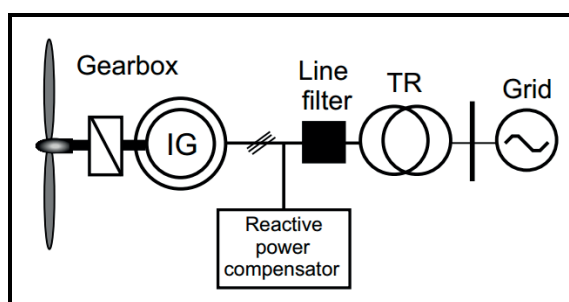
As gerações fotovoltaicas e eólicas utilizam inversores devido a essas tecnologias gerarem EE em corrente contínua (CC) ou em frequência diferente a frequência nominal do sistema de potência. Desta forma, o inversor realizará o condicionamento e injetará na rede corrente alternada (CA) em sincronismo com o sistema de potência. Já as gerações termelétricas e PCH dispensam o inversor devido a EE ser gerada em CA em sincronismo com o restante do SEP.

2.3.1 Máquinas diretamente acopladas a rede elétrica

As fontes termelétricas e PCH costumam ser diretamente conectadas a rede elétrica. Quando a energia mecânica for constante, proporcionando velocidade de rotação no eixo da turbina também constante, as máquinas síncronas são utilizadas com conexão direta a rede.

Máquinas síncronas são utilizadas como interface em fontes como as PCHs e termelétricas, onde a potência mecânica pode ser controlada. Os geradores síncronos podem injetar na rede elétrica tanto energia ativa como reativa.

Máquinas de indução foram usadas para realizar a interface de fontes de energia com velocidade variável (geração eólica) e a rede elétrica. Esses equipamentos sofrem a desvantagem de absorver potência reativa da rede e, também, das elevadas correntes de partida. Devido a isso, costuma-se utilizar compensadores de potência reativa – os quais podem ser vistos como bancos de capacitores, como mostra a Figura 4. Sua aplicação torna-se, de certa forma, limitada devido a energia reativa necessária para excitação das máquinas de indução ser provida pelo sistema elétrico. Em compensação, não exigem sincronismo do equipamento.



Fonte: (BOLLEN; HASSAN, 2011)

Figura 4 Gerador de indução diretamente acoplado em uma turbina eólica.

2.3.1.1 Termelétrica à biomassa e cogeração

As termelétricas a biomassa, ou também chamadas de pequenas centrais termelétricas (PCT), são mais uma alternativa para a diversificação da matriz energética nacional, a qual utiliza como combustível matéria vegetal (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007b). Apresenta-se como a fonte energética com maiores possibilidades de expansão, nacional e internacionalmente.

Similares a outras termelétricas, as que utilizam biomassa também emitem CO₂ (dióxido de carbono) durante a queima do combustível (casca de arroz, por exemplo). Contudo, a planta já consumiu da atmosfera CO₂ suficiente, durante seu crescimento, o que torna o balanço praticamente nulo (TOLMASQUIM, 2003).

A eficiência desse tipo de fonte de geração costuma ser baixa, devido a basear-se em um processo de Carnot, limitando-se, assim, as leis da termodinâmica (BOLLEN; HASSAN, 2011). Para melhorar a eficiência, costuma-se associar a processos de cogeração ou *Combined Heat-and-Power* (CHP), onde além da energia elétrica gerada, gera-se vapor (RESENER, 2011). Os processos que utilizam centrais termelétricas à biomassa costumam ter porte reduzido, quando comparada as grandes centrais termelétricas.

Além disso, quando utilizam-se centrais CHP, normalmente parte da energia elétrica gerada é consumida no próprio local da geração e quando há excedente o mesmo é comercializado. E, salienta (BOLLEN; HASSAN, 2011), a capacidade de geração da CHP está diretamente relacionada com a demanda de calor e vapor por parte do processo industrial.

2.3.1.2 Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH

A geração hidrelétrica aproveita o fluxo de água para gerar energia elétrica, sendo classificada de acordo com sua potência instalada. As pequenas centrais hidrelétricas (PCH) são hidrelétricas de pequeno porte as quais, normalmente, estão próximas das unidades de consumo. Fazem parte das fontes alternativas de energia, contribuindo de forma significativa com a matriz energética nacional. Destaca-se o baixo impacto ambiental proveniente da implantação de uma PCH, visto que praticamente não há área alagada.

Encontra-se na Resolução Normativa Nº 652/2003 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2003): PCH são aproveitamentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e inferior ou igual a 30.000 kW. Além disso, a REN 652/2003 determina que a área do reservatório dever ser inferior a 3,0 km² (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007b).

As PCHs podem ser classificadas segundo a regularização do seu reservatório (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007b):

- Usina a fio d'água:
Há formação de um pequeno lago que tem por fim aumentar a altura de queda d'água para geração de EE. Devido ao exposto, praticamente não existe alteração no volume acumulado e na área alagada. A quantidade de energia gerada está diretamente relacionada com o regime hidrológico (vazão afluyente, natural ou regularizada).
- Usina de acumulação:
Exige que seja formado um reservatório do qual irá depender a quantidade de energia gerada devido ao volume acumulado. Nesse tipo de usina a potência

gerada não limita-se apenas a dependência do regime hidrológico mas, também, do volume acumulado no reservatório.

De acordo com a Tabela 1 (página 19), a participação das PCH na matriz de geração de energia elétrica, no ano de 2014, corresponde a 3,58% da capacidade de geração, o que corresponde a uma potência instalada superior a 4 GW. Quando comparada às fontes de energia eólicas, as PCHs obtiveram menor participação a partir de 2009 nos leilões de energia. Isso se deve a ser uma tecnologia já consolidada e, também, as dificuldades encontradas por investidores para obter as licenças ambientais para implantação do empreendimento (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007b).

Alguns pontos relevantes sobre PCHs são apresentados por (PINTO, 2014):

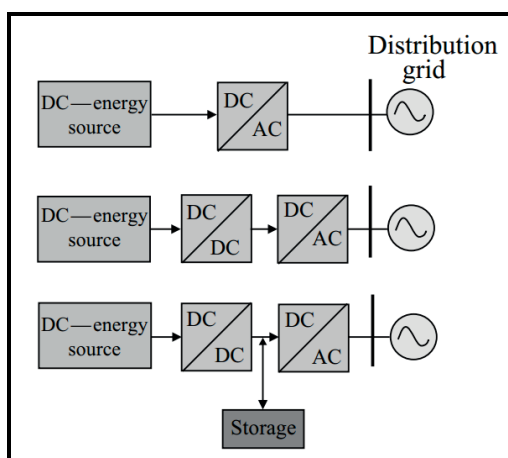
- O custo da geração de uma PCH é menor que o de uma usina hidrelétrica (UHE), bem como os impactos ambientais;
- As PCHs não são despachadas pelo ONS;
- Por motivos de incentivo a esse tipo de empreendimento, as PCHs recebem desconto, mínimo, de 50% nas TUST e TUSD sobre a energia comercializada;
- Até 2012, apenas os estados do Rio Grande do Sul e Paraná conseguiram isenção de ICMS nesse tipo de empreendimento de geração. Esse é um dos aspectos que diminui a competitividade com fontes eólicas, por exemplo;
- Devido a burocracias junto aos órgãos regulamentadores, ainda é elevado o tempo de instalação, o qual pode chegar a 3 (três anos). Soma-se a esse, o tempo de construção – em torno de 2 (dois) anos.
- Uma das principais justificativas para os empreendedores terem negada as licenças ambientais para construção é o baixo fluxo de água no trecho seco do rio.

2.3.2 Interfaces eletrônicas de acoplamento total com a rede

Segundo (BOLLEN; HASSAN, 2011), as interfaces eletrônicas tem como função condicionar a EE gerada pela fonte de geração distribuída para suprir as necessidades da rede e melhorar sua performance.

Os equipamentos de eletrônica de potência têm a finalidade de converter a frequência do sinal elétrico através de chaves controladas eletronicamente (por isso, também são chamados de inversores CC/CA ou conversores CC/CA). A Figura 5 apresenta diferentes

configurações para conexão de fontes de geração de corrente contínua e a rede elétrica através de inversores.



Fonte: adaptado de (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Figura 5 Diferentes topologias para acoplamento total através de inversores.

Esse equipamento possui uma ampla variação de potência, indo de centenas de watts (W) - em sistemas autônomos - até centenas de kilowatts (kW) – em sistemas de larga escala.

Os inversores podem ser classificados de acordo com o formato de onda na saída, segundo (RODRÍGUEZ, 2002):

- De onda quadrada: apresentam o menor rendimento, quando comparado aos outros tipos de inversores, além de possuírem grandes distorções harmônicas (na ordem de 40%);
- De saída senoidal modificada: com eficiência em torno de 90%, apresenta valores menores para distorção harmônica (em torno de 20%);
- Inversores de saída senoidal: tipo de inversor que disponibiliza o formato de onda mais próximo ao senoidal fornecido pelas concessionárias de energia elétrica, com eficiência superior a 95% e distorção harmônica inferior a 5%.

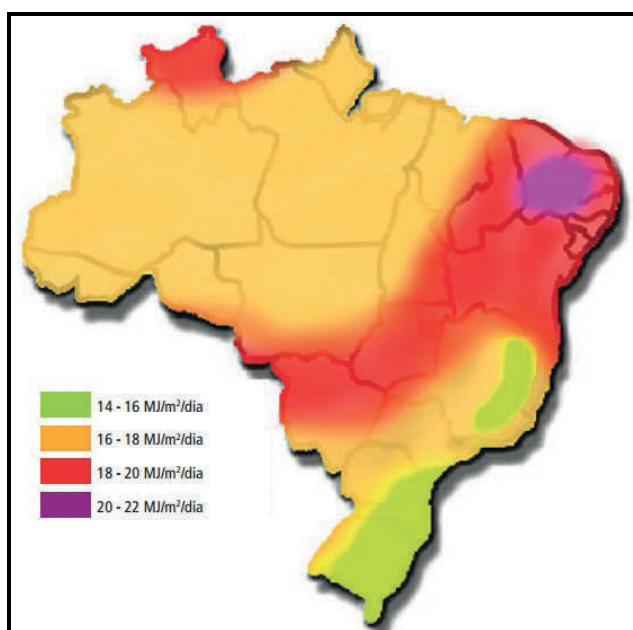
A modelagem detalhada de um inversor é uma tarefa complexa. Porém, para estudos de faltas trifásicas, sem resistência de aterramento (faltas sólidas), pode-se adotar algumas simplificações que facilitam essa modelagem.

2.3.2.1 Fotovoltaica

O gerador fotovoltaico é um equipamento que realiza a conversão da energia solar em energia elétrica através de células fotovoltaicas. Em termos práticos, o gerador

fotovoltaico consiste em uma célula fotovoltaica, módulo fotovoltaico ou arranjo fotovoltaico (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

A produção de energia através do aproveitamento da radiação solar está condicionada ao posicionamento geográfico (latitude) do local de implantação dos painéis fotovoltaicos, das condições atmosféricas (incidência solar em um dia nublado, por exemplo), o que limita sua aplicabilidade (BOLLEN; HASSAN, 2011). Ainda, geração de EE através dessa tecnologia está diretamente relacionada a quantidade de radiação solar (irradiação) que índice diretamente sobre o painel solar. Por isso, essa propriedade deve ser cuidadosamente avaliada antes de adotar-se o uso de geração fotovoltaica. O Brasil possui grande potencial de para geração de EE a partir de energia solar ao longo de seu território. A Figura 6 apresenta a radiação solar no território brasileiro. A Tabela 4 mostra algumas vantagens e desvantagens da energia fotovoltaica.



Fonte: (UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO; CENTRO DE PESQUISA EM ENERGIA ELÉTRICA, 2000)

Figura 6 Radiação solar no Brasil.

Tabela 4 Vantagens e desvantagens da energia fotovoltaica.

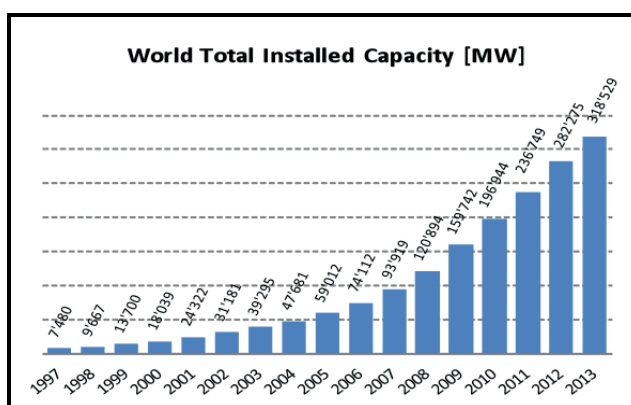
Vantagens	Desvantagens
A poluição de fontes solares limita-se à construção dos equipamentos utilizados.	Produção de energia limitada a situação climática (chuvas, neve, etc), além de a produção de EE não ser possível durante a noite.
Demandam pouca manutenção nas centrais.	Locais com latitudes médias e altas sofrem maior variação na produção de EE, havendo grande redução na geração nos meses de inverno, devido a redução da incidência solar.
Gradualmente, os painéis solares tornam-se de menor custo e com maior capacidade de geração de EE.	
Tecnologia aplicável em locais distantes ou de difícil acesso, já que sua implantação em escala pequena não exige grandes investimentos em linhas de transmissão.	
Em países como Brasil, localizado próximo aos trópicos, a geração de EE é viável em praticamente todo o território.	

Fonte: adaptado de (PINTO, 2014).

2.3.2.2 Eólica

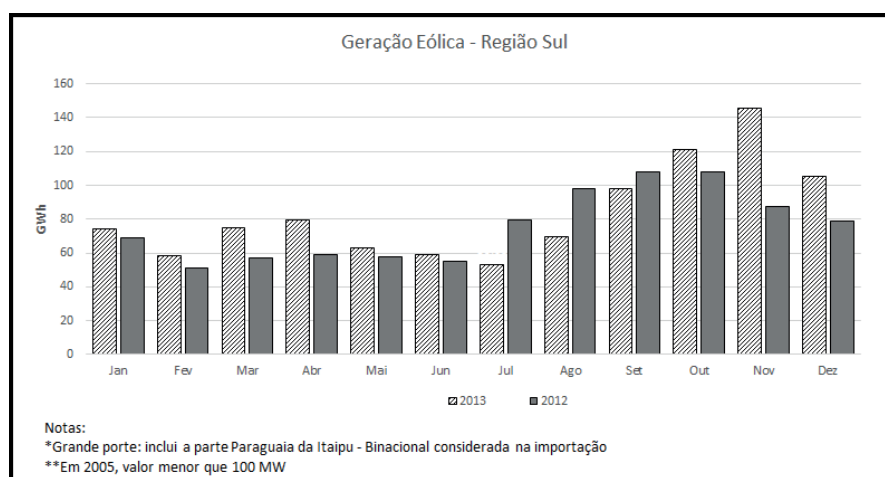
Consiste na transformação da energia cinética do vento em energia elétrica realizada através de uma turbina. Inicialmente, as turbinas eólicas tinham uma pequena capacidade de geração sendo conectadas na rede de baixa ou média tensão. Em diversos países, inclusive no Brasil, houve a expansão do uso de fontes eólicas para geração de EE nos últimos anos. Desta forma, passaram a formar parques de geração sendo conectados, também, ao sistema de subtransmissão ou transmissão (BOLLEN; HASSAN, 2011). Os sistemas constituídos entre 2 (duas) a 5 (cinco) turbinas são considerados de pequeno porte. E, sistemas com mais de 5 (cinco) turbinas são chamados de fazendas eólicas de médio/grande porte (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007b).

A Figura 7 apresenta o crescimento da capacidade instalada de geração eólica no mundo entre os anos de 1997 a 2013. A Figura 8 compara a geração de EOL na região sul do Brasil entre os anos de 2012 e 2013, separados em intervalos mensais. Percebe-se, por análise dessa figura, que apenas nos meses de julho, agosto e setembro a geração EOL não aumentou de 2012 para 2013.



Fonte: (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2013)

Figura 7 Capacidade instalada mundial de geração eólica.



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014)

Figura 8 Geração de EOL na região sul do Brasil.

Para se conectar ao sistema elétrico de potência são destacadas três tecnologias: a máquina de indução diretamente conectada; gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) e geradores que utilizam inversores de frequência (BOLLEN; HASSAN, 2011).

Em locais onde a velocidade do vento é inferior a $2,4 m/s$, esse tipo de fonte não é atrativo do ponto de vista técnico. As turbinas eólicas possuem um sistema de proteção que é ativo quando a mesma atinge 100% da potência nominal, a qual limita automaticamente a velocidade de rotação – impedindo o aumento da potência, o que poderia comprometer o sistema mecânico envolvido (MENESES, 2012).

As turbinas eólicas são categorizadas segundo a posição do seu eixo de rotação: vertical ou horizontal (HAWT), sendo estas últimas a mais utilizadas no mundo. Devido a sua construção as turbinas HAWTs devem estar apontadas diretamente para o vento (WORLD ALLIANCE FOR DECENTRALIZED ENERGY, 2014). Essas ainda podem ser

subclassificadas de acordo com a posição onde os rotores giram: em frente ou atrás da torre. A velocidade de ponta e o número de pás (ou lâminas) são, também, pontos determinantes para o funcionamento do sistema eólico (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2013).

A norma ABNT NBR IEC 61400-21 – Turbinas eólicas – Parte 21: Medição e avaliação das características da qualidade de energia de aerogeradores conectados à rede é idêntica a norma IEC 61400-21:2008. Nela são definidas as especificações e grandezas adotadas para caracterizar a QEE de um aerogerador conectado à rede elétrica. Ressalva-se que tal norma aplica-se apenas a aerogeradores individuais com conexão trifásica com a rede.

Também, o ONS determina nos Procedimentos de Rede, Submódulo 3.6, os requisitos técnicos mínimos para a conexão ao sistema de transmissão (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2010). Na normativa citada, é estabelecido o comportamento das centrais de geração eólicas na ocorrência de afundamentos de tensão, em uma ou mais fases no ponto de conexão.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse capítulo abordou a geração distribuída através da contextualização do tema e fez-se a sua definição. Além disso, apresentou-se algumas formas de conexão da GD com o restante do sistema elétrico de potência e são feitas considerações sobre os inversores - já que algumas tecnologias apresentadas utilizam esse equipamento. Abordou-se, como fontes de GD a geração: fotovoltaica, eólica, termelétricas à biomassa e PCH.

Por fim, as fontes de geração distribuída constituem um importante recurso para diversificação e ampliação da matriz energética brasileira. Além disso, em sua maioria, permitem adoção de tecnologias que empregam fontes renováveis.

3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Devido à complexidade do sistema elétrico de potência, considerando-se, sobretudo, a dinâmica dos distintos tipos de cargas e fontes geradoras conectadas ao sistema, é inevitável que haja perturbações nos níveis de tensão fornecidos. Contudo, para que haja o correto funcionamento de diferentes tipos de equipamentos e máquinas torna-se necessário manter níveis aceitáveis e/ou toleráveis de tensão.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) determina e classifica a tensão em três patamares relativos ao nível de tensão fornecida aos consumidores finais de energia elétrica: adequado, precário e crítico (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012a). Tal classificação considera a conformidade da tensão, a qual consiste na diferença entre o valor medido, através de procedimentos adequados e informados nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), e a tensão nos diferentes patamares. A violação de tais limites prejudica o correto funcionamento de dispositivos elétricos e pode culminar em um colapso do sistema elétrico de potência (KUNDUR, 1994).

Sendo um dos fenômenos mais frequentemente medidos na rede de energia elétrica, os afundamentos de tensão consistem na violação de um valor mínimo da tensão em relação a uma tensão de referência. Tal fenômeno é causado, mais comumente, por curtos-circuitos, sobrecargas e partida de grandes motores (BOLLEN, 2000; MILANOVIC; ALI; AUNG, 2007; SANKAN, 2002).

