



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
E DE COMPUTAÇÃO

**Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta
e da Geração Distribuída em Estudos de
Fundamentos de Tensão**

Alessandro Cândido Lopes Ramos

Orientador: Prof. Dr. Bernardo Pinheiro de Alvarenga

Co-orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Goiânia

2009

Alessandro Cândido Lopes Ramos

**Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta
e da Geração Distribuída em Estudos de
Afundamentos de Tensão**

Dissertação apresentada à coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação como partes dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação.

Área de concentração: Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Bernardo Pinheiro de Alvarenga.

Co-orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne.

Goiânia

2009



Universidade Federal de Goiás
Escola de Engenharia Elétrica e de Computação
Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica e de Computação




FOLHA DE APROVAÇÃO

“Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta e da Geração Distribuída em Estudos de Afundamentos de Tensão”

ALESSANDRO CÂNDIDO LOPES RAMOS

Dissertação defendida e aprovada pela banca examinadora constituída pelos senhores:




Prof. Dr. Bernardo Pinheiro de Alvarenga – Orientador (EEEC/UFG)



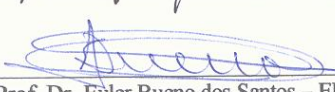
Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, Co-Orientador – UFRGS



Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho – UNIFEI



Prof. Dr. Adalberto José Batista – EEEEC/UFG



Prof. Dr. Euler Bueno dos Santos – EEEEC/UFG

Goiânia, 21 de setembro de 2009

Dedico este trabalho aos meus queridos e amados irmãos André Cândido Lopes Ramos (*f*) e Adriano Cândido Lopes Ramos (*f*) que tiveram suas vidas interrompidas por covardes do crime. Este trabalho eu também dedico ao meu avô Gabriel Lopes de Queiroz (*f*). Por fim quero dedicar este trabalho ao meu filho Abel Queiroz Lopes Ramos que em sua inocência de bebê não soube distinguir o motivo de tamanha ausência.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me dar saúde e força para conseguir conciliar simultaneamente, o penoso serviço em escala de revezamento no COS da CELG e a concretização deste trabalho. Por ele estar sempre comigo em todos os momentos de minha vida, me amparando e encaminhando sempre para o bom caminho.

Aos meus queridos irmãos André (*f*), Adriano (*f*) e Aurélio, pela força, união, amizade, confiança, ajuda, momentos de descontração, fidelidade e pelo amor eterno que sempre levaremos uns pelos outros.

A toda minha família pelas orações, atenção, incentivo, amizade e apoio prestados, em especial ao meu filho Abel que diariamente me incentivou dar-lhe o bom exemplo, minha esposa Carla pelos cuidados, aos meus pais Raimundo Lopes Ramos e Dalva Maria Lopes, pela educação e princípios fornecidos em toda a minha criação. Também dedico este trabalho a minha avó Maria Abadia de Queiroz, exemplo de vida que, durante a realização desta dissertação, passou pela dor de perder o marido e dois netos queridos e, mesmo assim, nunca deixou de acreditar no criador de todas as coisas.

Agradeço ao professor Adalberto José Batista pela orientação, incentivo e pela valiosa troca de experiências no decorrer deste trabalho. Pela coragem e dinamismo em que aceitou ser orientador da presente dissertação, cujo tema ora proposto por mim, estava até então, fora de sua área de atuação.

Agradeço ao professor Roberto Chouhy Leborgne pela co-orientação, incentivo e, principalmente, pela humildade em que sempre compartilhou seus conhecimentos na área de fundamentos de tensão, mesmo antes de ser o Co-orientador deste trabalho.

Aos professores Dr. Rodrigo Pinto Lemos, Dr. Antônio Melo de Oliveira, Dr. Elder Geraldo Domingues pelos conhecimentos adquiridos, através das disciplinas de Processamento Digital de Sinais, Processos Estocásticos, Qualidade e Racionamento de Energia Elétrica e Finanças corporativas – abordagem retorno x risco.