Além dos prejuízos causados no setor industrial, por subtensões, os afundamentos de tensão também podem causar mau funcionamento ou danos em equipamentos eletrônicos utilizados por consumidores residenciais, comerciais e industriais.

3.1 DEFINIÇÃO DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO

Os afundamentos de tensão consistem na redução do valor eficaz da magnitude da tensão durante um curto intervalo de tempo. Logo após, deve ocorrer o restabelecimento dos valores da tensão a patamares aceitáveis (GAGGINI, 2008). Na literatura internacional são conhecidos como *voltage sags* ou *voltage dips*. Contudo, há algumas divergências na caracterização do fenômeno de afundamentos de tensão pelas principais entidades de referência do setor de energia quanto a duração dos eventos, como menciona (CABRAL, 2010). Nessa dissertação serão mencionadas as classificações e denominações segundo a ANEEL, o ONS, o IEEE e o IEC.

3.1.1 Comparação entre as classificações de afundamentos de tensão

A Tabela 5 apresenta a comparação entre os tempos e a magnitude adotadas pelas diferentes entidades no momento de caracterizar os afundamentos de tensão

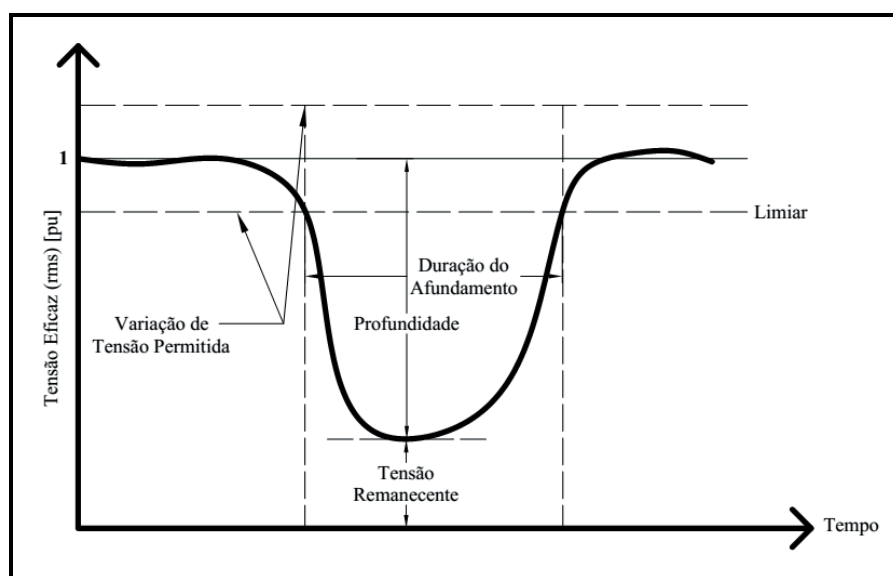
Tabela 5 Comparação entre os diferentes tempos e magnitudes considerados para afundamentos de tensão.

Entidade	Denominação	Duração	Magnitude (pu)
ANEEL	AMT	$1 \text{ ciclo} \leq t \leq 3 \text{ s}$	$0,1 \leq V \leq 0,9$
	ATT	$3 \text{ s} < t < 3 \text{ min}$	
ONS	AMT	$1 \text{ ciclo} \leq t \leq 3 \text{ s}$	
IEEE	Instantâneo	$0 < t \leq 30 \text{ ciclos}$	
	Momentâneo	$30 < t \leq 3 \text{ s}$	
	Temporário	$3 \text{ s} < t < 1 \text{ min}$	
IEC	Afundamento de tensão	$0,5 < t \leq$	$0,01 < V < 0,90$

AMT: afundamento momentâneo de tensão; ATT: Afundamento Temporário de Tensão; V: magnitude da tensão; s: segundos

3.2 CARACTERIZAÇÃO DO FENÔMENO

Entre os principais critérios utilizados para caracterizar os afundamentos de tensão estão a magnitude e a duração. A magnitude do afundamento consiste no menor valor eficaz observado. A duração é o período de tempo desde o início, momento em que a tensão eficaz passa a ser menor que um limiar, e o final do fenômeno, momento em que a tensão volta a valores aceitáveis (BOLLEN, 2000; BOLLEN, M. H. J.; GU, 2006; SANKAN, 2002; SHORT, 2006). Na Figura 9 é possível identificar-se as definições apresentadas para caracterização do afundamento de tensão.



Fonte: criada pelo autor.

Figura 9 Magnitude e duração do afundamento de tensão.

Considerando-se a definição que afundamento de tensão como a redução da tensão eficaz, é natural que a magnitude do fenômeno seja caracterizada, também, através do valor eficaz. A expressão (1), apresenta a forma de cálculo para o valor eficaz da tensão, onde N é o número de amostras por ciclos, V_i corresponde a tensão instantânea amostrada e k é o instante em que a tensão eficaz é estimada.

$$V_{eficaz}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^k V_i^2} \quad (1)$$

A expressão (1) é conhecida como “janela de um ciclo” já que os valores eficazes são estimados com base em um ciclo de onda, esclarece (LEBORGNE, 2007).

A magnitude do afundamento de tensão está relacionada com o ponto de localização do evento que originou o fenômeno e o ponto de monitoramento ou, ainda, a magnitude do afundamento depende da distância do local observado em relação ao local em que ocorreu um curto-circuito, por exemplo (GAGGINI, 2008). A magnitude do afundamento de tensão é influenciada pelo tipo de curto-circuito e a conexão dos enrolamentos dos transformadores localizados entre o ponto de observação e o de ocorrência do evento.

A duração do afundamento de tensão é principalmente determinada pelo tempo de operação dos dispositivos do sistema de proteção os quais tem por função isolar o curto-circuito, tais como: fusíveis, relés, disjuntores de proteção e religadores (GAGGINI, 2008).

Existem, ainda, outros aspectos de acordo com (LIDONG ZHAN; BOLLEN, 2000) que não estão inclusos na caracterização normal do afundamento de tensão. Também, salientam os mesmos autores, que as VTCD podem ser causadas por faltas assimétricas e os afundamentos assimétricos costumam ser representados como simétricos como uma simplificação.

3.3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO NA PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída, unicamente, não possui consequências no número de afundamentos de tensão. Porém, as consequências que podem ser observadas devem-se a conexão do gerador a rede elétrica. As seguir, são listados alguns pontos que afetam, de forma indireta, nos afundamentos de tensão, segundo (BOLLEN; HASSAN, 2011):

- Espera-se a redução no número de afundamentos de tensão nas proximidades do local onde houve a inserção de GD, devido à elevação esperada nos níveis de tensão no ponto de conexão da GD e suas proximidades;

- O grande aumento da penetração da GD torna necessário que haja o recabeamento ou novas linhas de transmissão. Especialmente, grandes parques de geração eólica conectados ao sistema de subtransmissão exigem maiores investimentos em linhas de transmissão. O aumento de novas linhas de transmissão, acarreta no aumento de afundamentos de tensão devido ao aumento do número de faltas que os consumidores conectados a essa rede ficam sujeitos;
- O enfraquecimento do sistema pode ser causado pela demora na eliminação de uma falta, conseqüentemente aumenta a duração do afundamento de tensão. Ou seja, se houver um aumento de fontes de geração distribuída há maiores pontos para se ater na correta atuação do sistema de proteção.

Também, (BOLLEN; HASSAN, 2011) apresentam alguns pontos que podem contribuir para redução do número de afundamentos de tensão. A seguir, apresentam-se alguns deles:

- Redução no número de faltas ou a diminuição das fases envolvidas em uma falta através de um sistema de proteção que atue de forma eficiente;
- O decréscimo de linhas conectadas a uma subestação ou linhas operando em paralelo, pode auxiliar na limitação da propagação do afundamento de tensão. Ou seja, alterando-se a forma de operação da rede, podem-se conseguir melhores índices quanto aos afundamentos de tensão;
- A utilização de sistema de proteção rápido pode trazer benefícios na redução do tempo de eliminação de faltas no sistema. Porém, isso traz riscos de que haja a má coordenação dos equipamentos afetando, assim, o reestabelecimento do sistema e a operação com segurança.

A inserção da GD em um sistema de distribuição não altera a topologia radial da rede, contudo pode alterar o sentido do fluxo, deixando de ser unidirecional (MARTINEZ-VELASCO; MARTIN-ARNEDO, 2007). Nesse trabalho, os autores salientam que as características dos afundamentos de tensão em redes de distribuição são influenciadas, diretamente, pelos dispositivos de proteção e pela correta coordenação dos mesmos. Ainda, sofrem influência da GD. Também, ressaltam que um importante ponto que interfere nos afundamentos de tensão é o tipo de conexão dos transformadores da subestação e da GD. Uma importante conclusão foi que a inserção da GD melhorou a qualidade da energia elétrica,

do ponto de vista dos afundamentos de tensão, para faltas com duração menor que 2 (dois) segundos.

Um estudo do desempenho de redes de distribuição com geração distribuída foi realizado por (PIZZALI, 2006), no qual apresentou um método baseado no conceito de *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm* (NSGA). O autor salienta que a maioria das redes de distribuição foram projetadas para suportar fluxo unidirecional. Foram avaliados os impactos como perdas elétricas, quedas de tensão e níveis de curto-circuito. Também, utilizando a técnica das Soluções Ótimas de Pareto a metodologia apresentada busca as melhores configurações topológicas da rede e o ponto para a conexão da GD.

Em sua dissertação de mestrado (RAMOS, 2009) faz um estudo do impacto da impedância de falta e da geração distribuída nas estatísticas de afundamentos de tensão. Para tanto o referido autor modelou as unidades geradoras como uma fonte ideal em série com a sua reatância subtransitória. Ainda, as fontes de geração operavam continuamente, ou seja, independente dos níveis de tensão ou corrente as mesmas permaneciam em operação injetando potência ao sistema simulado. Em um ambiente real, tal situação não acontece devido a atuação do sistema de proteção que, dependendo dos ajustes realizados, irá desconectar as unidades de geração.

O comportamento de aerogeradores na ocorrência de afundamentos momentâneos de tensão foi analisado por (RAMOS; SILVA, SELÊNIO R, MENDES, 2009). Foram avaliadas três tecnologias de turbinas eólicas de uso comercial frente ao fenômeno citado. Foram utilizados como parâmetro na análise da sensibilidade dos aerogeradores os índices apresentados na norma IEC 61400-21. Além disso, são apresentadas características de geradores com velocidade variável devido a maior comercialização desse tipo de equipamento.

Em 2001, (GNATIV; MILANOVIC, 2001) realizaram a análise da propagação dos afundamentos de tensão em um sistema de distribuição genérico. Foram avaliadas redes com e sem geração distribuída com motores de indução, sendo propostos novos índices para avaliação. O sistema foi submetido a faltas simétricas e assimétricas. Comentam, que a tendência é o aumento da inserção de produtores independentes de energia no sistema, como a geração distribuída, fato que aumenta a complexidade de operação. No artigo, conclui-se que há grande correlação entre o a área de propagação das VTCD e a topologia da rede. Quanto mais interconectado for o sistema, maior será a área afetada. Por fim, os índices de propagação dos afundamentos de tensão apresentados permitem a comparação entre diferentes topologias de redes.

Ainda em 2013, (PIUMETTO; GOMEZ TARGARONA, 2013) realizou a análise da influência da inserção da GD em um sistema de média tensão, visando mitigar os efeitos associados aos afundamentos de tensão devido a faltas monofásicas. Foi modelado um sistema real utilizando o *software* ATP/EMTP e diferentes tipos de carga. Os autores concluíram, através dos índices analisados, que a inserção da GD melhorou os efeitos dos VTCD em equipamentos sensíveis quando expostos a faltas monofásicas, como a diminuição da severidade e redução do número de afundamentos. Foram utilizadas as curvas CBEMA, ITIC e SEMI F47, as quais relacionam a duração e a magnitude para analisar a sensibilidade das cargas.

3.4 MÉTODOS DE SIMULAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Em 1993, (CONRAD et al., 1993) propuseram o Método das Posições das Faltas. Ele calcula a magnitude e a duração do afundamento de tensão através da simulação de faltas em inúmeros pontos da rede. Depois, o número de afundamentos esperado é calculado, considerando a taxa de faltas esperada para a rede. Posteriormente, (BOLLEN, 1996) apresentou uma simplificação desse método para ser aplicado em sistemas de distribuição.

Já (LEBORGNE, 2003) ressalta que devido a maioria dos afundamentos de tensão serem motivados por faltas no SEP, é natural que sejam utilizados programas que simulam de curtos-circuitos para o cálculo da intensidade do afundamento de tensão..

Para realizar simulações de afundamentos de tensão costuma-se utilizar programas que simulam curtos-circuitos, os quais resultam diretamente a magnitude e duração do afundamento de tensão. Outra alternativa são os programas de simulação de transientes eletromagnéticos. Assim, (FILHO et al., 2008) realizaram a comparação entre essas duas ferramentas como forma de validação. Recomendam os programas baseados na simulação de curto-circuito para cálculos do desempenho do sistema, por causa da fácil modelagem dos equipamentos e velocidade dos algoritmos. Já os programas de transientes eletromagnéticos são indicados, pelos autores, para análise de eventos individualizados.

Pode-se realizar o cálculo de afundamentos de tensão através de ferramentas que simulam curtos-circuitos, tanto no domínio do tempo como no domínio da frequência. Os métodos de análise no domínio do tempo exigem mais detalhes dos equipamentos da rede, porém, apresentam como vantagem, a descrição completa da tensão no momento da falta (MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2004). Por outro lado, os métodos de predição no domínio da frequência são mais simples de serem aplicados, fornecendo o valor da tensão remanescente no momento da falta. Contudo, apresenta como desvantagem que a duração do

afundamento de tensão deve ser estimada de acordo com o tempo de extinção do defeito ou até a atuação do sistema de proteção (LEBORGNE, 2005; OLGUIN, 2003).

3.5 MÉTODOS DE CÁLCULO DA MAGNITUDE DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

3.5.1 Método no domínio da frequência - Matriz de Impedâncias (Z_{barra})

Os elementos da diagonal da matriz de impedância de barra são chamados de impedâncias próprias dos nós. Tal variável corresponde a impedância equivalente de Thévenin do sistema visto a partir daquele nó. Os elementos fora da diagonal são as impedâncias de transferência entre as barras (STEVENSON, 1986).

A matriz de impedâncias de barras mostra-se conveniente para o cálculo da tensão e corrente de falta. A principal vantagem desse método é que após a construção da matriz, a mesma pode ser aplicada diretamente para o cálculo das correntes e tensões associadas a distintos tipos de faltas (STEVENSON, 1981).

Segundo (DAS; DEKKER, 2002; GRAINGER; STEVENSON, 1994) uma matriz de impedâncias para um sistema com (m) nós pode ser representado pela expressão (2).

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdot & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdot & Z_{23} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Z_{m1} & Z_{m2} & \cdot & Z_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ I_m \end{bmatrix} \quad (2)$$

Os elementos da matriz de impedâncias podem ser calculados através do ensaio em circuito aberto, onde:

Z_{kk} : impedância própria de circuito aberto da barra k ;

Z_{kj} : impedância de transferência de circuito aberto entre as barras k e j .

Também, os elementos de impedância própria do nó e os elementos de impedância de transferência podem ser determinados considerando-se uma corrente igual a 1 pu e o restante iguais a zero, através da expressão (2). De forma geral, para uma entrada (k, j) tem-se:

$$\bar{Z}_{kj} = \frac{\bar{V}_k}{\bar{I}_j} \Bigg|_{\substack{i_1=i_2=\dots \\ i_j \neq 0}} \quad (3)$$

A partir da análise da expressão (3) pode-se constatar que a impedância de transferência fornece a tensão na barra k quando uma corrente (unitária) é injetada no nó j . Desta forma, a impedância de transferência permite que se determine a tensão durante uma falta devido a corrente de falta (GRAINGER; STEVENSON, 1994; SAADAT, 2004).

Outra forma de obtenção da matriz de impedância é através da inversão da matriz admitância, como mostra a expressão (4). A descrição de como obter a matriz admitância e realizar sua inversão pode ser encontrada em (GRAINGER; STEVENSON, 1994; ZANETTA JR, 2006).

$$[Z_{Barra}] = [Y]^{-1} \quad (4)$$

Utilizando a matriz Z_{Barra} é possível calcular a magnitude de afundamento de tensão em uma barra j para uma falta simétrica na barra k , através da expressão (5), quando as tensões pre-falta são consideradas iguais a 1 p.u. em todas as barras.

$$V_j = 1 - \frac{Z_{jk}}{Z_{kk}} \quad (5)$$

Destacam-se como características da matriz de impedâncias:

- Simétrica;
- Complexa;
- Quadrada de dimensão m , onde m é o número de barras do sistema;
- Matriz cheia, ou seja, não esparsa.

3.5.2 Métodos no domínio do tempo (ATP/EMTP) – Simulação da forma de onda

As simulações da forma de onda permitem a análise do comportamento da tensão durante o afundamento de tensão, sendo possível a observância do comportamento dinâmico nos equipamentos da rede, tais como geradores e cargas (SILVA, 2004).

Os métodos baseados em simulações no domínio do tempo, como os programas computacionais ATP (*Alternative Transients Program*) e EMTP (*Electromagnetic Transients Program*) são amplamente utilizados para cálculos de transientes eletromagnéticos em sistemas elétricos, comenta (CABRAL, 2010). De acordo com (MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2004), as ferramentas com soluções baseadas no domínio do tempo apresentam grande precisão para a caracterização do fenômeno e sua reprodução. Esse tipo de método

calcula as distorções na forma da onda da tensão, no domínio do tempo, durante a ocorrência do afundamento de tensão (BOLLEN; YALCINKAYA; HAZZA, 1998).

O software EMTP traz diversos recursos para modelagens e simulações de sistemas elétricos de potência. É possível realizar a modelagem de elementos com parâmetros concentrados e distribuídos, geradores, transformadores, chaves, entre outros. Durante a formulação matemática o EMTP utiliza dois modelos para os cálculos. O primeiro deles, chamado de Método de Bergenon para elementos com parâmetros distribuídos e, o outro, conhecido como Método da Integração Trapezoidal para elementos com parâmetros concentrados (POWERSYS SOLUTIONS, 2012).

3.6 MÉTODO DE CÁLCULO DE FREQUÊNCIA DE AFUNDAMENTOS

Para avaliar-se o desempenho de uma barra, devido a ocorrência de afundamentos de tensão, os equipamentos onde mais frequentemente acontecem faltas são as linhas de transmissão e de distribuição.

Para tanto, constrói-se a matriz de afundamentos de tensão na qual são relacionados os valores de magnitude da tensão e a posição das faltas. A matriz de afundamentos terá a sua dimensão dada pelo número de pontos de faltas simulados e pelo número de barras observadas (OLGUIN; VUINOVICH; BOLLEN, 2006).

Um exemplo de matriz de afundamentos de tensão, representada por $[V_{sag}]$ com dimensões $[m \times n]$, onde m é o número de locais de falta simulados e n o número de pontos de monitoração, é representado pela expressão (6) (CABRAL, 2010).

$$V_{sag} = \begin{bmatrix} 0,50 & 0,92 & 0,96 & 0,77 & \dots & \\ 0,23 & 0,98 & 0,49 & 0,82 & \dots & \\ 0,66 & 0,78 & 0,99 & 0,95 & \dots & \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0,78 & 0,55 & 0,91 & 0,93 & \dots & \end{bmatrix} \quad (6)$$

Para avaliar-se o desempenho das barras, a matriz de afundamentos de tensão é transformada em uma matriz binária. Nessa matriz os elementos são 0 (zero) quando a magnitude da tensão for superior a um limiar (tradicionalmente, adota-se 0,9 pu); e os elementos serão 1 (um) para as magnitudes de tensão menores que o limiar escolhido. Ou seja, os elementos que forem representados pelo valor “1” (um) representam a ocorrência de

um afundamento de tensão, como apresentado na expressão (7) construída a partir da matriz de afundamentos.

$$V_{sag_b} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & \dots \\ 1 & 0 & 1 & 1 & \dots \\ 1 & 1 & 0 & 0 & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & 1 & 0 & 0 & \dots \end{bmatrix} \quad (7)$$

É necessário o conhecimento da frequência de ocorrência das faltas simuladas. Normalmente, essa informação é organizada na forma de um vetor coluna, chamado de $[\lambda]$, e chamado de vetor de frequência de faltas, como mostra (8).

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \vdots \\ \lambda_i \\ \vdots \\ \lambda_m \end{bmatrix} \quad (8)$$

Onde,

λ_i é a frequência de ocorrência de faltas no ponto i .

Para determinar-se o desempenho da barra utiliza-se a expressão (9), ou seja, multiplica-se a matriz binária de afundamentos, $[V_{sag_b}]$, e o vetor de ocorrência de faltas, λ . Assim, resulta no vetor de desempenho de cada barra, representada por $[\#sags(B_n)]$.

$$[\#sags(B_n)] = [V_{sag_b}] \cdot [\lambda] \quad (9)$$

A dimensão do vetor $[\#sags(B_n)]$ será determinada pelo número de barras observadas, sendo cada elemento representante do número de afundamentos de tensão por ano em cada uma das barras observadas, ou seja, o desempenho da barra (OLGUIN, 2005).

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Tendo por objetivo analisar as consequências da inserção de geração distribuída nos afundamentos de tensão, propõe-se utilizar o *software* EMTP-RV[®] para realização das simulações computacionais no domínio do tempo. Nessa seção, são descritos os procedimentos propostos para a obtenção dos dados e, posteriormente, sua análise. A Figura 10 mostra o fluxograma da metodologia proposta para a análise dos afundamentos na presença de geração distribuída.

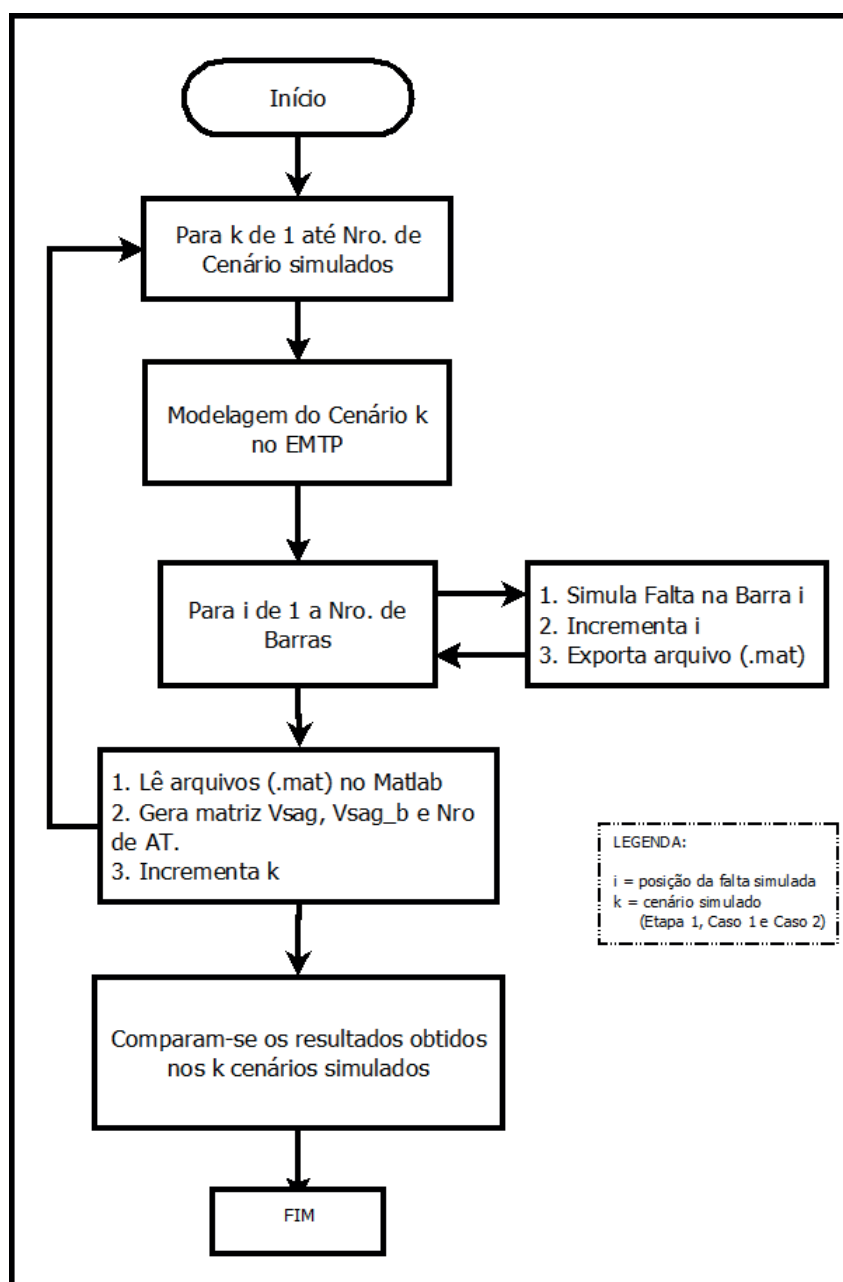


Figura 10 Fluxograma da metodologia proposta.

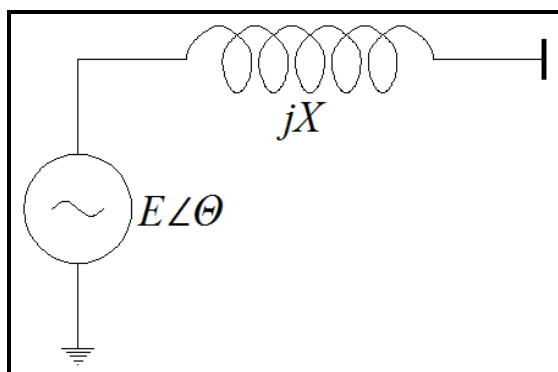
4.1 MODELAGEM DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1.1 Máquina síncrona

A maioria da energia gerada no mundo utiliza máquinas síncronas para tal fim através de turbinas hidráulicas ou a vapor, ou ainda motores a combustão. Esse tipo de máquina é o principal meio para conversão de energia mecânica em elétrica (KRAUSE; WASYNCZUK; SUDHOFF, 2002). Basicamente, são constituídas de duas partes:

- Rotor: tem por função gerar o campo magnético de excitação. Esse enrolamento encontra-se inserido no rotor da máquina e é impulsionado pela turbina que está acoplada ao eixo da máquina;
- Estator: o qual é formado por um conjunto de bobinas (constituindo as fases a , b e c). O enrolamento de campo recebe uma corrente contínua (excitação através de uma fonte CC) e produz um campo magnético que induz tensões alternadas nos enrolamentos da armadura (KUNDUR, 1994).

Pode-se modelar uma máquina síncrona, durante a falta, através de uma fonte de tensão interna e uma reatância (BOLLEN; HASSAN, 2011; ZANETTA JR, 2006). Para estudo dos afundamentos de tensão, onde o ponto de interesse é o comportamento da tensão no momento de ocorrências de curtos-circuitos, adota-se sem prejuízos o modelo mostrado na Figura 11.



Fonte: (BOLLEN; HASSAN, 2011; ZANETTA JR, 2006)

Figura 11 Máquina síncrona – Representação simplificada.

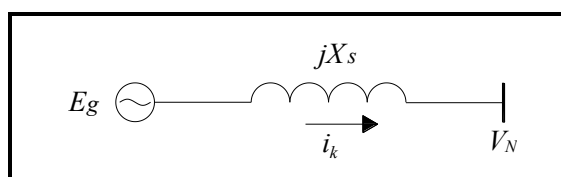
Em geradores síncronos quando ocorre um curto-circuito trifásico em seus terminais, é possível identificar o comportamento oscilatório da corrente, sobreposta por uma componente CC, com três fases distintas. Essas regiões são chamadas de subtransitória, transitória e de regime permanente, respectivamente. As maiores correntes de curto-circuito

são identificadas na fase subtransitória, região na qual espera-se os afundamentos de tensão mais severos (ZANETTA JR, 2006).

4.1.2 Inversor

Deve-se considerar o comportamento dos inversores no momento de ocorrência de uma falta quando usados como interface para conexão com a rede elétrica. Tais dispositivos não devem interferir no funcionamento ou coordenação do sistema de proteção. Contudo, a modelagem detalhada dos inversores é uma tarefa complexa (NIMPITIWAN et al., 2007). Mesmo sabendo-se que a contribuição dos inversores na corrente de falta é menor que as de máquinas rotacionais, as mesmas não podem ser totalmente ignoradas. Contudo, a contribuição na corrente de falta dos inversores irá depender de diversos fatores, sobretudo do método adotado para controle da corrente e do tipo de falta – simétrica ou assimétrica (PLET; GREEN, 2014).

A modelagem adotada, nesta dissertação, considerou os valores na saída do inversor, ou seja, não deteve-se as peculiaridades dos diversos modelos e topologias existentes. Desta forma, considera-se uma fonte de tensão senoidal em série com uma reatância X_s que irá limitar a contribuição da corrente durante a falta. De acordo com (PLET; GREEN, 2014), em falta a corrente chega a duas vezes a corrente nominal I_{GN} da fonte de GD. A Figura 12 mostra o circuito equivalente adotado para o inversor. Salienta-se que a reatância mostrada na Figura 12 é fictícia, adotada para simplificar a modelagem de forma a ser o limitador de contribuição de corrente dessa fonte.



Fonte: (PLET; GREEN, 2014)

Figura 12 Circuito equivalente do inversor durante o curto-circuito.

4.2 SIMULAÇÕES PROPOSTAS

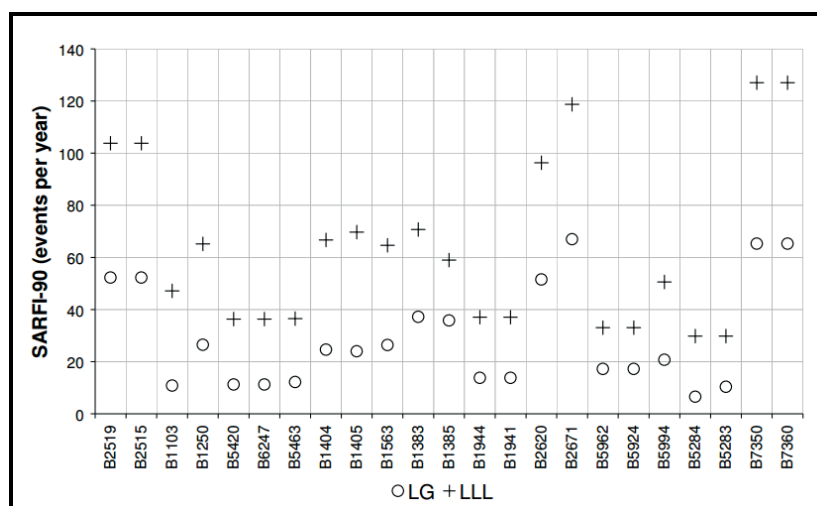
Procede-se na simulação de três cenários para realização do estudo dos afundamentos de tensão. No primeiro (Caso Base), são realizados curtos-circuitos em todas as barras do sistema modelado no *software* EMTP-RV[®] sem a presença de qualquer tipo de fonte de GD. No Caso 1, são inseridas quatro fontes de GD de distintos tipo, a saber: eólica,

fotovoltaica, termelétrica a biomassa e PCH. Por fim, no Caso 2 aumenta-se a potência de todas as GDs. Em todos os cenários são monitoradas as tensões nas barras do sistema. Em cada uma das faltas, é gerado um arquivo no formato legível ao *software* Matlab® (.mat). Propõe-se simular vários cenários de acordo com a Tabela 6.

Tabela 6 Etapas propostas para simulações.

Cenário	Detalhes do cenário
Caso Base	Sem GD
Caso 1	Conecta-se as distintas GDs.
Caso 2	As potências das fontes conectadas representam cinco vezes as do Caso 1.

Considerando que grande parte dos afundamentos de tensão ocorre devido a curtos-circuitos trifásicos, como mostrado na Figura 13, através do índice SARFI-90 (número de afundamentos de tensão), optou-se pela simulação desse tipo de falta (LEBORGNE, 2005). Ou seja, a referida figura mostra que os afundamentos de tensão devido a faltas envolvendo as três fases (LLL) ocorreram em maior número que os afundamentos provocados por faltas fase-terra (LG). Ressalta-se que os afundamentos de tensão oriundos de faltas envolvendo as três fases (LLL) são mais severos que os demais tipos de faltas (fase-terra, fase-fase-terra, fase-fase).



Fonte: (LEBORGNE, 2005).

Figura 13 Estimativa do número de afundamentos (SARFI-90) devido a faltas fase-terra (LG) e trifásicas (LLL).

4.3 TAXA DE OCORRÊNCIA DE FALTAS

Os valores de taxas de ocorrência de faltas são calculados no Matlab[®] através da consideração do nível de tensão e do comprimento das linhas de transmissão. Ou seja, foram adotados valores típicos de ocorrência de falta para cada nível de tensão. Como as faltas são simuladas unicamente nas barras do sistema, foi adotado como frequência de ocorrência de faltas em uma barra o somatório da metade do valor de ocorrência de falta de cada uma das linhas conectadas a mesma. Desta forma, considera-se que as faltas estão igualmente distribuídas em cada metade das linhas.

4.4 TRATAMENTOS DOS DADOS GERADOS NO EMTP

Após realizadas as simulações, os dados são exportados para o software Matlab[®]. Nesse programa é possível fazer a leitura dos arquivos, considerando-se os distintos cenários: Caso Base, Caso 1 e Caso 2. Em cada caso foi realizado:

- Construção da matriz, $[V_{sag}]$ com dos dados de tensão e cálculo do valor eficaz, através da expressão (1);
- Cálculo das matrizes binárias, $[V_{sag_b}]$, através de diferentes limiares para classificação dos afundamentos de tensão;
- Cálculo do desempenho da barra através da multiplicação da matriz binária $[V_{sag_b}]$ pelo vetor taxa de ocorrência de faltas $[\lambda]$. Assim, obtêm-se o número esperado de afundamentos de tensão em cada barra, ou seja, o desempenho da barra representado pela matriz $[\#sags(B_n)]$, pela expressão (9).

4.5 COMPARAÇÃO DOS DADOS OBTIDOS

Finalmente, são comparados os dados obtidos em cada um dos casos descritos anteriormente: sem GD, com GD e aumentando-se a inserção de GD. Desta forma, é possível verificar em quais regiões ou níveis de tensão são observados as maiores melhoras ou piores quanto aos afundamentos de tensão. Também, é possível separar os afundamentos de tensão em patamares, o que torna possível analisar em quais intervalos de magnitude de tensão concentram-se os afundamentos de tensão. Além disso, é possível a realização de análise em dois grupos: as fontes que utilizam inversores para se conectar à rede e as que estão diretamente conectadas ao SEP.

5 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Deseja-se realizar a análise do comportamento da tensão em um ambiente que haja diferentes tipos de fontes de geração distribuída. Para tanto, foi analisada a interferência nos afundamentos de tensão causados por curtos-circuitos trifásicos. Escolheu-se esse tipo de falta devido a ser responsável pelos afundamentos de tensão mais severos.

Optou-se pela modelagem do sistema elétrico do Rio Grande do Sul devido ao aumento de empreendimentos de geração distribuída, entre eles fontes térmicas que utilizam como combustível a casca de arroz. Também, foram simulados outros tipos de fontes geradoras, como PCH, eólica e fotovoltaica.

Um curto-circuito causa alterações na forma de onda da tensão e da corrente. Na Figura 14 mostram-se três formas de onda (fases A, B e C) em três etapas: (i) de zero à 0,10 s – período pré-falta; (ii) de 0,1 à 0,15 s – período durante a falta e; (iii) de 0,15 à 0,20 s – período pós-falta. Percebe-se, na figura supra citada, a ocorrência de um curto-circuito trifásico na própria barra monitorada entre de 0,1 à 0,15 segundos. Nesse intervalo a tensão remanescente possui valor igual a zero.

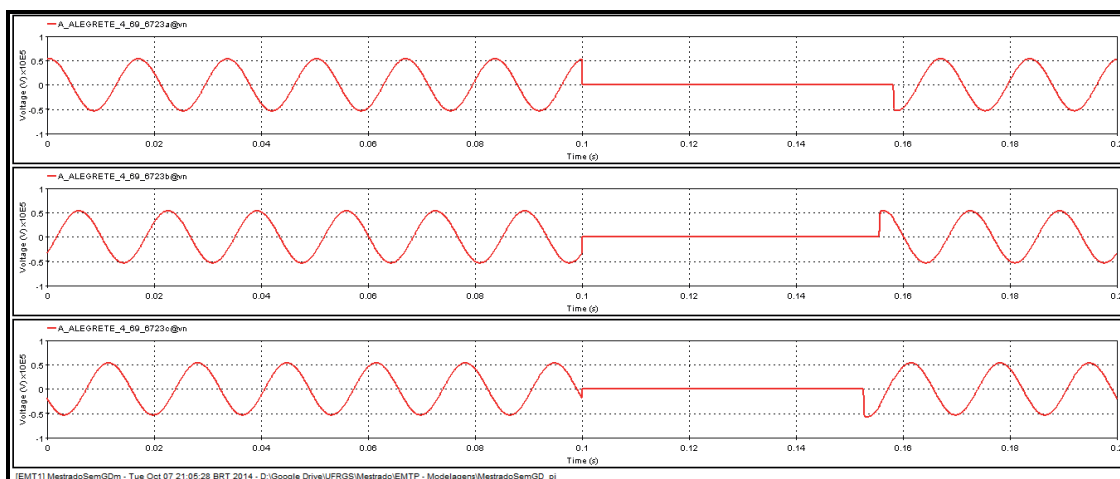


Figura 14 Forma de onda da tensão: antes, durante e após um curto-circuito trifásico.

Também, ocorrem alterações na forma de onda da corrente no momento de um curto-circuito. A Figura 15 mostra a forma de onda da tensão (A) e da corrente (B), em uma das fases: antes, durante e após uma falta. Visualiza-se que no período de ocorrência do curto-circuito a tensão resulta em zero e a corrente assume um valor elevado. O súbito aumento da

corrente pode acarretar em prejuízos através de danos aos equipamentos alimentados por essa rede e ao próprio sistema elétrico.

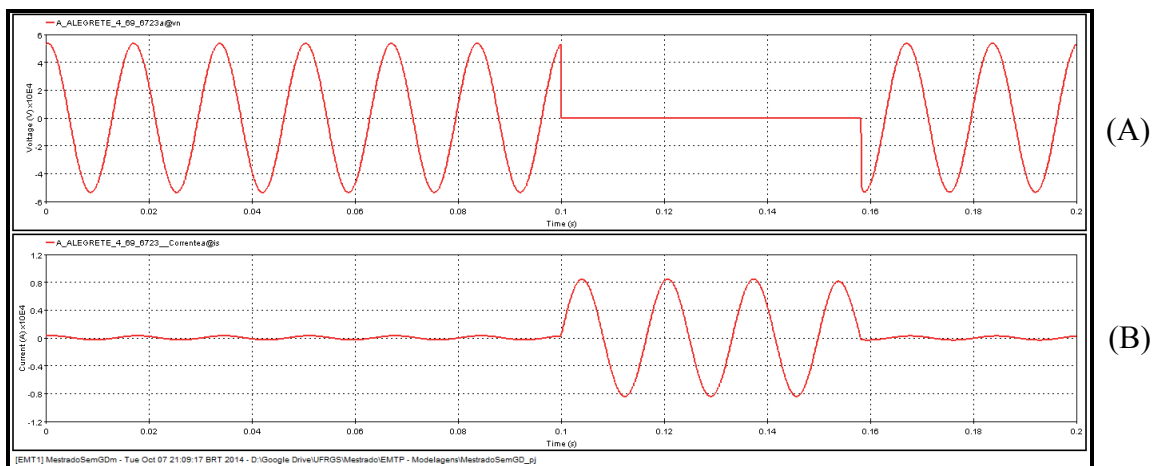


Figura 15 Comparação entre as formas de onda: (A) tensão e (B) corrente - antes durante e após uma falta.