Meus sinceros agradecimentos à CELG que forneceu a estrutura adequada para que pudesse, nas dependências da mesma e com a infra-estrutura despendida a mim, complementar o presente trabalho de dissertação. Um agradecimento especial para os seguintes setores: Departamento de Estudos da Operação e Proteção, Setor de Planejamento da Distribuição e Centro de Operação do Sistema, representados respectivamente pelos senhores João de Oli-

veira e Alair, Isabel e Estevão, Francisco José Bitencourt, que compartilharam conhecimento e dados técnicos que foram de suma importância para a concretização deste trabalho.

Meu sincero agradecimento ao colega e Engenheiro Eletricista Pedro Henrique Mota Emiliano que ofereceu seus conhecimentos em linguagem de programação JAVA para a implementação, sob minha orientação, da ferramenta computacional ANAFAS-GUI, que foi muito utilizada neste trabalho.

Ao colega de laboratório Carlos Leandro Borges da Silva pelo companheirismo durante este trabalho, aos funcionários da secretaria do mestrado, João e Dulce.

Agradeço à senhora Gení, secretária da presidência da CELG, pelo apoio, confiança e por sua sincera amizade.

Agradeço à senhora Vilma Maria Rodrigues, chefe do Departamento de Recursos Humanos da CELG G&T, pelas mensagens de apoio nos momentos tenebrosos em que passei no período de desenvolvimento deste trabalho.

Meus agradecimentos aos colegas operadores de sistema que possibilitaram o gerenciamento da escala do setor de tempo real do COS, onde trabalho.

Por fim, meus agradecimentos a todos aqueles que, de forma direta ou indireta contribuíram para o dinamismo em minhas atividades, possibilitando a subida de mais este degrau na intensa e vasta escada do conhecimento.

DE TUDO FICAM TRÊS COISAS:

A certeza de que estamos sempre começando,...

A certeza de que é preciso continuar,...

A certeza de que seremos interrompidos antes de terminar.

ENTÃO DEVEMOS:

Fazer da interrupção, um caminho novo...

Da queda, um passo de dança...

Do sonho, uma ponte...

Da procura, um encontro...

PORTANTO:

Acredito que ainda iremos nos reencontrar:

Irmãos André, Adriano, avô Gabriel e todos os seus familiares.

RESUMO

Este trabalho apresenta os impactos da impedância de falta e da geração distribuída na amplitude e quantidade média anual de afundamentos de tensão em consumidores sensíveis. Foram simuladas faltas fase-terra sólidas e não sólidas em 62 linhas de 230, 138, 69 e 13,8 kV, as quais fazem parte do sistema elétrico do município de Goiânia, capital do Estado de Goiás, Brasil. Para cada posição de falta, uma impedância de falta resistiva foi considerada. Esta impedância foi considerada igual a 0, 2, 5, 10 ou 15 Ω , ou mesmo aleatória. Neste caso, cada um dos valores de impedância mencionados tem uma probabilidade específica de ocorrer. O modelo de gerador síncrono “fonte de tensão atrás de uma reatância”, foi utilizado para a modelagem das unidades de geração distribuída. A análise descrita aqui é baseada em resultados de simulação obtidos através da combinação do Método das Posições de Falta e o Método de Monte Carlo. As faltas foram simuladas através de um software de simulação de faltas no domínio da frequência chamado ANAFAS. Visando eliminar algumas limitações e aumentar a flexibilidade deste software, um programa computacional, chamado ANAFAS-GUI, foi desenvolvido em linguagem JAVA. Este programa permite a simulação automática de diversos casos, com diferentes características de faltas, pela execução do ANAFAS em modo background. O método de Monte Carlo foi implementado em MATLAB. Assim, uma eficiente ferramenta computacional resultou da combinação da ferramenta computacional desenvolvida e a ferramenta utilizada neste trabalho. Os resultados de simulação são apresentados através das curvas de tendência e de densidade de probabilidade dos afundamentos e de suas classes. A partir dos resultados pode-se concluir que, se a impedância de falta é considerada como sendo uma variável aleatória, então a quantidade e severidade dos afundamentos de tensão previstos em barras de consumidores sensíveis serão mais precisos quando comparados com os casos no qual esta impedância não é considerada como tal. Também pode ser concluído que, a conexão de unidades de geração distribuída próxima a barra de consumidores sensíveis pode resultar em um decréscimo da quantidade e severidade dos afundamentos de tensão nesta barra, dependendo da potência nominal da unidade.

ABSTRACT

This work presents an impact analysis of the fault impedance and distributed generation on the amplitude and annual average quantity of voltage sags in sensitive end-users. Phase-to-ground solid and non-solid faults were simulated in 62 transmission lines at 230, 138, 69 and 13.8 kV, which made part of the electrical system of the municipality of Goiânia, the capital city of the Goiás State, Brazil. For each fault position, a resistive fault impedance was considered. This impedance was considered equal to 0, 2, 5, 10, or 15 Ω or even random. In this case, each one of the mentioned impedance values has a specific probability to occur. The voltage-*behind-reactance* synchronous machine model was used to model the distributed generation units. The analysis here described is based on simulation results obtained through the Fault Position Method in combination with the Monte Carlo Method. The faults were simulated through a frequency-domain fault simulation software called ANAFAS. In order to overcome some limitations and increase the flexibility of the simulation tool, a computational program, called ANAFAS-GUI, was developed in Java language. This program allows the automatic simulation of several cases, with different fault characteristics, by running ANAFAS in background mode. The Monte Carlo Method was implemented in MATLAB. Thus, an efficient computational tool has resulted from the combination of the developed computational tools for the purposes of this work. The main simulation results are the tendency and probability density curves of the voltage sags and their classes. From the results it can be concluded that, if the fault impedance is considered as being a random variable, then the predict voltage sags quantity and severity at the sensitive end-user bus are more accurate when compared to the cases in which this impedance is not considered as such. It can also be concluded that, the connection of a distributed generation unit next to the sensitive end-user bus may result in a decreasing of the voltage sags quantity and severity at this bus, depending on the rated power of the unit.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

2 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Figura 2.1: Percepções de consumidores e concessionárias sobre as causas de problemas de QEE.	43
Figura 2. 2: Crescimento das publicações contemplando a QEE em sistemas elétricos de potência.....	44
Figura 2.3: Principais distúrbios associados à qualidade de energia: a - tensão senoidal; b- transitório impulsivo; c - transitório oscilatório; d - afundamento de tensão; e - interrupção; f - elevação de tensão; g - harmônicos; h - corte de tensão.....	46

3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Figura 3.1: Evolução das publicações relacionados a afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência.	50
Figura 3.2: Afundamento de tensão: representação do início, fim e intensidade.	51
Figura 3.3: Afundamento de tensão com presença de harmônicos.	51
Figura 3.4: Aproximação de afundamento de tensão não-retangular para retangular.....	56
Figura 3.5: Intensidade e duração de um afundamento de tensão monofásico.	57
Figura 3.6: Metodologia de agregação de fases.	58
Figura 3.7: Caracterização segundo a EPRI/ELEKTROTEK.	59
Figura 3.8: Caracterização de afundamentos de tensão segundo a UNIPEDE.	60
Figura 3.9: Caracterização de afundamentos de tensão segundo a norma Sul Africana NRS-048.	61
Figura 3.10: Classificação ABC para afundamentos de tensão.....	63
Figura 3.11: Representação fasorial dos afundamentos de tensão dos tipos C e D.....	64
Figura 3.12: Salto de ângulo para afundamento de tensão monofásico.	66
Figura 3.13: Modelo de divisor de tensão para o cálculo do afundamento devido à falta trifásica.	66
Figura 3.14: Classificação segundo a norma NRS – 048.	69
Figura 3.15: Agregação temporal.	74
Figura 3.16: Influência da posição da falta no afundamento de tensão.....	75
Figura 3.17: Diferentes tipos de transformadores com o equivalente de sequência zero. Tipo 1 – (c), Tipo 2 – (d) e Tipo 3 – (a), (b).	77
Figura 3.18: Exemplo de curto-circuito no primário do transformador.	78