A Figura 14 e a Figura 15 foram geradas no *software* EMTP-RV[®]. Esse programa permite realizar simulações de curtos-circuitos, gerando a forma de onda no domínio do tempo. Esses dados podem ser exportados para outros programas, como o *software* Matlab[®] no qual é possível realizar-se diversos cálculos. Devido a isso, optou-se por estes programas (EMTP-RV[®] e Matlab[®]) para realização do estudo proposto na seção 4 (página 44).

5.2 DADOS ELÉTRICOS PARA MODELAGEM DA REDE

Modelou-se a região fronteira oeste do Rio Grande do Sul por haver, nos últimos anos, o aumento da inserção de fontes de geração distribuída, sobretudo que utilizam casca de arroz para geração de energia elétrica. Adotou-se, também, a modelagem de outros tipos de GD para que fosse viável uma análise mais abrangente e realista da operação da rede na região. A consideração de distintos tipos de GD, além das térmicas a casca de arroz, permite que sejam feitas análises da implementação de outros tipos de fontes (eólica, fotovoltaica e PCH), considerando apenas aspectos técnicos relacionados a QEE. Desconsideraram-se quaisquer aspectos econômicos/financeiros para a implantação da GD.

Os dados elétricos para modelagem do sistema foram obtidos nos diagramas de impedância mantidos e disponibilizados pelo ONS⁴. Além disso, utilizou-se de informações disponíveis no SINDAT, acessível através da página *web* do ONS.

⁴ Diagramas atualizado em 27 de maio de 2013.

Em caso de não serem suficientes as fontes anteriormente citadas, buscou-se em artigos de periódicos ou manuais de equipamentos rotineiramente utilizados nesse tipo de aplicação.

A Figura 16 mostra algumas das linhas de transmissão e cidades modeladas no estudo apresentado nesse documento e a Figura 17 apresenta o diagrama unifilar simplificado da região.



Fonte: SINDAT – Acessado em: 05-maio-2014.

Figura 16 Representação da região fronteiriça oeste do RS – área modelada.

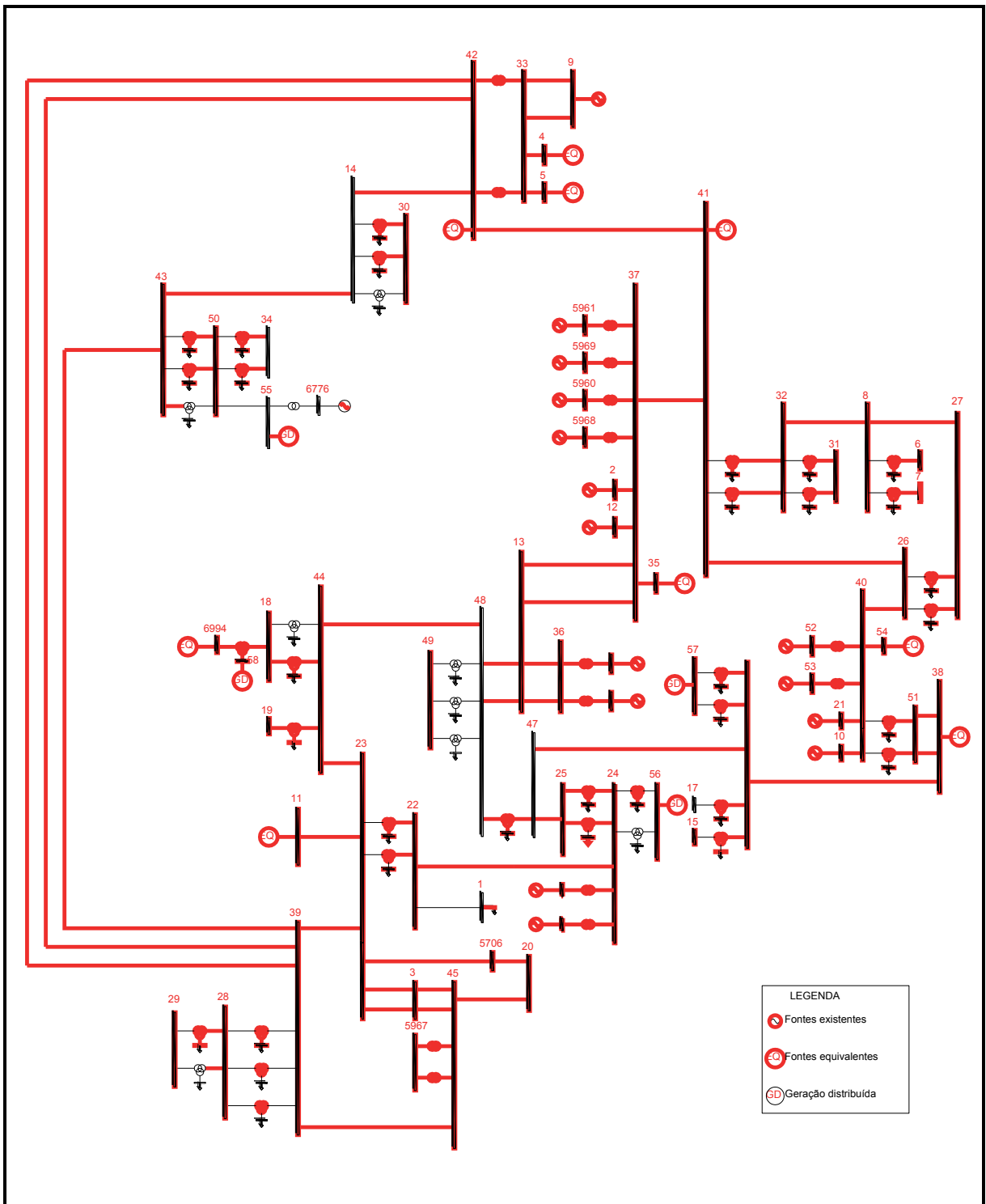


Figura 17 Diagrama unifilar simplificado.

5.3 MODELAGEM DOS ELEMENTOS DA REDE

5.3.1 Transformadores de potência

Foram modelados os transformadores no EMTP-RV[®] através de dois modelos de transformadores trifásicos: (i) com enrolamentos primário e secundário; (ii) com enrolamentos primário, secundário e terciário. Para transformadores com dois enrolamentos, ou seja, lados primário e secundário, o programa permite informar: tipo de conexão, potência nominal, frequência de operação, tensão e valores para R e X . Ainda, é possível informar uma defasagem de $+30^\circ$ ou -30° . As curvas de magnetização podem ser negligenciadas. Os transformadores com três enrolamentos foram informados para modelagem os dados em cada um dos enrolamentos: tensão, potência nominal, R e X .

Para definir os dados e tipos de conexão dos transformadores modelados foram utilizadas as informações contidas no diagrama de impedâncias do ONS e dados da ANEEL. Detalhes sobre os outros tipos de transformadores que o *software* permite utilizar são detalhados em (POWERSYS SOLUTIONS, 2012).

Os dados elétricos dos transformadores modelados nas simulações são apresentados no APÊNDICE A.

5.3.2 Usinas geradoras à biomassa e PCHs

A modelagem de máquina síncrona pode ser adotada para representar as fontes de geração distribuída a biomassa e a PCH, sendo esta a modelagem adotada nesse documento. Considerou-se, além do sistema sem a presença de GD (Caso Base), outros dois casos, representados também na Tabela 7.

Tabela 7 Parâmetros para modelagem das máquinas síncronas.

Localidade	S (MVA)		V_N (kV)	$X''(\Omega)$	
	1	2	1 e 2	1	2
Alegrete (Barra 56)	5,0	25,0	13,8	7,6176	1,5235
São Borja (Barra 55)	12,0	60,0	69,0	79,350	15,870

Nota: V_N é a tensão no ponto de conexão com a rede. Os valores 1 e 2 correspondem, respectivamente, ao Caso 1 e Caso 2.

Os dados elétricos dos demais geradores modelados no sistema, bem como os dados dos equivalentes, encontram-se no APÊNDICE C.

5.3.3 Geração distribuída com Inversor

As fontes que costumam utilizar inversores, ou seja, aquelas que geram EE em corrente contínua ou em frequências distintas de 60Hz, são a geração fotovoltaica e eólica. Foi adotada essa modelagem para representar as GD desse tipo. A Tabela 8 traz os valores adotados para as simulações da GD que utilizam inversores. Nos casos 1 e 2 as fontes estão conectadas à rede elétrica em 13,8 kV.

Tabela 8 Parâmetros adotados para modelagem das fontes com inversores.

Localidade	S (MVA)		I _{GN} (A)		X'' (Ω)	
	1	2	1	2	1	2
Santa Maria (Barra 57)	5,0	25,0	209,18	1045,92	32,980	6,597
São Vicente (Barra 58)	10	50,0	418,37	2091,84	16,493	3,299

Nota: Os valores 1 e 2 correspondem, respectivamente, ao Caso 1 e ao Caso 2.

5.3.4 Linhas de transmissão

Durante a modelagem no *software* EMTP-RV[®] utilizou-se o modelo com parâmetros concentrados e os parâmetros foram informados em ohms (Ω) através de “componente de sequência”. O EMTP-RV[®] utiliza as expressões (10) e (11) para conversão dos dados de sequência para uma matriz com parâmetros acoplados.

$$R_p = \frac{(n-1)R_1 + R_0}{n} \quad (10)$$

$$R_m = \frac{R_0 - R_1}{n} \quad (11)$$

Onde, R_p , R_m , R_1 , R_0 e n correspondem a resistência própria, resistência mútua, resistência de sequência positiva, resistência de sequência zero e o número de fases (POWERSYS SOLUTIONS, 2012). Desta forma, as linhas foram representadas de acordo com a expressão (12), através da representação de uma impedância, sendo seus dados oriundos do diagrama de impedâncias do ONS.

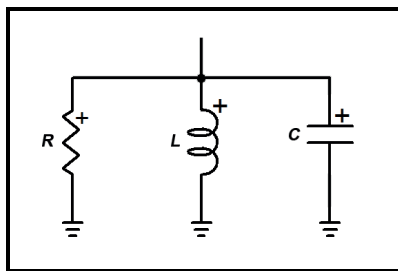
$$Z_{RL} = R + j\omega L \quad (12)$$

Os dados das linhas que foram modelados no EMTP-RV[®] são mostrados no APÊNDICE B.

5.3.5 Representação das cargas

Na modelagem utilizada no EMTP-RV[®] foi empregado o modelo trifásico de carga. Nesse modelo, são informados valores para potência ativa (P), potência reativa (Q) e tensão eficaz. Internamente, o *software* mencionado considera o modelo mostrado na Figura 18.

Internamente, o EMTP-RV[®] utiliza as expressões (13), (14) e (15), respectivamente, para definição dos valores de R, L e C. Adotou-se, arbitrariamente, para as cargas conectadas ao sistema modelado os parâmetros: $P=1MW$ e $Q=0,3MVA$. Considera-se que para simulação de curto circuito as cargas possuem pouca influência e foram representadas apenas para permitir a simulação com o programa EMTP-RV[®].



Fonte: (POWERSYS SOLUTIONS, 2012).

Figura 18 Modelagem de carga PQ constante.

$$R = \frac{V_{carga}^2}{P} \quad (13)$$

$$L = \frac{V_{carga}^2}{\omega \cdot Q} \quad (14)$$

$$C = \frac{|Q|}{\omega \cdot V_{carga}^2} \quad (15)$$

Onde:

R : resistência (em Ohm)

L : indutância (em Henry)

C : capacitância (em Faraday)

V_{carga} : tensão no ponto de conexão ou da carga (volts)

ω : frequência angular da rede

5.4 SIMULAÇÃO DAS FALTAS

Para a simulação das faltas foram utilizadas chaves trifásicas (*switches*) as quais permitem controlar os tempos de abertura e fechamento, em cada fase de forma individualizada ou de forma balanceada. Sendo o objetivo a simulação de curtos-circuitos trifásicos, sem a presença de impedância, as chaves permitem que o cenário desejado seja estudado. A Tabela 9 explicita os tempos de início e final das faltas. Além disso, as fontes permanecem ininterruptamente conectadas ao sistema, independentemente da tensão remanescente no ponto conexão.

Tabela 9 Tempos adotados para simulações – Faltas trifásicas.

Descrição	Tempo de fechamento	Tempo de abertura
Fases A, B e C	0,10 s	0,15 s

Adotou-se como critério para definição das taxas de ocorrências de faltas os valores (vetor λ) contidos na Tabela 10, os quais são classificados de acordo com o nível de tensão. Esses valores são utilizados para realizar-se o cálculo do desempenho das barras.

Tabela 10 Taxa de faltas das linhas de acordo com nível de tensão.

Tensão (kV)	525	230	138	69	23	13,8
Taxa de falhas (faltas/100km.ano)	1,5	2,32	6,0	12,0	17,0	50

Fonte: adaptado de (CABRAL, 2010; RAMOS, 2009).

Os parâmetros adotados para os cálculos do número de faltas, bem como seus resultados são encontrados no APÊNDICE D.

5.4.1 Configurações para simulação

O EMTP-RV[®] traz em sua biblioteca um módulo que permite a configuração de parâmetros para as simulações, sendo chamado de *Simulation Options*. É possível determinar, as opções para a solução ser encontrada no domínio do tempo: o tempo total (t_{\max}) de simulação, o intervalo ou passo de amostragem (Δt ou *time-step*) e a frequência (f) padrão da rede em regime permanente. Na Tabela 11 encontram-se os valores configurados para realização das simulações.

Tabela 11 Configurações para simulações das faltas no EMTP.

Descrição	Valores
t_{\max}	0,2 s
Δt	0,1 ms
f	60 Hz

5.5 RESULTADOS CATEGORIZADOS POR NÍVEIS DE TENSÃO NAS BARRAS

Nessa sessão apresentam-se os resultados obtidos durante as simulações de acordo com a metodologia apresentada. Os dados são apresentados em três patamares de acordo com a severidade do afundamento de tensão. Considerou-se como limites para separação dos dados os valores para V_{RMS} : $< 0,9$ pu, $< 0,7$ pu e $< 0,3$ pu. Ainda, são mostrados os dados de acordo com o nível de tensão das barras, o número total de AMT separados por nível de tensão dos barramentos, número total de afundamentos e o valor médio da magnitude dos afundamentos nas barras com GD.

5.5.1 Barras de 525 kV

A Figura 19 mostra o número de afundamentos de tensão, em barras de 525 kV, onde o limiar adotado foi 0,9 pu.

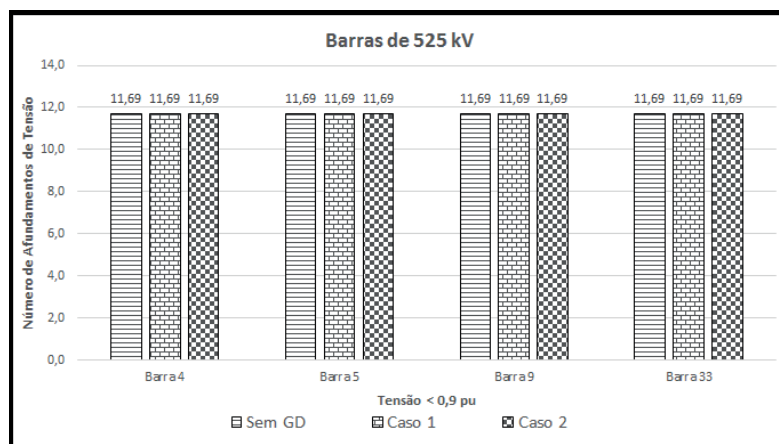


Figura 19 Barras de 525kV – AT < 0,9 pu.

Nos demais patamares de severidade analisados, ou seja, afundamentos menores que 0,7 pu e 0,3 pu, os valores também permaneceram inalterados com a inserção da GD. Assim, a inclusão da geração distribuída não trouxe alterações significativas no número de AMT nas barras de 525 kV. Foram observadas pequenas variações a partir da quarta casa decimal em alguns casos do número de AMT (o que pode ser considerado como irrelevante).

5.5.2 Barras de 138 kV

As barras com tensão nominal de 138 kV têm seus dados, referentes aos afundamentos de tensão, mostrados na Figura 20. Identificou-se cinco barras com nível de tensão de 138 kV que sofreram afundamentos de tensão.

Visualiza-se na Figura 20 que os AMT com magnitudes de tensão inferiores a 0,9 pu, ao inserir-se as GDs (Caso 1) e depois ao aumentar-se a potência de geração para o Caso 2, houve uma pequena redução no número de AMT na Barra 25 e Barra 47. Nas outras barras com o mesmo nível de tensão (Barra 38, Barra 46 e Barra 51) não observou-se melhorias significativas.

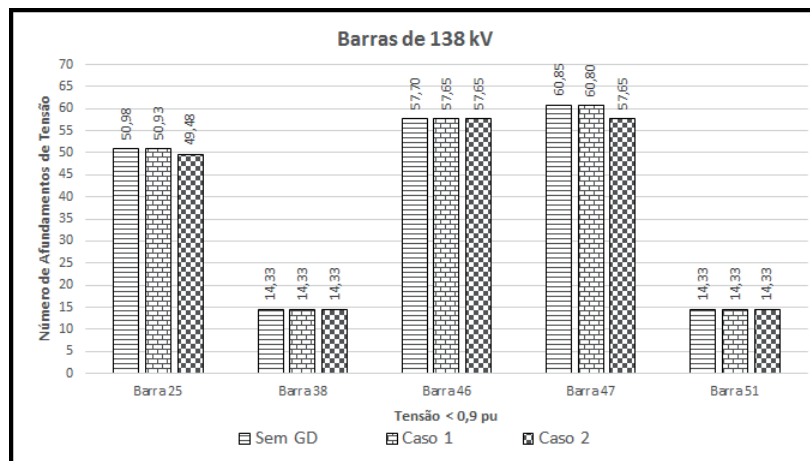


Figura 20 Barras de 138 kV – AMT < 0,9 pu.

Os afundamentos de tensão com magnitude inferior a 0,7 pu, como exposto na Figura 21, houve uma melhora no número de afundamentos na Barra 25 e na Barra 47. Na Barra 25 houve a redução dos AMT, de forma relevante, quando ampliou-se a participação da GD (Caso 2). Por outro lado, na Barra 47, apenas a inclusão da GD (Caso 1) acarretou na redução do número de afundamentos. No restante das barras com nível de tensão de 138 kV os valores permaneceram os mesmos em todos os casos.

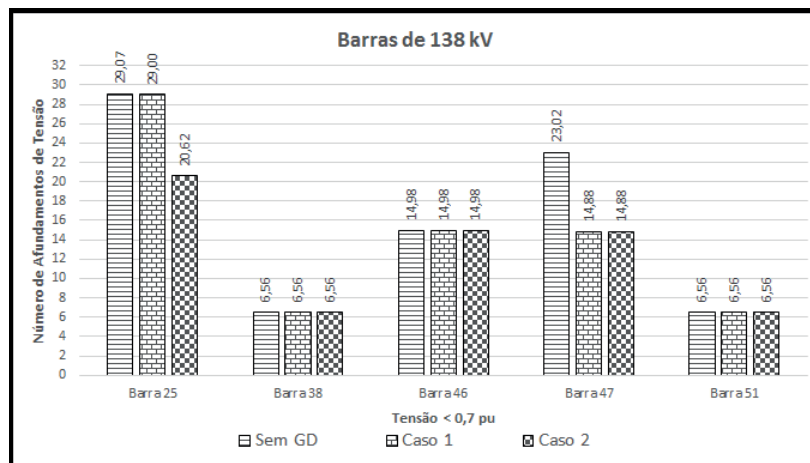


Figura 21 Barras de 138 kV – AMT < 0,7 pu.