Figura 3.19: Curto-circuito trifásico.....	80
Figura 3.20: Representação de curto-circuito bifásico-terra (FFT).....	81
Figura 3.21: Representação de curto-circuito bifásico (FF).....	83
Figura 3.22: Representação de curto-circuito fase-terra (FT).....	84
Figura 3.23: Custo anual de paradas de diferentes processos devido a afundamento de tensão.	86
Figura 3.24: Curva CBEMA.....	87
Figura 3.25: Curva ITIC.....	88
Figura 3.26: Limite inferior das curvas CBEMA e ITIC.	88
Figura 3.27: Curva SEMI F47.	89
Figura 3.28: Representação de área de vulnerabilidade e carga sensível.	90
Figura 3.29: Representação de diferentes áreas de vulnerabilidade para diferentes cargas sensíveis.....	91
Figura 3.30: Relação de custo por potência instalada de alguns equipamentos de mitigação de afundamento de tensão.	92
Figura 3.31: Método das posições de falta.	96
Figura 3.32: Método da distância crítica para circuito radial.	97
Figura 3.33: Método da distância crítica para circuitos paralelos.	98

4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Figura 4.1: Exemplo de sistema elétrico atual: centralizado.....	100
Figura 4.2: Exemplo de sistema elétrico do futuro: com grande concentração de GD.	100
Figura 4.3: Ponto de vista das concessionárias sobre a geração distribuída.....	108
Figura 4.4: Sistema de geração fotovoltaica.....	111
Figura 4.4: Vista em corte de uma microturbina.	113
Figura 4.5: Conjunto de microturbinas instaladas em planta industrial.	114
Figura 4.6: Motor alternativo de combustão interna.	114
Figura 4.7: Sistema de controle de geradores síncronos.	117
Figura 4.8: Ponto de conexão de GD.....	118
Figura 4.9: GD a jusante do regulador de tensão.	119
Figura 4.10: Redução de tensão devido estar a GD à jusante de um regulador de tensão. ...	120
Figura 4.11: Contribuição dos geradores distribuídos para a corrente de falta.	121
Figura 4.12: Regiões de operação de GD frente a diferentes eventos.....	121

5 IMPACTO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA EM ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Figura 5.1: Sistema elétrico de Goiânia.....	128
Figura 5.2: Localização do consumidor A na rede de distribuição da CELG (área Goiânia).	129
Figura 5.3: Localização do consumidor B na rede de distribuição da CELG (área Goiânia).	130
Figura 5.4: Localização do consumidor C na rede de distribuição da CELG (área Goiânia).	131
Figura 5.5: Performance da simulação e quantidade média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω	132
Figura 5.6: Performance da simulação e quantidade média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω	132
Figura 5.7: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω	133
Figura 5.8: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 0Ω	134
Figura 5.9: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 40 anos e considerando a impedância de falta aleatória.	135
Figura 5.10: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta aleatória.	136
Figura 5.11: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta aleatória.	136
Figura 5.12: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta aleatória.	137
Figura 5.13: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω	138
Figura 5.14: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω	138
Figura 5.15: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω	139
Figura 5.16: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 15Ω	139

Figura 5.17: Densidade de probabilidade de afundamentos de tensão para a barra 9013 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0 Ω , aleatória e 15 Ω	140
Figura 5.18: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0 Ω , aleatória e 15 Ω	140
Figura 5.19: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 2 Ω	141
Figura 5.20: Densidade de Probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 5 Ω	142
Figura 5.21: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 10 Ω	142
Figura 5.22: Performance da simulação e quantidade média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 0 Ω	143
Figura 5.23: Performance da simulação e quantidade média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0 Ω	144
Figura 5.24: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0 Ω	144
Figura 5.25: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 0 Ω	145
Figura 5.26: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 40 anos e considerando a impedância de falta aleatória.	145
Figura 5.27: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta aleatória.	146
Figura 5.28: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta aleatória.	146
Figura 5.29: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta aleatória.	147
Figura 5.30: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 15 Ω	147
Figura 5.31: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15 Ω	148
Figura 5.32: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15 Ω	148