5.5.3 Barra de 69 kV

A Figura 22, Figura 23 e Figura 24 apresentam, respectivamente, o número de afundamentos de tensão em barras de 69 kV com magnitude da tensão menor que 0,9 pu, 0,7 pu e 0,3 pu.

Na Figura 22 percebe-se que a inserção da GD, seja o Caso 1 ou o Caso 2, trouxe uma ínfima variação do número de afundamentos na maioria das barras pertencentes a essa categoria – observados na quarta casa decimal. Destacam-se a Barra 28 e a Barra 55 nas quais a conexão da GD reduziu os AMT. Salienta-se, também, que a Barra 55 é um dos pontos onde foi inserida a GD, localizada na cidade de São Borja.

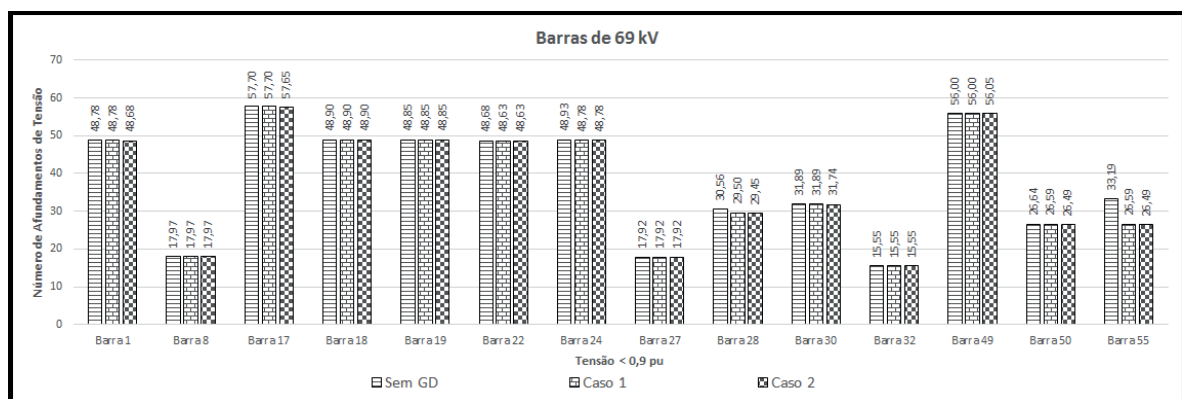


Figura 22 Barras de 69 kV – AMT < 0,9 pu.

Na Figura 23 e na Figura 24 visualiza-se o número de afundamentos de tensão com magnitude menor que 0,7 pu e menor que 0,3 pu, respectivamente.

Na Figura 23 a inserção da GD trouxe redução nos AMT na Barra 22, na Barra 50 e Barra 55. Nessa última barra mencionada a conexão da GD (Caso 1) e, posteriormente, o aumento da GD (Caso 2) acarretou na gradual redução dos AMT com magnitude inferior a 0,7 pu. Na Barra 22 a melhora nos AMT ocorreu apenas no Caso 2. Já na Barra 50 houve a redução do número de afundamentos quando conectou-se a GD e o valor permaneceu o mesmo com o aumento da geração (Caso 2). Não foram observadas alterações nas outras barras com essa severidade de AMT.

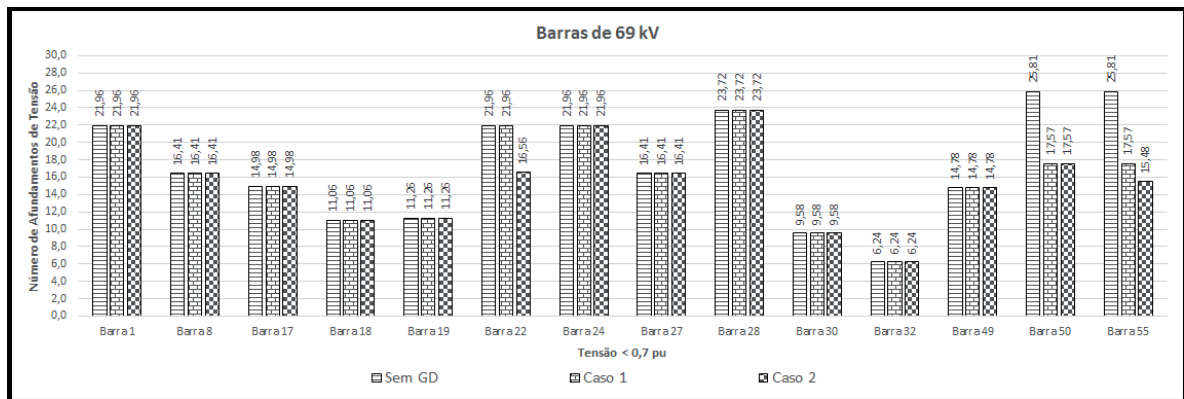


Figura 23 Barras de 69 kV – AMT <math><0,7\text{ pu}</math>

Na Figura 24, chama a atenção a Barra 24 na qual observa-se a maior redução no número de AMT. Na Barra 55 também ocorreu a redução no número de AMT. Em ambas as figuras somente houve redução quando a participação da GD foi ampliada (Caso 2).

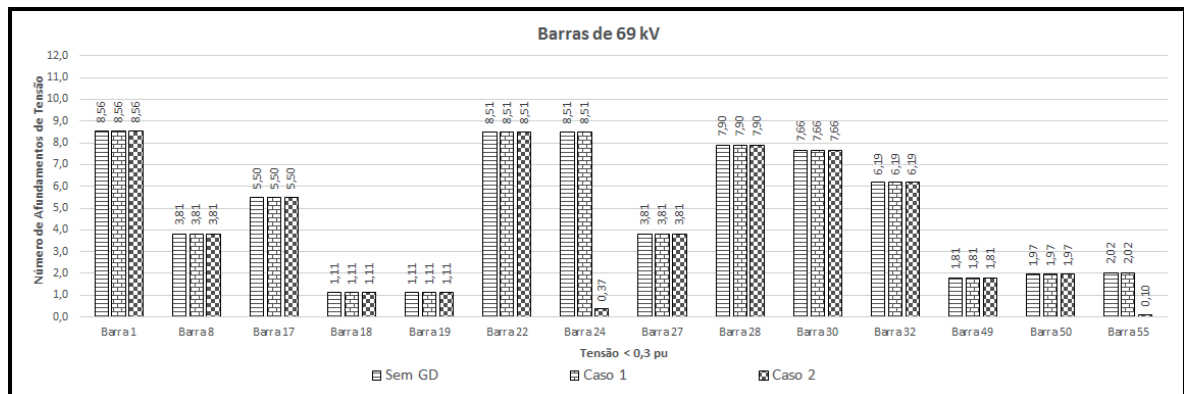


Figura 24 Barras de 69 kV – AMT <math><0,3\text{ pu}</math>

5.5.4 Barras de 13,8 kV

A Figura 25, Figura 26 e Figura 27, respectivamente, mostram o número de afundamentos com tensão eficaz menores que 0,9 pu, 0,7 pu e 0,3 pu em barras de 13,8 kV nos diferentes cenários simulados.

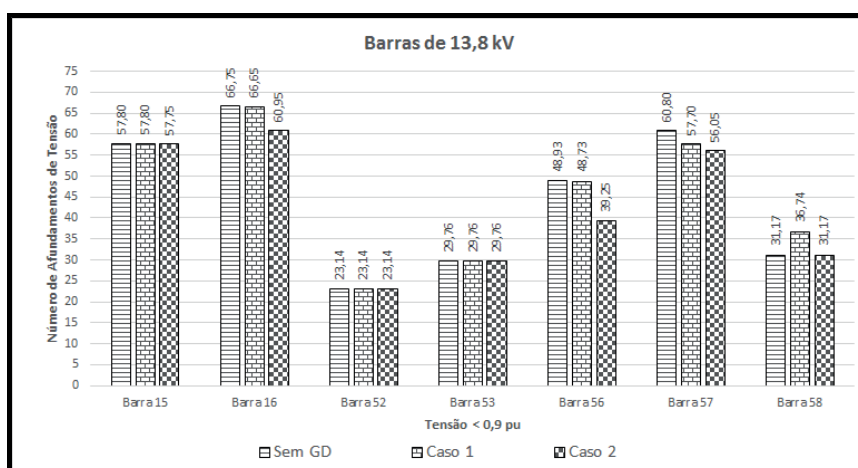


Figura 25 Barras de 13,8 kV – AMT < 0,9 pu.

Variações relevantes no número de AMT foram observadas na Barra 16 e na Barra 56 no Caso 2. A instalação da GD (Caso 1) não trouxe reduções significativas nos AMT. Na Barra 57 observa-se a redução gradual dos AMT no Caso 1 e Caso 2. Na Barra 58 chama a atenção que aumentaram os AMT quando a GD foi conectada e, posteriormente, no Caso 2 houve o retorno aos valores registrados no Caso Base.

Observando-se a Figura 26, percebe-se a diminuição dos AMT com magnitude da tensão inferior a 0,7 pu apenas na Barra 56 e na Barra 58. Na primeira, a redução ocorreu no Caso 2. E na outra barra, a redução ocorreu no Caso 1 e o mesmo valor também ocorreu no Caso 2. Nas demais barras a redução dos AMT, quando observada, ocorreu de forma ínfima.

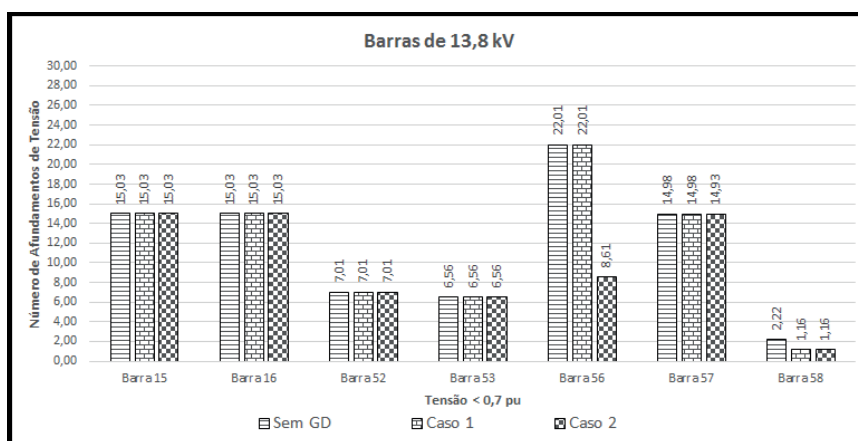


Figura 26 Barras de 13,8 kV – AMT < 0,7 pu.

O número de afundamentos de tensão com magnitude da tensão inferior a 0,3 pu são apresentados na Figura 27. Observa-se nessa categoria que ocorreu a redução dos AMT na Barra 16 (a qual registrou o mesmo valor tanto no Caso 1 como no Caso 2) e na Barra 56.

Lembra-se que foi inserida uma fonte de GD junto a Barra 56. Nas outras barras os valores permaneceram os mesmos para todos os cenários.

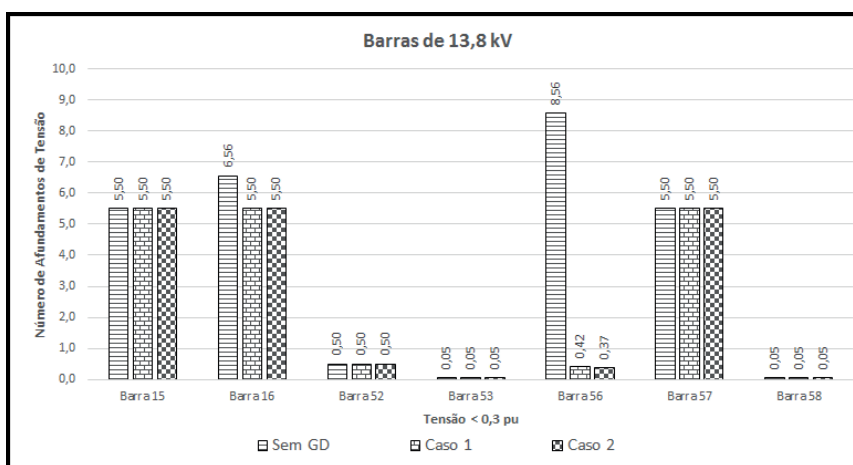


Figura 27 Barras de 13,8 kV – AMT < 0,3 pu.

5.5.5 Número total de AMT por nível de tensão

O número total de afundamentos de tensão foi separado por severidade e é apresentado de acordo com os níveis de tensão dos barramentos, como mostram as Figura 28, Figura 29 e Figura 30.

Através da análise das figuras mencionadas acima, nota-se que nas barras de 525 kV o número de AMT permaneceu o mesmo em todos os casos. Nos barramentos de 230 kV registrou-se uma singela e gradual redução no número de AMT ao inserir-se a GD e depois ao aumentar-se a sua contribuição. Registrou-se a redução nos afundamentos nas barras de 138 kV e 23 kV, de forma relevante, apenas no Caso 2. Observou-se o decréscimo dos AMT nas barras de 69 kV, de forma significativa, quando a GD foi conectada à rede. Posteriormente, ao aumenta-se a participação da GD o número de AMT praticamente não sofreu alteração. Os maiores benefícios foram identificados nas barras de 13,8 kV nas quais observou-se a redução de forma gradual dos AMT no Caso 1 e no Caso 2. Salienta-se que três das quatro fontes de geração distribuída inseridas na rede estão conectadas aos barramentos de 13,8 kV.

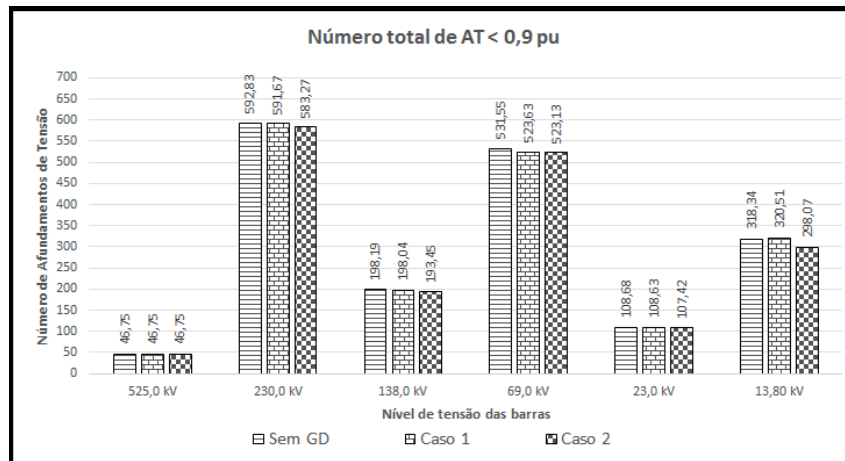


Figura 28 Número total de AMT menores que 0,9 pu.

Evidencia-se na Figura 29 a redução gradual nos AMT com tensão eficaz menor que 0,7 pu nas barras de 138 kV, 69 kV e 13,8 kV. Nos barramentos de 230 kV houve uma singela redução nos AMT com a participação da GD - no Caso 2. Por outro lado, os valores de AMT mantiveram-se os mesmos em todos os casos nas barras de 230 kV.

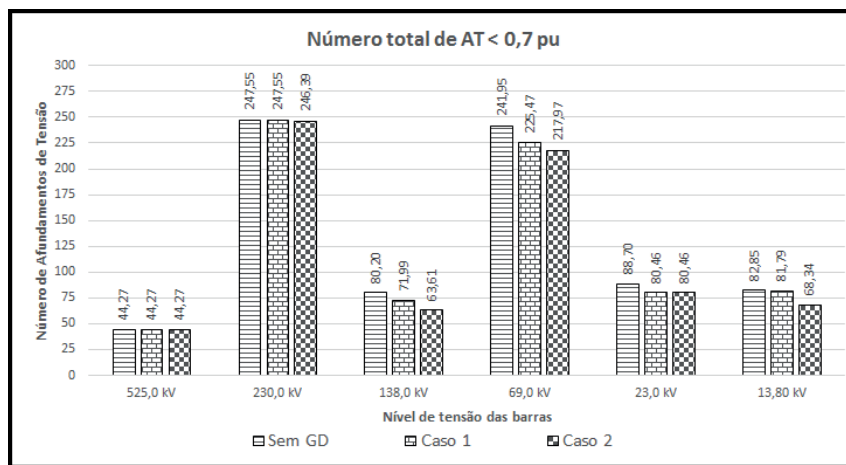


Figura 29 Número total de AMT menores que 0,7 pu.

Na Figura 30, a qual mostra o número total de AMT menores que 0,3 pu, identifica-se a diminuição dos afundamentos de tensão nas barras de 230 kV, 69 kV e 13,8 kV. Nas duas primeiras categorias citadas a melhora ocorreu no Caso 2. Já nas barras de 13,8 kV a inserção da GD (Caso 1) trouxe benefício ao sistema.

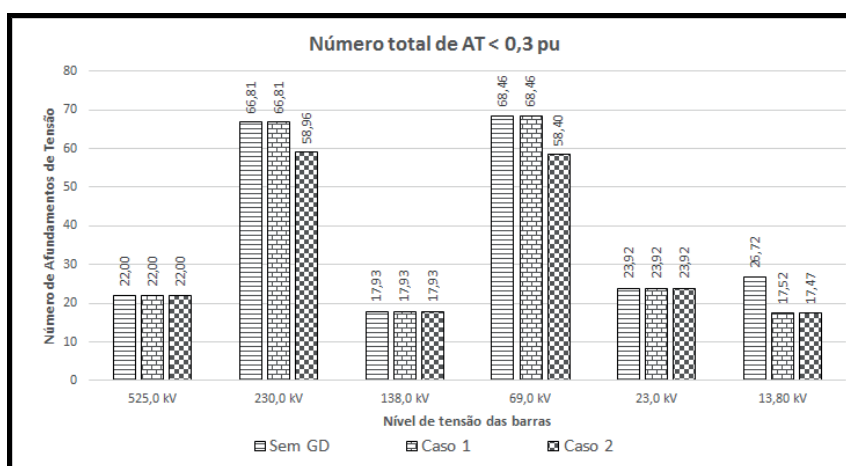


Figura 30 Número total de AMT menores que 0,3 pu.

5.5.6 Número total de afundamentos nas barras com GD

Nessa seção os afundamentos de tensão nas barras onde foram inseridas as GD são separados por intensidade do AMT. Na Figura 31, Figura 32 e Figura 33 são comparados os AMT com magnitude de 0,9 pu, 0,7 pu e 0,3 pu, respectivamente.

Comparando-se as figuras mencionadas, observa-se que a presença de geração distribuída trouxe benefícios quanto ao número de AMT nas barras onde as GD foram inseridas.

Na Figura 31, a qual tem como limiar 0,9 pu, salienta-se a diminuição dos AMT na Barra 55 no Caso 1 e o valor permaneceu sem alterações relevantes quando comparados os resultados do Caso 1 e Caso 2. Na Barra 56 a redução significativa foi observada no Caso 2. Ainda, na Barra 57 a melhora ocorreu de forma gradual ao inseriu-se a GD e, posteriormente, quando a participação das fontes foi elevada. Na Barra 58 destaca-se que a inserção da GD provocou aumento no número de AMT (Caso 1) e no Caso 2 o valor retornou ao cenário sem GD.