Figura 5.33: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão para a barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 15 Ω	149
Figura 5.34: Distribuição de probabilidade de afundamentos de tensão para barra 9106 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0 Ω , aleatória e 15 Ω	149
Figura 5.35: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão por ano para barra 9106 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0 Ω , aleatória e 15 Ω	150
Figura 5.36: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 2 Ω	150
Figura 5.37: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 5 Ω	151
Figura 5.38: Densidade de Probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 10 Ω	151
Figura 5.39: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 0 Ω	152
Figura 5.40: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0 Ω	153
Figura 5.41: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0 Ω	153
Figura 5.42: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 0 Ω	154
Figura 5.43: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 40 anos e considerando a impedância de falta como sendo aleatória.....	154
Figura 5.44: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta como sendo aleatória.....	155
Figura 5.45: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta como sendo aleatória..	155
Figura 5.46: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta como sendo aleatória	155
Figura 5.47: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 15 Ω	156
Figura 5.48: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15 Ω	156
Figura 5.49: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15 Ω	157

Figura 5.50: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 15Ω	157
Figura 5.51: Densidade de probabilidade de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0Ω , aleatória e 15Ω	158
Figura 5.52: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0Ω , aleatória e 15Ω	158
Figura 5.53: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 2Ω	159
Figura 5.54: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 5Ω	159
Figura 5.55: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 10Ω	159

6 IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Figura 6.1: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 0 kVA.	167
Figura 6.2: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 0 kVA.....	167
Figura 6.3: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 com GD = 0 kVA.	167
Figura 6.4: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 1000 kVA.	168
Figura 6.5: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 1000 kVA.....	168
Figura 6.6: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 com GD = 1000 kVA.	169
Figura 6.7: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 2250 kVA.	169
Figura 6.8: Número médio e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 2250 kVA.	170
Figura 6.9: Densidade de probabilidades das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 com GD = 2250 kVA.	170

Figura 6.10: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 4500 kVA.	171
Figura 6.11: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos para a barra 9106 com GD = 4500 kVA.	171
Figura 6.12: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 com GD = 4500 kVA.	171
Figura 6.13: Densidade de probabilidade de afundamentos de tensão na barra 9106 para diferentes níveis de GD.	172
Figura 6.14: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9106 para diferentes níveis de GD.	172
Figura 6.15: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 0 kVA.	173
Figura 6.16: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 0 kVA.	173
Figura 6.17: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 com GD = 0 kVA.	174
Figura 6.18: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 1000 kVA.	174
Figura 6.19: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 1000 kVA.	175
Figura 6.20: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 com GD = 1000 kVA.	175
Figura 6.21: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 2250 kVA.	176
Figura 6.22: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 2250 kVA.	176
Figura 6.23: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 com GD = 2250 kVA.	176
Figura 6.24: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 4500 kVA.	177
Figura 6.25: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 4500 kVA.	177
Figura 6.26: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 com GD = 4500 kVA.	178

Figura 6.27: Densidade de probabilidade de afundamentos de tensão na barra 9112 para diferentes níveis de GD. 179

Figura 6.28: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 para diferentes níveis de GD. 179

APÊNDICE A MODELAGEM NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA (ANAFAS) DOS PRINCIPAIS ELEMENTOS DO SISTEMA

Figura A.1: Modelo de gerador síncrono no ANAFAS..... 197

Figura A.2: Modelo de sequência zero de gerador síncrono do ANAFAS..... 198

Figura A.3: Modelo concentrado de linha de transmissão. 199

Figura A.4: Modelo de transformador de dois enrolamentos..... 199

Figura A.5: Modelo de sequência zero de transformador com dois enrolamentos. 200

Figura A.6: Modelo de transformador de três enrolamentos..... 200

Figura A.7: Modelo de sequência zero de transformador de três enrolamentos. 201

Figura A.7: Modelo de carga impedância constante. 203

LISTA DE TABELAS

2 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Tabela 2.1: Categoria e característica de distúrbios de QEE.....	45
--	----