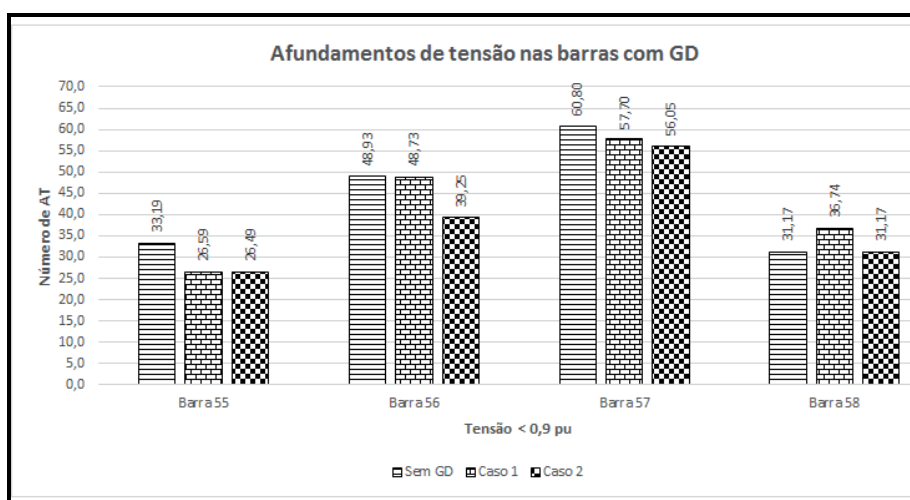


Figura 31 Barras com GD - Número total de AMT menores que 0,9 pu.

Houve um decréscimo dos AMT com magnitude da tensão menor que 0,7 pu nas barras 55, 56 e 58, como mostra a Figura 32. Na Barra 57 a variação nos AMT não foi significativa, podendo ser considerada inalterada. A Barra 55 a redução ocorreu de forma gradual e nas barras 56 e 58, a redução foi observada no Caso 2 e no Caso 1, respectivamente.

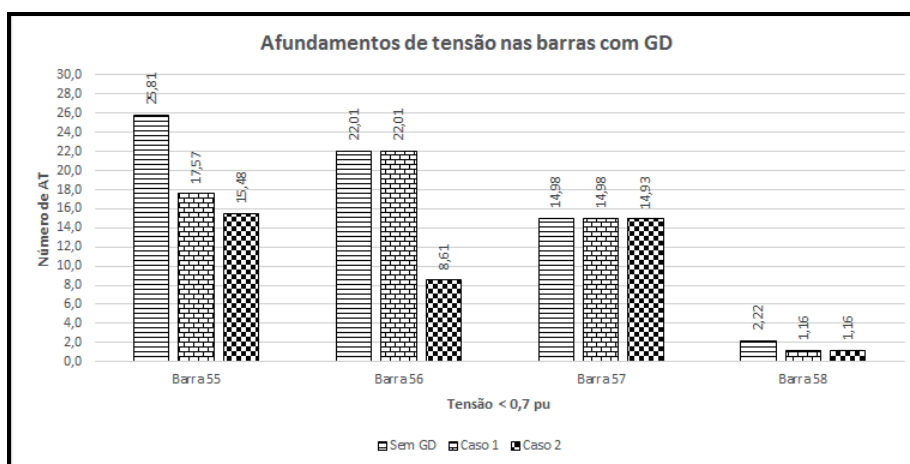


Figura 32 Barras com GD - Número total de AMT menores que 0,7 pu.

Na Figura 33 observa-se que a inserção da GD reduziu o número de AMT com magnitude da tensão menor que 0,3 pu na Barra 55 e na Barra 56. As Barras 57 e 58 mantiveram os mesmos valores em todos os casos simulados.

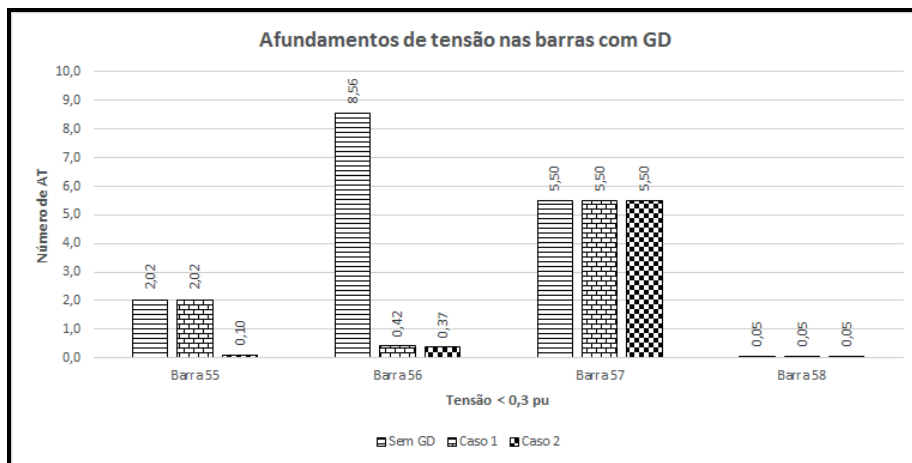


Figura 33 Barras com GD - Número total de AMT menores que 0,3 pu.

5.5.7 Valor médio da magnitude dos afundamentos – Barra 55

A Barra 55, a qual possui GD e utiliza uma máquina síncrona, tem seu desempenho quanto a magnitude do afundamento da tensão, apresentado na Figura 34, Figura 35 e na Figura 36. No eixo principal das figuras citadas são visualizados os valores da magnitude da tensão eficaz (através dos círculos) à medida que varia-se a posição (barra) em que ocorreram as faltas – eixo das abcissas. A linha tracejada mostra a média da magnitude da tensão dos afundamentos, ou seja, a média da tensão dos valores abaixo de 0,9 pu.

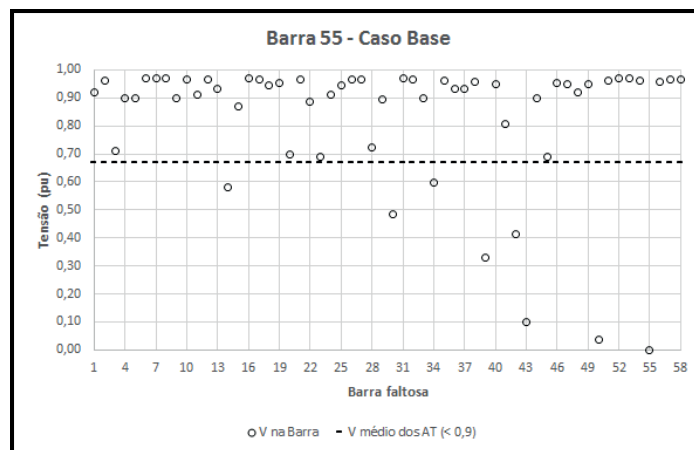


Figura 34 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 55 – Caso Base.

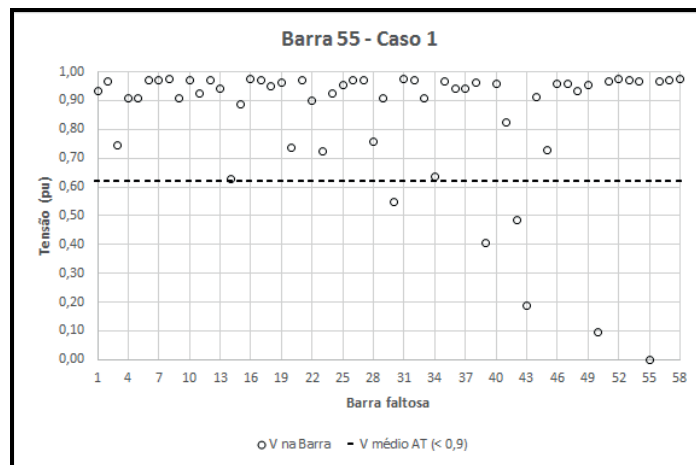


Figura 35 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 55 – Caso 1.

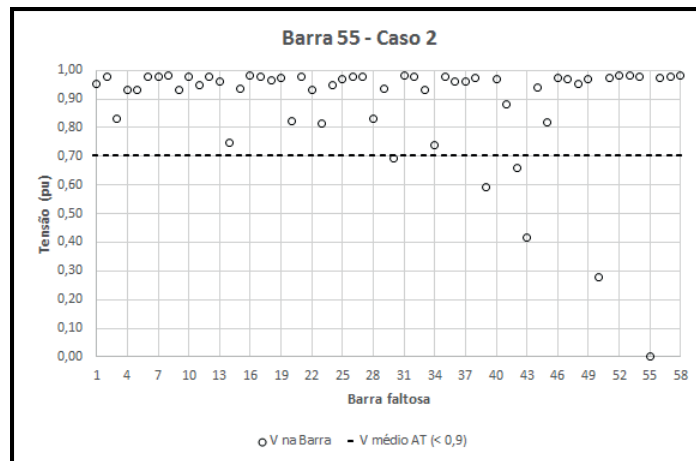


Figura 36 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 55 – Caso 2.

É apresentada na Tabela 12 a média das magnitudes dos valores eficazes da tensão na Barra 55 e o valor médio da magnitude da tensão dos AMT. Percebe-se uma pequena elevação na média da tensão eficaz, isso evidencia uma melhora, de forma geral, no nível de tensão na Barra 55. Também, ocorreu uma elevação no valor médio da tensão dos valores abaixo de 0,9 pu. Assim, percebe-se uma redução na severidade dos AMT < 0,9 pu com a participação da GD.

Tabela 12 Variação da tensão na Barra 55.

Cenário	Média da magnitude da tensão eficaz (pu)	Valor médio da magnitude dos AMT < 0,9 pu
Caso Base	0,83	0,67
Caso 1	0,85	0,62
Caso 2	0,89	0,70

5.5.8 Valor médio da magnitude dos afundamentos – Barra 56

A Figura 37, Figura 38 e Figura 39 mostram a magnitude da tensão na Barra 56 (representados pelos círculos) e o valor médio da magnitude dos afundamentos de tensão na mesma barra (linha tracejada). Destaca-se que no momento de ocorrência de uma falta na Barra 56, as Barras 22, 23 e 24, também apresentaram valores bastante intensos de AMT. Isso explica-se a serem barras adjacentes a Barra 56.

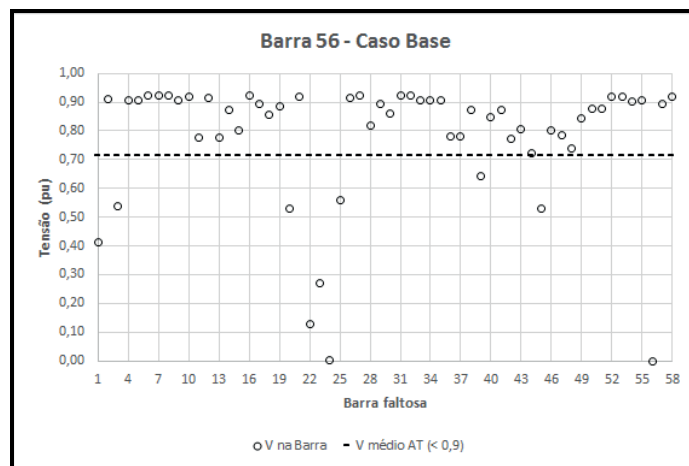


Figura 37 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 56 – Caso Base.

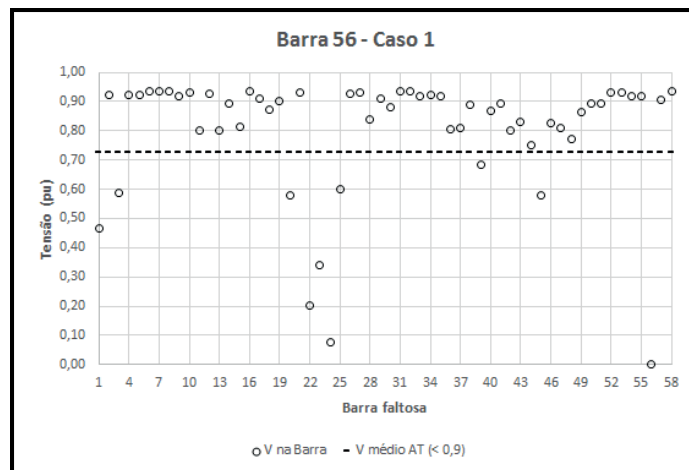


Figura 38 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 56 – Caso 1.

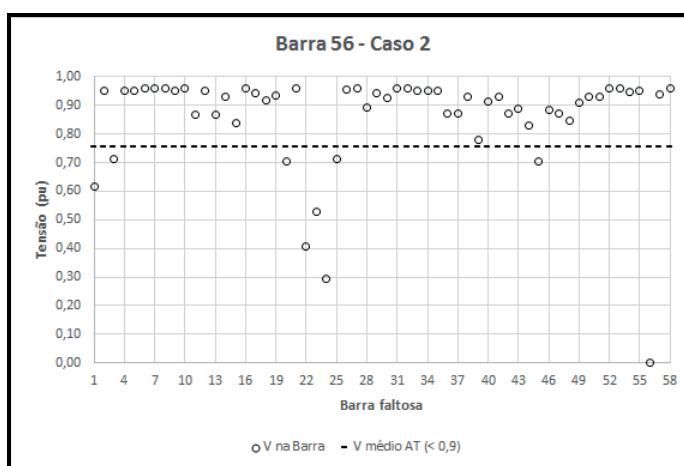


Figura 39 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 56 – Caso 2.

A Tabela 13 explicita os valores da média das magnitudes das tensões nos cenários simulado referentes a Barra 56 e a o valor médio dos afundamentos de tensão com tensão remanescente menor que 0,9 pu. Nota-se o aumento na média da magnitude da tensão eficaz a medida que a GD é inserida (Caso 1) e depois quando a potência é elevada (Caso 2). Também, observa-se a elevação no valor médio da magnitude dos AMT no Caso 2. Desta forma, a conexão da GD na Barra 56 resultou em melhoras tanto na média dos valores eficazes da tensão como no valor médio da magnitude dos AMT.

Tabela 13 Variação da tensão na Barra 56.

Cenário	Média da magnitude da tensão eficaz (pu)	Valor médio da magnitude dos AMT < 0,9 pu
Caso Base	0,78	0,72
Caso 1	0,80	0,72
Caso 2	0,86	0,76

5.5.9 Valor médio da magnitude dos afundamentos – Barra 57

Compara-se, na Tabela 14, a média da magnitude das tensões e os valores médios das magnitudes dos afundamentos na Barra 57. Observa-se um aumento na média da magnitude da tensão e no valor médio dos afundamentos de tensão no Caso 3.

Tabela 14 Variação da tensão na Barra 57.

Cenário	Média da magnitude da tensão eficaz (pu)	Valor médio da magnitude dos AMT < 0,9 pu
Caso Base	0,77	0,73
Caso 1	0,77	0,73
Caso 2	0,79	0,74

A Figura 40, Figura 41 e Figura 42 mostram os valores calculados para a tensão eficaz na Barra 57 quando ocorrem faltas (círculos) nas distintas barras do sistema. Além disso, é representado o valor médio da magnitude da tensão dos AMT menores que 0,9 pu (linha tracejada). Observa-se que ao ocorrer uma falta na Barra 46 e 47 a magnitude da tensão na Barra 57 sofre drástica redução. Isso se deve a proximidade das referidas barras, as quais são adjacentes. A inserção da GD, comparando-se a Figura 40 e Figura 41, Caso Base e Caso 1, respectivamente, não percebe-se alterações significativas.

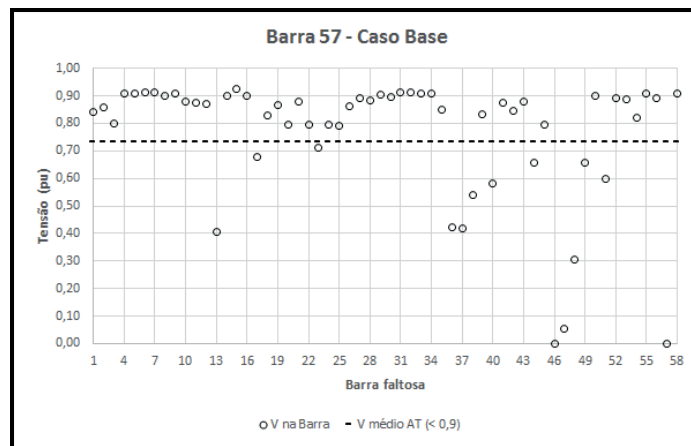


Figura 40 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 57 – Caso Base.

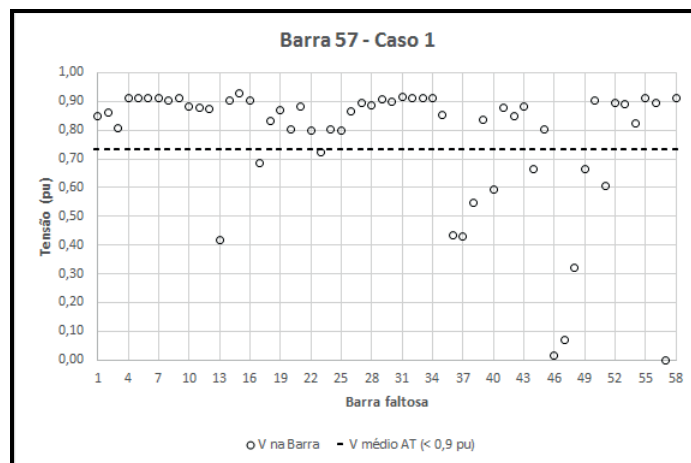


Figura 41 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 57 – Caso 1.

Contudo, no Caso 2, representado pela Figura 42, visualiza-se uma melhora na magnitude da tensão na Barra 57 quando da ocorrência de faltas em barras adjacentes, como as Barras 46 e 47.

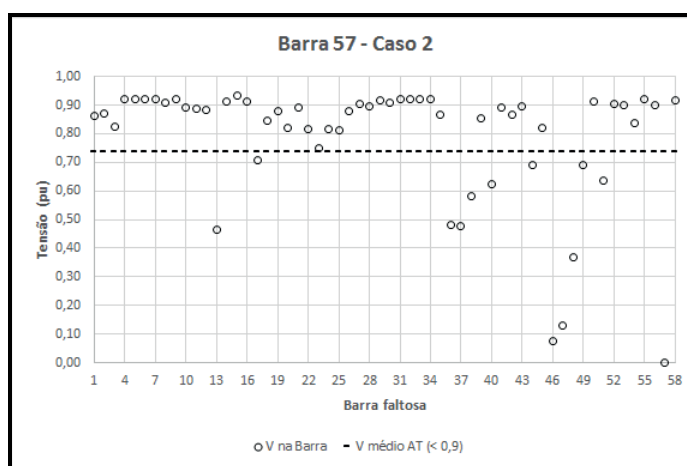


Figura 42 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 57 – Caso 2.

5.5.10 Valor médio da magnitude dos afundamentos – Barra 58

A Tabela 15 traz os valores das médias das magnitudes das tensões e o valor médio dos AMT menores que 0,9 pu calculados na Barra 58.

Comenta-se que nessa barra houve primeiro uma pequena diminuição da média da magnitude da tensão (Caso 1) quando as GDs foram inseridas. Logo, a média retornou ao valor apresentado no Caso Base. Assim, devido a proximidade dos valores calculados, não houveram alterações significativas na magnitude da tensão com a inserção da GD nessa barra. Contudo, o valor médio dos afundamentos apresentou gradual elevação quando compararam-se os cenários Caso Base, Caso 1 e Caso 2, respectivamente. Isso mostra que ao inserir-se a GD e, também, ao elevar-se a sua participação os valores que estavam abaixo de 0,9 pu sofreram uma pequena contribuição para o aumento da magnitude da tensão.

Tabela 15 Variação da tensão na Barra 58.

Cenário	Média da magnitude da tensão eficaz (pu)	Valor médio da magnitude dos AMT < 0,9 pu
Caso Base	0,88	0,78
Caso 1	0,87	0,79
Caso 2	0,88	0,82

A Figura 43, Figura 44 e Figura 45 mostram os valores da magnitude da tensão (círculo) na Barra 58 quando varia-se o ponto das faltas. Também, são representados os valores médios da magnitude da tensão dos AMT menores que 0,9 pu (linha tracejada).