3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Tabela 3.1: Resumo de metodologias de agregação.....	61
Tabela 3.2: Classificação de afundamentos segundo UNIPED (Europa).....	68
Tabela 3.3: Limite do número de afundamentos de tensão anual por categoria.	69
Tabela 3.4: Classificação dos afundamentos de tensão segundo a norma IEEE – 1159.....	69
Tabela 3.5: Classificação de afundamentos de tensão para o ONS.....	70
Tabela 3.8: Influência da tensão pré-falta na amplitude dos afundamentos de tensão.....	71
Tabela 3.9: Tempos de ajuste de proteção em concessionárias dos Estados Unidos.	72
Tabela 3.10: Tempos de ajuste de proteção em sistemas de distribuição no Brasil.	72
Tabela 3.6: Influência da conexão da carga na amplitude do afundamento de tensão.....	79
Tabela 3.7: Probabilidade de ocorrência dos diferentes tipos de curto-circuitos.	80
Tabela 3.12: Tolerância de tensão dos principais equipamentos encontrados em indústrias..	89
Tabela 3.13: Tempo de monitoramento de afundamentos de tensão.	95

4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tabela 4.1: Aspectos a serem considerados na conceituação de GD.	102
Tabela 4.2: Classificação de geração distribuída.....	102
Tabela 4.3: Fatores que motivaram o surgimento da GD.....	104
Tabela 4.4: Tecnologias utilizadas em GD: renováveis e não renováveis.	109
Tabela 4.6: Tipos de tecnologias de GD e interfaces com o sistema.	116

5 IMPACTO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA EM ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Tabela 5.1: Taxa de falha para linhas de transmissão e distribuição.....	126
Tabela 5.2: Distribuição de probabilidade de impedância de falta.....	135
Tabela 5.3: Número médio de afundamentos de tensão por ano de cada barra considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0 Ω , aleatória e 15 Ω	160
Tabela 5.4: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9013 de acordo com a classe de tensão e impedância de falta.	160

Tabela 5.5: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9106 de acordo com a classe de tensão e impedância de falta.	161
Tabela 5.6: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9112 de acordo com a classe de tensão e impedância de falta.	161
Tabela 5.7: Variação entre o número de afundamentos de tensão para a barra 9112 considerando impedâncias de falta iguais a 0Ω e 15Ω	162

6 IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Tabela 6.1: Dados técnicos da GD padrão.	166
Tabela 6.2: Reatâncias transitórias das fontes baseadas na GD padrão.	166
Tabela 6.3: Número médio de afundamentos de tensão por ano das barras utilizando os seguintes níveis de GD: 0, 1000, 2250 e 4500 kVA.	180
Tabela 6.4: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9106 de acordo com a classe de tensão.	180
Tabela 6.5: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9112 de acordo com a classe de tensão.	180
Tabela 6.6: Variação entre o número de afundamentos de tensão previstos para as barras 9106 e 9112 considerando os seguintes níveis de GD: 0 e 4500 kVA.	181

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAFAS	Programa Análise de Falhas Simultâneas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standard Institute
ATP	Alternative Transient Program
AVV	Acionamento a Velocidade Variável
CA	Corrente Alternada
CBEMA	Computer and Business Equipment Manufacturers Association
CC	Corrente contínua
CCGT	Combined Cycle Gas Turbines
CEA	Canadian Electrical Association
CEN	Comitê Europeu de Normalização
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Electrotechnique
CIGRÉ	International Conference on Large High Voltage Electric Systems
CMN	Comitê Mercosul de Normalização
COS	Centro de Operação do Sistema
EDF	Electricité de France
ELETROCTEK	Electrotek Concepts, Inc
EPRI	Electric Power Research Institute
ERES	European Renewable Energy Study
ESCO	Energy Services Company
FF	Falta Fase-Fase ou Bifásica
FFT	Falta Fase-Fase-Terra ou Bifásica-Terra
FFF	Falta Trifásica
FT	Falta Fase-Terra
HDGS	Hybrid Distributed Generation System
ITIC	Information Technology Industry Council
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
ISO	International Standard Organization