A inserção da GD não trouxe melhorias no número de afundamentos de tensão na Barra 58. Ocorreu, apenas, uma pequena elevação no valor médio das magnitudes das tensões inferiores a 0,9 pu, como mostra a linha tracejada nos gráficos abaixo.

Embora o número de pontos com tensão inferior a 0,9 pu mantiveram-se os mesmos em todos os casos, nota-se a elevação dos pontos que estavam abaixo da linha tracejada.

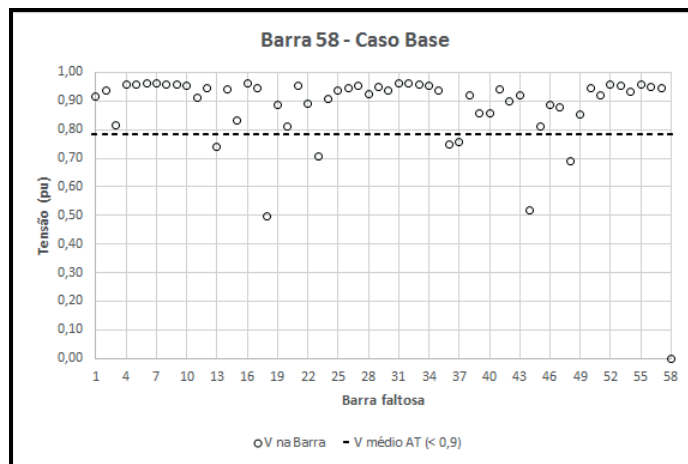


Figura 43 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 58 – Caso Base.

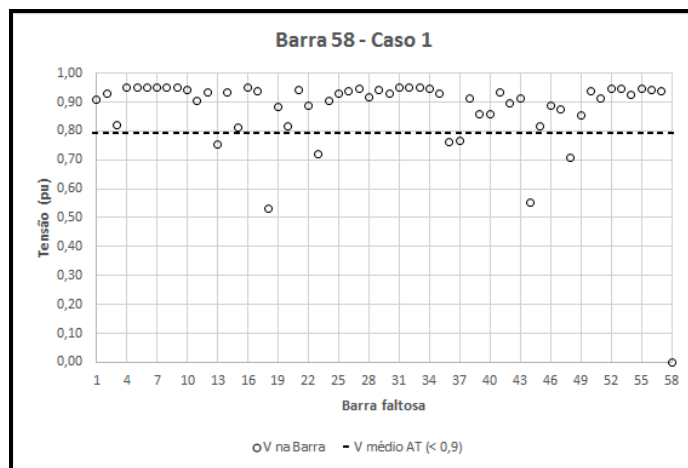


Figura 44 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 58 – Caso 1.

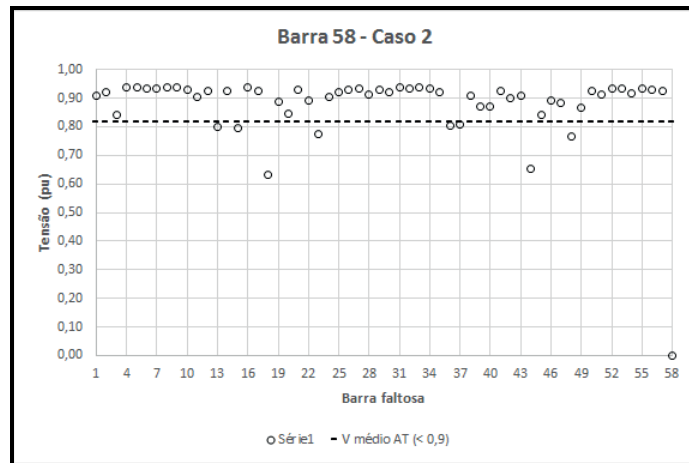


Figura 45 Variação da magnitude da tensão e valor médio dos AMT na Barra 58 – Caso 2.

6 CONCLUSÕES

A realização de estudos que analisem os afundamentos de tensão em sistemas elétricos com geração distribuída mostrou-se importante para o entendimento do comportamento da tensão quando exposta à curtos-circuitos trifásicas. Além disso, deve-se possuir o entendimento das legislações que regulamentam e incentivam o uso da geração distribuída, sobretudo devido a peculiaridades regionais. As fontes fotovoltaicas, eólicas e PCH, além das termelétricas à biomassa (também chamadas de Pequenas Centrais Termelétricas) são alternativas para a diversificação da matriz energética brasileira e, espera-se seu gradual aumento de participação na geração de EE.

Também, deve-se ter atenção quanto à influência na QEE que a inserção de GD pode trazer a rede elétrica, como os afundamentos de tensão ou, ainda, a inversão do fluxo de potência em uma rede não projetada para isso. Deve-se ter atenção especial aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL e aos Procedimentos de Rede do ONS.

Foram simulados curtos-circuitos trifásicos devido a esses provocarem afundamentos de tensão mais severos. Adotaram-se dois modelos simplificados para representação da geração distribuída: (i) fontes que utilizam máquinas síncronas (termelétricas a biomassa e PCH); e (ii) fontes que empregam inversores como interface de conexão com a rede (geração eólica e fotovoltaica). Essas representações mostraram-se satisfatórias para o estudo de afundamentos de tensão.

A modelagem no *software* EMTP-RV[®] foi satisfatória para análise do comportamento da forma de onda da tensão. Similarmente, a possibilidade de exportar os dados simulados para outra plataforma como Matlab[®] é bastante interessante para análise estatística e outros estudos.

Observou-se, de maneira geral, uma pequena redução no número de afundamentos de tensão com a inserção de fontes de geração distribuída. Além disso, aumentando-se a potência das GDs, na maioria dos casos, acarretou na diminuição dos AMT (mesmo que minimamente). Outrossim, houve o aumento da média da magnitude das tensões com a conexão de GDs no sistema elétrico. Ou seja, a tensão apresentou valores mais próximos aos nominais, sendo esta uma importante contribuição agregada ao sistema pela inserção de GD.

Além disso, a inserção das GDs promoveu na maioria das barras onde foram conectadas a elevação do valor médio dos AMT menores que 0,9 pu.

Salienta-se em alguns casos, como nas barras de 525 kV os valores de afundamentos de tensão permaneceram inalterados em todos os casos. Acredita-se que a participação da GD foi singela, o que impossibilita a observação de consequência nesse nível de tensão. Em outros casos, mesmo que os valores de redução no número de afundamentos de tensão tenham sido pequenos pode-se considerar que houveram benefícios. Sendo que em uma barra estão conectados diversos consumidores, elevar o nível de tensão nas barras e, ainda, diminuir o número de AMT traz benefícios a diversos consumidores. Além disso, o decréscimo de eventos de AMT com maior severidade é um ponto a destacar-se devido ao conhecimento que os maiores prejuízos, sejam financeiros ou técnicos, ocorrem nos afundamentos de menor magnitude da tensão.

Contudo, deve-se ter conhecimento que esse comportamento não pode ser tomado como regra, uma vez que as peculiaridades de outra topologia de rede podem acarretar em diferentes comportamentos quanto aos afundamentos de tensão. Além disso, o detalhamento na modelagem dos equipamentos mostra-se relevante para aumentar-se a realidade do sistema simulado.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Apresenta-se nesse tópico sugestões e questionamentos para trabalhos futuros.

- Simular outros tipos de faltas, tais como: fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra;
- Analisar o comportamento de outras representações para modelagem dos inversores e verificar a sua influência nos afundamentos de tensão;
- Considerar os tempos de desconexão das GD pelos sistemas de proteção e os níveis de tensão e corrente que os inversores devem se desconectar do restante do SEP;
- Comparar o desempenho da rede elétrica, quanto a afundamentos de tensão, quando inseridas: (i) apenas fontes com inversores; (ii) apenas fontes com máquinas síncronas; (iii) fontes com inversores e com máquinas síncronas, adotando-se diferentes porcentagens de participação de cada uma delas;

- Verificar as regiões de influência quando ocorrem faltas em um sistema com geração distribuída, considerando distintos tipos de fontes e vários níveis de penetração;
- Comparar outros métodos para cálculo dos afundamentos de tensão, além de emprega-los em distintas topologias de rede;
- Desenvolver uma ferramenta que auxilie na alocação da GD e qual o nível de penetração para que sejam obtidas maiores reduções no número de AMT.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, [S. l.], v. 57, n. 3, p. 195–204, Apr. 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa N° 652 de 09 de dezembro de 2003**. [S. l.], 2003. Disponível em: <<http://goo.gl/T4g185>>. Acesso em: 6 jan. 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. [S.l.], 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 10 jan. 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Resolução Normativa N° 482 de 17 de abril de 2012**. [S. l.], 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Glossário**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/glossario.cfm>>. Acesso em: 5 out. 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações da Geração - BIG**. Disponível em: <<http://goo.gl/KSDy0Z>>. Acesso em: 16 maio 2014.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 10899: Energia Solar Fotovoltaica : Termologia**. Rio de Janeiro, 2013.
- BARKER, P. P.; DE MELLO, R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2000, Seattle. **Proceedings...** Seattle: IEEE, 2000. p. 1645-1656. Disponível em: <<http://goo.gl/iqNqB4>>. Acesso em: 28 May 2014.
- BOLLEN, M. H. J. Fast assessment methods for voltage sags in distribution systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, [S. l.], v. 32, n. 6, p. 1414–1423, nov. 1996.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding power quality problems - Voltage Sags and Interruptions**. New York: John Wiley & Sons, 2000.
- BOLLEN, M. H. J.; HASSAN, F. **Integration of Distributed Generation in the Power System**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2011.
- BOLLEN, M. H. J.; YALCINKAYA, G.; HAZZA, G. The use of electromagnetic transient programs for voltage sag analysis. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON HARMONICS AND QUALITY OF POWER, 8., 1998, Athens. **Proceedings...** Athens: IEEE, 1998. p. 598-603. Disponível em: <<http://goo.gl/4Z8caX>>. Acesso em: 9 jun. 2014.
- BOLLEN, M. H. J.; GU, I. **Signal Processing of Power Quality Disturbances**. Piscataway: Wiley-IEEE Press, 2006.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Matriz Energética Brasileira 2030**. Brasília, 2007a. Disponível em: <<http://goo.gl/HLeMYk>>. Acesso em: 15 mar. 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília, 2007b. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2014.

CABRAL, R. J. **Análise numérica de curto-circuito utilizando componentes simétricas e componentes de fases para obter índices de afundamentos**. 2010. 163 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Acesso de Micro e Mini Geração com Fontes Renováveis e Cogeração Qualificada ao Sistema de Distribuição**. 2013. Disponível em: <<http://goo.gl/YE0IFp>>. Acesso em: 9 jun. 2013.

CONRAD, L. E. et al. Proposed chapter 9 for predicting voltage sags (dips) in revision to IEEE Std 493, the Gold Book. In: INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS TECHNICAL CONFERENCE, 1993, St. Petersburg. **Proceedings...** [S. l.]: IEEE, 1993. p. 43-51. Disponível em: <<http://goo.gl/8Wcu84>>. Acesso em: 9 May 2014.

DAS, J. C.; DEKKER, M. **Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics**. Atlanta: Marcel Dekker, 2002. 844 p.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2013 - Relatório Síntese**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2013. 55p. Disponível: <<http://goo.gl/lw2o23>>. Acesso em: 8 dez. 2013.

FILHO, J. M. C. *et al.* Validation of Voltage Sag Simulation Tools: ATP and Short-Circuit Calculation Versus Field Measurements. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 23, n. 3, p. 1472–1480, July 2008.

GAGGINI, A. **Handbook of Power Quality**. Bergamo: John Wiley & Sons, 2008. 642 p. ISBN: 9781281840899.

GNATIV, R.; MILANOVIC, J. V. Voltage sag propagation in systems with embedded generation and induction motors. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2001, Vancouver. **Proceedings...** [S. l.]: IEEE, 2001. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=970072>>. Acesso em: 6 June 2014.

GRAINGER, J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. Singapore: McGraw-Hill International Editions, 1994. 787 p. ISBN: 9780070612938.

HADJSAID, N.; CANARD, J.-F.; DUMAS, F. Dispersed generation impact on distribution networks. **IEEE Computer Applications in Power**, [S. l.], v. 12, n. 2, p. 22–28, Apr. 1999. Disponível em: <<http://goo.gl/NaTmWW>>. Acesso em: 11 fev. 2014.

HOFF, T. E.; WENGER, H. J.; FARMER, B. K. Distributed generation. **Energy Policy**, [S. l.], v. 24, n. 2, p. 137–147, Feb. 1996. Disponível em: < <http://goo.gl/15WQhT> >. Acesso em: 11 fev. 2014.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 446-2003**: IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications. New York, 1996.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1547-2003**: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, 2003.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 493-2007**: IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. New York, 2007.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1159-2009**: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality (Revision of IEEE Std 1159-1995). New York, 2009.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1250-2011**: IEEE Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems (Revision of IEEE Std 1250-1995). New York, 2011.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE Std 1547**: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1. New York, 2014.

INSTITUTION OF ELECTRICAL ENGINEERS. Independent generator perspective: wind turbines as embedded generators. In: IEEE Colloquium on System Implications of Embedded Generation and Its Protection and Control, 1998, Birmingham. **Proceedings...** Birmingham: IET, 1998. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=668360>>. Acesso em: 11 fev. 2013.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. 2nd. ed. Piscataway: IEEE Press, 2002. 632 p.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. Surrey: McGraw-Hill, 1994. 1176 p. ISBN: 9780070359581.

LEBORGNE, R. C. **Uma Contribuição à Caracterização da Sensibilidade de Processos Industriais Frente a Fundamentos de Tensão**. 2002. 149 p. Dissertação (Mestrado em Ciência em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2003.

LEBORGNE, R. C. **Voltage Sags Characterisation and Estimation**. 2005. 99 p. Thesis (Licenciante of Engineering) - Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2005.

LEBORGNE, R. C. **Voltage sags: Single events characterisation, system performance and source localization**. 2007. 147 p. Thesis (PhD- Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg, 2007.

LIDONG ZHAN; BOLLEN, M. H. J. Characteristic of voltage dips (sags) in power systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 15, n. 2, p. 827–832, Apr. 2000.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage Sag Stochastic Prediction Using an Electromagnetic Transients Program. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 19, n. 4, p. 1975–1982, Oct. 2004.

MARTINEZ-VELASCO, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Distributed generation impact on voltage sags in distribution networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL POWER QUALITY AND UTILISATION, 9., 2007, Barcelona. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2007. p. 1-6. Disponível em: < <http://goo.gl/r1diBS>>. Acesso em: 6 jun. 2014.

MENESES, C. A. P. **Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução do problema da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos**. 2012. 183 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2012.

MILANOVIC, J. V.; ALI, H.; AUNG, M. T. Influence of distributed wind generation and load composition on voltage sags. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [S. l.], v. 1, n. 1, p. 13-22, Jan. 2007.

NIMPITIWAN, N. et al. Fault Current Contribution From Synchronous Machine and Inverter Based Distributed Generators. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 22, n. 1, p. 634–641, Jan. 2007.

OLGUIN, G. **Stochastic Assessment of Voltage Dips Caused by Faults in Large Transmission System**. 2003. 123 p. Thesis (Licenciante of Engineering) - Chalmers University of Technology, Göteborg, 2003.

OLGUIN, G. **Voltage Dip (Sag) Estimation in Power Systems based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring**. 2005. 193 p. Thesis (Doctor of Philosophy) - Chalmers University of Technology, Göteborg, 2005.

OLGUIN, G.; VUINOVICH, F.; BOLLEN, M. H. J. An Optimal Monitoring Program for Obtaining Voltage Sag System Indexes. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S. l.], v. 21, n. 1, p. 378–384, Feb. 2006.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede - Submódulo 3.6 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão.** Disponível em: <<http://goo.gl/9XhqDK>>. Acesso em: 10 jan. 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Módulo 26.2 - Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas.** Disponível em: <<http://goo.gl/V2Q9e6>>. Acesso em: 10 jan. 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Modalidade de operação de usinas.** Disponível em: <<http://goo.gl/ttQPRH>>. Acesso em: 29 maio 2014.

PINTO, M. DE O. **Energia Elétrica - Geração, Transmissão e Sistemas Interligados.** Rio de Janeiro: LTC, 2014. 160 p. ISBN: 9788521625254.

PIUMETTO, M.; GOMEZ TARGARONA, J. C. Characterization of Voltage Sags and its Impact on Sensitive Loads in a MV System with Distributed Generation for Single-phase Fault. **IEEE Latin America Transactions**, [S. l.], v. 11, n. 1, p. 439–446, Feb. 2013. Disponível em: <<http://goo.gl/7HlwZH>>. Acesso em: 10 ago. 2013.

PIZZALI, L. F. O. **Desempenho de Redes de Distribuição com Geradores Distribuídos.** 2006. 158 p. Tese (Doutorado em Engenharia) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista - “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2006.

PLET, C. A.; GREEN, T. C. Fault response of inverter interfaced distributed generators in grid-connected applications. **Electric Power Systems Research**, [S. l.], v. 106, p. 21–28, Jan. 2014. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779613001946>>. Acesso em: 3 Mar. 2013.

POWERSYS SOLUTIONS. **EMTP-RV - User Manual - Versão 2.4.** France, 2012.

RAMOS, A. C. L. **Avaliação do impacto da impedância de falta e da geração distribuída em estudos de afundamento de tensão.** 2009. 198 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2009.

RAMOS, M. C. L.; SILVA, SELÊNIO R.; MENDES, V. F. Comportamento de Aerogeradores a Velocidade Variável Frente a Afundamentos de Tensão. In: CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA, 8. 2009, Blumenau. **Anais...** [S. l.: s. n.], 2009. Disponível em: <www.sbqee.com.br>. Acesso em: 3 jun. 2013.

RESENER, M. **Avaliação do Impacto de Controladores de Excitação na Estabilidade Transitória de Geradores Síncronos Conectados em Sistemas de Distribuição.** 2011. 111 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

RODRÍGUEZ, C. A. C. **Mecanismos Regulatórios , Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída : O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** 2002. 118 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas de Energéticos) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

ROMAGNOLI, H. C. **Identificação de barreiras à geração distribuída no marco regulatório atual do setor elétrico brasileiro.** 2005. 110 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005.

SAADAT, H. **Power System Analysis.** 2nd. ed. New York: McGraw-Hill Companies, 2004. ISBN: 9780072848694.

SALMAN, S. K.; RIDA, I. M. Investigating the impact of embedded generation on relay settings of utilities electrical feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, [S. l.], v. 16, n. 2, p. 246–251, Apr. 2001.

SANKAN, C. **Power Quality.** New York, Washington: CRC Press, 2002. 202 p. ISBN: 0849310407.

SHORT, T. A. **Distribution Reability and Powe Quality.** New York, Washington: EPRI Solutions, 2006. 269 p. ISBN: 9780849395758.

SILVA, J. A. M. **Análise comparativa dos resultados de simulação de afundamentos de tensão utilizando programas de curto-circuito e de transitórios eletromagnéticos.** 2004. 191 p. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, 2004.

SILVA, J. C. B. **Otimização de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Geração Distribuída.** 2002. 193 p. Tese (Doutorado em Engenharia) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002.

STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência.** 2 ed. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1986. 347 p.

TOLMASQUIM, M. **Fontes renováveis de energia no Brasil.** Rio de Janeiro: Interciência, 2003. 512 p. ISBN: 8571930953.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO. Centro De Pesquisa Em Energia Elétrica. **Atlas Solarimétrico do Brasil.** Recife: [s.n.], 2000. 111 p. Disponível em: <<http://goo.gl/XqQKQJ>>. Acesso em: 03 mar. 2013.

WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION. **Key Statistics of World Wind Energy - Report 2013.** Shanghai: [s.n.], 2013. Disponível em: <<http://goo.gl/S66TIu>>. Acesso em: 30 May 2014.

WOULD ALLIANCE FOR DECENTRALIZED ENERGY. **Rooftop/local wind turbines.** Disponível em: <http://www.localpower.org/deb_roof_top.html>. Acesso em: 30 May 2014.

ZANETTA JR, L. C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo: Livraria da Física, 2006. 312 p. ISBN: 9788588325418.

APÊNDICE A DADOS DOS TRANSFORMADORES

Tabela 16 Dados Elétricos dos Transformadores de Três Enrolamentos.

Nome	Primário			Secundário			Terciário		
	Tensão [kV]	R [Ω]	X _L [Ω]	Tensão [kV]	R [Ω]	X _L [Ω]	Tensão [kV]	R [Ω]	X _L [Ω]
T_4770	230	2,7508	82,5769	69	0,0143	-0,5428	13,8	0,0061	0,1874
T_4773	230	2,7508	82,5769	69	0,0143	-0,5428	13,8	0,0061	0,1874
T_5743	69	0,1619	-0,3523	230	2,0102	140,08	13,8	0,0301	0,2491
T_5902	230	2,0102	95,749	69	0,1524	-0,5618	13,8	0,002	0,1971
T_5903	230	1,9573	95,6432	69	0,1476	-0,5142	13,8	0,002	0,191
T_5907	230	1,9573	137,91	69	0,1571	-0,2619	13,8	0,33	0,2544
T_5913	13,8	0,047	-0,0842	138	6,7035	113,65	13,8	0,01	0,6024
T_5927	69	0,1904	-0,9903	138	0,9522	53,5708	13,8	0,6856	23,1004
T_5933	13,8	0,047	-0,084	138	7,7035	113,5	13,8	0,01	0,6031
T_5957	69	0,2142	-0,757	230	2,5921	149,13	13,8	0,0032	0,2708
T_5958	69	0,1619	-0,3523	230	2,0102	140,08	13,8	0,0301	0,2491
T_5987	230	2,7508	82,5769	138	0,0143	-0,5428	13,8	0,0061	0,1874
T_6094	230	2,1689	149,76	69	0,1285	-0,8903	13,8	0,0032	0,2929
T_6095	230	2,0102	153,09	69	0,1143	-1,1046	13,8	0,0133	1,4938
T_6098	230	2,0102	153,09	69	0,1143	-1,1046	13,8	0,0133	1,4938
T_6111	69	7,0748	59,5792	13,8	0,2047	-1,733	13,8	0,0889	27,5281
T_6113	69	7,2891	61,355	13,8	0,0086	-0,0714	13,8	0,0037	1,1343
T_6115	138	1,4473	33,6698	69	0,8284	8,4174	13,8	0	0,2862
T_6117	138	1,6187	33,8412	69	0,7903	8,4603	13,8	0	0,2876
T_6805	230	0,8993	59,4067	138	0,8951	-1,6568	138	172,86	30,356
T_6871	230	2,7508	82,5769	138	0,0143	-0,5428	13,8	0,0061	0,1874
T_6888	230	2,0102	140,4	69	0,1619	-0,1904	13,8	0,0299	0,2483
T_6916	230	2,0102	140,4	69	0,1619	-0,3904	13,8	0,33	0,2483
T_6925	69	0,1524	-0,557	230	2,0102	95,6961	13,8	0,0185	0,1973
T_6931	230	1,058	90,459	69	0,0809	-0,3856	13,8	0,0152	0,1663
T_6949	69	1,1236	19,1345	23	0,1159	-0,1582	13,8	0,0018	0,331
T_6972	69	0,4285	18,9821	23	0,0444	-0,1561	13,8	0,0159	0,3561
T_6974	69	0,4285	18,9821	23	0,0444	-0,1561	13,8	0,0159	0,3561
T_6976	69	1,1236	19,1345	23	0,1159	-0,1582	13,8	0,0018	0,331
T_6984	69	0,3809	20,4866	69	0,0365	-0,1688	13,8	0,0159	0,4106
T_6993	23	0	-0,5105	69	0	62,012	13,8	0	1,0619
T_7000	69	0,3761	19,682	23	0,036	-0,1619	13,8	0,0159	0,3691
T_5826	69	0,0762	-0,5523	230	1,0051	93,104	13,8	0,0018	0,1769
T_6941	69	0,0762	-0,5285	230	1,0051	92,8395	13,8	0,0158	0,2219
T_6892	69	0,0762	-0,5523	230	1,0051	93,104	13,8	0,0162	0,1769
T_6912	23	0,0365	-0,1688	69	0,3809	20,4866	13,8	0,0159	0,3538
T_6706	23	0,036	-0,1619	69	0,3761	19,682	13,8	0,0159	0,3695

Tabela 17 Dados Elétricos dos Transformadores de Dois Enrolamentos.

Nome	Primário			Secundário		
	Tensão [kV]	R [Ω]	X _L [Ω]	Tensão [kV]	R [Ω]	X _L [Ω]
T_35200	13,8	0,0200	0,6509	69	0,4999	16,2731
T_35201	13,8	0,0200	0,6540	69	0,4999	16,2493
T_5989	13,8	0,0095	0,2796	230	2,645	77,6572
T_6352	230	0,0529	57,661	525	0,2756	3,3875
T_6354	230	0,0529	6,6125	525	0,2756	1,3731

APÊNDICE B DADOS DAS LINHAS

Tabela 18 Dados das linhas modeladas.

Nome	Tensão [kV]	Seq. Positiva/Neg		Seq. Zero	
		R [Ω]	X _L [Ω]	R [Ω]	X _L [Ω]
LT 4717 - 5901	69	1,6644	5,6561	5,4100	18,9250
LT 4768 - 5900	230	4,3378	52,6355	22,1651	57,3965
LT 4768 - 5985	230	10,4742	49,6202	53,3230	136,1100
LT 4769 - 5769	69	0,5332	1,8092	1,7378	6,0465
LT 5701 - 5706	230	12,2199	61,2053	47,6100	176,3700
LT 5701 - 5820	230	12,9605	64,6967	60,4120	165,7900
LT 5701 - 5825	230	8,3582	41,6852	35,7600	146,8500
LT 5701 - 5955	230	9,1517	50,8898	46,8690	131,2400
LT 5701 - 5995	230	12,3786	59,9886	44,3830	182,8800
LT 5701 - 5995	230	0,7935	3,7559	2,8019	11,5851
LT 5702 - 6105	69	0,7380	2,1520	2,0187	7,4462
LT 5706 - 5990	230	0,6348	3,0682	2,3805	8,8872
LT 5751 - 5970	230	13,2250	73,3194	55,3330	211,2800
LT 5764 - 5765	230	0,2116	1,0580	0,9522	2,5392
LT 5764 - 5935	230	5,9248	33,0625	30,4175	85,2219
LT 5764 - 5935	230	6,1364	31,3697	29,5710	109,5000
LT 5764 - 5970 A	230	2,0631	11,6380	8,5698	33,2212
LT 5764 - 5970 B	230	2,0631	11,7967	6,1893	35,2843
LT 5815 - 5985	230	12,9076	70,8860	65,3320	182,5600
LT 5825 - 5905	230	5,3958	26,9790	25,2333	69,1932
LT 5825 - 5995	230	6,6654	56,9204	37,8240	200,4400
LT 5825 - 6360	230	11,9554	97,1244	67,6060	358,4500
LT 5885 - 5970	230	17,8273	98,4998	90,9650	256,5700
LT 5900 - 6360	230	0,2645	1,9573	1,7457	7,6176
LT 5905 - 6092	230	10,3684	56,6030	42,2670	162,2400
LT 5906 - 6775	69	3,0137	4,5753	6,5749	10,9979
LT 5920 - 5970	230	11,6909	63,9032	58,9830	164,6200
LT 5930 - 5975	138	18,4155	44,5173	47,5340	127,3300
LT 5930 - 6676	138	1,5235	4,7800	4,6086	13,8640
LT 5935 - 5955	230	7,3002	40,5214	37,2420	105,0600
LT 5965 - 5985	230	2,3531	27,1906	25,3391	80,1435
LT 5970 - 5985	230	2,7508	15,1823	13,9656	39,0931
LT 5975 - 5986	138	1,0665	3,8469	2,7233	13,2737
LT 5985 - 5999	230	18,2505	69,6194	62,4220	195,3100
LT 5990 - 5995	230	0,4761	2,5921	1,9044	7,4060
LT 6092 - 6360	230	6,2951	25,0198	26,2860	101,6200
LT 6107 - 6676	138	30,6040	115,4800	92,8400	279,5100
LT 5702 - 6723	69	0,7380	2,1520	2,0187	7,4462

APÊNDICE C DADOS DOS GERADORES

Tabela 19 Dados dos geradores equivalentes.

Descrição	Tensão* [kV]	X _L **[Ω]
Eq_SLivramento	230,0	50,9978
Eq_URUG_5_5900	230,0	20,7953
Eq_SVI_6994	23,0	7,4298
Eq_CANDELARIA_6751	230,0	7,2352
Eq_PPETRO_5885	230,0	7,2352
Eq_SCRUZ1_5920	230,0	30,4408
Eq_VAIRES_5999	230,0	33,0253
Eq_LAJEAD2_5815	230,0	31,2150
Eq_SE_JACUI_5975	138,0	10,2691
Eq_TAPERA2_5965	230,0	24,8368
Eq_GARABI_6500	525,0	101,5567
Eq_GARABI_II_6499	525,0	131,6135
Eq_ITA_6229	525,0	14,4155
Eq_SE_STOANGELO2_5900	230,0	13,3050
Eq_TAPERA2_5965	230,0	24,8368

*Nota: *Refere-se a tensão no ponto de conexão. **Mesmos valores para sequência positiva, negativa e zero.*

Tabela 20 Dados dos geradores modelados.

Nome	Tensão [kV]	R [Ω]			X _L [Ω]		
		Positiva	Negativa	Zero	Positiva	Negativa	Zero
G_UPRE_G1_5989	13,8	0	0	0	0,6793	0,6793	0,6793
G_UPRE_G2_5988	13,8	0	0	0	0,6793	0,6793	0,6793
G_SBORJ_3_6776	13,8	0	0	0	5,0000	5,0000	5,0000
G_UITA_5961	13,8	0	0	INF	0,2975	0,2975	INF
G_UITA_5969	13,8	0	0	INF	0,2975	0,2975	INF
G_UITA_5960	13,8	0	0	INF	0,2975	0,2975	INF
G_UITA_5968	13,8	0	0	INF	0,2975	0,2975	INF
G_ALEGRETE_A_35201	13,8	0,0091	0,0091	INF	0,7848	0,7848	INF
G_ALEGRETE_A_35200	13,8	0,0091	0,0091	INF	0,7848	0,7848	INF

Nota: foi adotado para INF o maior valor aceito pelo software.

APÊNDICE D DADOS DAS FALTAS

Barra	Descrição	Comprimento [m]	Taxa de Faltas	Nº Faltas
6723	ALEGRETE 4	*	0,1200	0,0500
6751	CANDELÁRIA	4,6400	0,0232	0,1076
5705	DER UTUR	*	0,0232	0,0500
6500	GARABI	66,0500	0,0150	0,9908
6499	BARABI 2	6,0000	0,0150	0,0900
6971	IJUÍ 1	*	0,1700	0,0500
6973	IJUÍ 1	*	0,1700	0,0500
5769	IJUÍ	8,7500	0,1200	1,0500
6229	ITÁ	111,2500	0,0150	1,6688
5815	LAJEADO 2	68,3000	0,0232	1,5846
5820	LIVRAMENTO 2	64,1450	0,0232	1,4882
5885	POLO PETROQUÍMICO	98,4300	0,0232	2,2836
5764	DONA FRANCISCA	22,9650	0,0232	0,5328
6092	MISSÕES	88,0000	0,0232	2,0416
6705	SANTA MARIA 1	*	0,5000	0,0500
6758	SANTA MARIA 1	*	0,5000	0,0500
5928	SANTA MARIA 1	*	0,1200	0,0500
5956	SÃO VICENTE - A	45,6500	0,1200	0,0500
5957	SÃO VICENTE - B	45,6500	0,1200	0,0500
5990	URUGUAIANA 5	*	0,0232	0,0500
5999	VENÂNCIO AIRES	68,0100	0,0232	1,5778
5702	ALEGRETE 2	2,6750	0,1200	0,0500
5701	ALEGRETE 2	350,8650	0,0232	8,1401
6105	ALEGRETE	2,6750	0,1200	0,3210
6107	ALEGRETE	90,0000	0,0600	5,4000
4768	IJUÍ 2	73,6300	0,0232	1,7082
4769	IJUÍ 2	8,7500	0,1200	1,0500
5827	MAÇAMBARÁ	*	0,1200	0,0500
6913	MAÇAMBARÁ	*	0,1700	0,0500
6093	MISSÕES	*	0,1200	0,0500
6975	SANTO ÂNGELO 2	*	0,1700	0,0500
5901	SANTO ÂNGELO 2	*	0,1200	0,0500
6350	SANTO ÂNGELO	183,3000	0,0150	2,7495
6985	SÃO BORJA 2	*	0,1700	0,0500
5920	SANTA CRUZ 1	64,7000	0,0232	1,5010
5765	DONA FRANCISCA	0,8000	0,0232	0,0186
5970	ITAÚBA	204,9350	0,0232	0,0500
5975	USINA JACUÍ	*	0,0600	0,0500
5825	MAÇAMBARÁ	338,1650	0,0232	7,8454

5985	USINA PASSO REAL	278,5800	0,0232	6,4631
5900	SANTO ÂNGELO 2	24,6100	0,0232	0,5710
6360	SANTO ÂNGELO	240,0000	0,0232	5,5680
5905	SÃO BORJA 2	82,7500	0,0232	1,9198
5955	SÃO VICENTE - A	45,6500	0,0232	1,0591
5995	UTE URUGUAIANA	*	0,0232	0,0000
5930	SANTA MARIA 1	*	0,0600	0,0500
6676	SANTA MARIA 3	90,0000	0,0600	5,4000
5935	SANTA MARIA 3	45,6500	0,0232	1,0591
5937	SANTA MARIA	45,6500	0,1200	0,1500
5906	SÃO BORJA 2	*	0,1200	0,0500
5986	USINA PASSO REAL	*	0,0600	0,0500
5989	UPRE G1	*	0,5000	0,5000
5988	UPRE G2	*	0,5000	0,0500
5965	TAPERA 2	26,1000	0,0232	0,6055
6775	SÃO BORJA 3	*	0,1200	0,0500
6103	ALEGRETE B	*	0,5000	0,0500
5931	SANTA MARIA 1	*	0,5000	0,0500
6993	SÃO VICENTE - A	*	0,5000	0,0500

*Nota: *Quando a informação estava associada a um ponto, adotou-se o valor de 0,05 faltas/ano.*

APÊNDICE E NORMAS RELACIONADAS À QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DE ACORDO COM O IEEE

Serão apresentadas algumas das normatizações nacionais e internacionais, além de documentos relacionados com o tema ou interesse dos fundamentos de tensão.

- IEEE Std 1159-2009 – “*IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*” (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2009).

Traz as recomendações e definições para a identificação e monitoramento dos principais fenômenos que afetam a qualidade de energia elétrica. Além disso, facilita no momento da interpretação dos dados coletados para avaliação dos fenômenos.

- IEEE Std 1250-2011 – “*IEEE Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems*” (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2011).

Essa forma é uma revisão da versão de 1995, a qual teve, por exemplo, seu título alterado. Anteriormente, chamava-se “*IEEE Guide for Service to Equipment Sensitive to Momentary Voltage Disturbance*”. Na nova versão, foram adicionados as caracterizações e comportamentos esperados para diferentes níveis de sistemas elétricos.

- IEEE Std 446-1995 – “*IEEE Recommend Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications*” (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 1996).

Objetiva auxiliar nas operações industriais e comerciais evitando ou mitigando os efeitos dos principais fenômenos que afetam a qualidade da energia elétrica, entre eles os fundamentos de tensão.

- IEEE Std 493-2007 – “*IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*” (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2007).

APÊNDICE F CONSIDERAÇÕES SOBRE INVERSORES – IEEE STD 1547:2003

Para as fontes de geração distribuída com capacidade instalada, medida no PCC, de até 10 MVA e frequência de operação da rede de 60 Hz, o IEEE normatiza os tempos de desconexão da GD, na norma IEEE Std 1547 (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003).

Para o interesse dessa dissertação, ressaltam-se as alterações propiciadas pelas emendas, as quais especialmente referem-se aos tempos para desconexão da GD em caso de anormalidades na tensão de operação. Os novos tempos para os diferentes desvios de tensão são mostrados na Tabela 21.

Tabela 21 Comportamento para desconexão frente a situações anormais de operação.

V_{PCC} (% em relação a tensão nominal)	Tempo para desconexão (s)	Tempo para desconexão: ajustável até a desconexão (s)
$V < 45$	0,16	0,16
$45 \leq V < 60$	1	11
$60 \leq V < 88$	2	21
$110 < V < 120$	1	13
$V \geq 120$	0,16	0,16

Fonte: (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014)

Também, a norma estabelece que o limite de corrente contínua injetada no PCC não deve ser superior a 0,5 % da potência nominal total no referido ponto.

ANEXO A CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DAS USINAS

As informações apresentadas, a seguir, podem ser encontradas na íntegra em (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2011) e um resumo é disponível na página web do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2014).

As usinas são classificadas em três modalidades, a seguir descritas:

Tipo I

- Usinas conectadas a rede básica – independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária; ou
- Usina cuja operação hidráulica possa afetar a operação de usinas do Tipo I já existentes; ou
- Usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para rede de operação.

Tipo II

- Usinas não classificadas como Tipo I, mas que afetam os processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, normatização, pré-operação e pós-operação. As usinas deste grupo são classificadas em dois subgrupos: Tipo II-A e Tipo II-B.
 - **Tipo II-A:** Usinas Térmicas – UTEs não classificadas como Tipo I e que têm Custo Variável Unitário – CVU declarado.
 - **Tipo II-B:** Usinas não classificadas como Tipo I, para as quais se identifica a necessidade de informações ao ONS, para possibilitar a sua representação individualizada nos processos de planejamento, programação da operação, operação em tempo real, normatização, pré-operação e pós-operação.

Tipo III

- Usinas, individualmente, não classificadas nas modalidades anteriores

ANEXO B TERMOLOGIA ENCONTRADA NA NORMA ABNT NBR 10899 – ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – TERMOLOGIA

- Área ativa da célula fotovoltaica: superfície exposta à radiação solar.
- Arranjo fotovoltaico: conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente interligados, incluindo a estrutura de suporte. Um arranjo fotovoltaico não inclui sua fundação, rastreador solar, controle térmico e outros elementos similares. Em inglês é referenciado como *Photovoltaic Array* ou *PV Array*.
- Célula fotovoltaica: dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em elétrica.
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): corrente de saída de um gerador fotovoltaico, na condição de curto-circuito e para valores preestabelecidos de temperatura e irradiação (*Short Circuito Current* – I_{sc}).
- Inversor: conversor estático de potência que converte a corrente contínua do gerador FV em corrente alternada. Pode ser denominado subsistema de condicionamento da potência, sistema de conversão de potência ou unidade de acondicionamento de potência.
- Inversor com função anti-ilhamento: inversor que deixa de fornecer energia à rede elétrica, quando esta estiver fora das especificações normais de operação de tensão e/ou frequência.
- Irradiação solar: irradiação solar, integrada durante o intervalo de tempo, normalmente 1h ou um dia, medida em watts-hora por metro quadrado ou *joule* por metro quadrado, simbolizado por I , quando integrado no tempo de 1 hora, ou por H , quando integrado no tempo de um dia.