MACI	Motores Alternativos de Combustão Interna
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
MIT	Motor de Indução Trifásico
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
NIST	National Institute of Standards and Technology
NRS	National Rationalized Specification
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PCC	Potência de Curto-Circuito
PEFC	Polymer electrolyte fuel cell
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
p.u	Por Unidade
RMS	Raiz Média Quadrática (valor eficaz)
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell
UNIPEDÉ	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique
VMCT	Variação Momentânea de Curta Duração
VMT	Variação Momentânea de Tensão
WADE	World Alliance for Decentralized Energy

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Fase “A” de um sistema trifásico
B	Fase “B” de um sistema trifásico
C	Fase “C” de um sistema trifásico
C_a	Afundamento tipo C ocorrido nas fases B e C
C_b	Afundamento tipo C ocorrido nas fases C e A
C_c	Afundamento tipo C ocorrido nas fases A e B
CA	Corrente alternada (A)
CC	Corrente contínua (A)
D	Duração entre o início e fim do sistema de religamento
$D_{afundamento}$	Duração do afundamento de tensão (segundos)
D_a	Afundamento tipo D ocorrido na fase A
D_b	Afundamento tipo D ocorrido na fase B
D_c	Afundamento tipo D ocorrido na fase C
D_{sagx}	Duração de um afundamento de tensão provocado pelo sistema de religamento do circuito (s)
$D_{X(\%)}$	Duração de um afundamento com amplitude $X\%$ (segundos)
E	Tensão pré-falta na fase ou fases faltosas
\dot{E}_G	Tensão gerada para manter, de acordo com a impedância por fase do gerador, a tensão na barra do gerador igual a 1 p.u
$E_{i,k}$	Tensão na barra i devido a curto-circuito na barra k (V)
E_i^{pref}	Tensão pré-falta na barra i (V)
E_k^{pref}	Tensão pré-falta na barra k (V)
$E_{ai}^{pref}, E_{ak}^{pref}$	Tensão pré-falta da fase “A” das barras i e k respectivamente (V)
$E_{ik}^0, E_{ik}^1, E_{ik}^2$	Tensão de sequência zero, positiva e negativa respectivamente (V)
$E_{ai,k}, E_{bi,k}, E_{ci,k}$	Tensão pós-falta na barra i devido curto fase-terra na barra k , fases “A”, “B” e “C” respectivamente (V)
G	Gerador
GS	Gerador síncrono
K	Fator que indica o tipo de afundamento (Classificação por componentes simétricas) de acordo com o ângulo entre \dot{V}_2 e \dot{V}_1
L	Comprimento de linha de transmissão (km)

L_{crit}	Distância crítica de uma falta responsável pela V_{crit} (V)
M	Tap do transformador de corrente (Varia de circuito para circuito)
I_{MT}	Constante múltipla do valor do tap de corrente
N	Número de amostras por ciclo
N_{anos}	Número de anos de simulação
N_f	Número aleatório de faltas que pode ocorrer em uma linha de transmissão
N_{sag}	Número de afundamentos esperados anualmente na barra do consumidor
P	Potência ativa transferida do gerador para a rede (W)
p	Posição da falta ao longo da LT (%)
PN	Fator positivo-negativo (Classificação por componentes simétricas)
P_K	Potência ativa da carga (MW)
Q_K	Potência reativa da carga (MW)
Z_K	Impedância da carga (Ω)
Q	Potência reativa transferida do gerador para a rede (VAr)
R	Resistência da linha (Ω)
\dot{R}_{ik}	Resistência entre as barras i e k (linha de transmissão ou transformador (Ω))
R_K	Resistência da carga (Ω)
R_{pf}	Resistência entre o PAC e a carga (p.u)
R_{sp}	Resistência entre a fonte e o PAC (p.u)
S	Fonte (Source)
TC	Transformador de corrente
t_{iA}	Tempo inicial de afundamento de tensão na fase "A" (s)
t_{iB}	Tempo inicial de afundamento de tensão na fase "B" (ms)
t_{iC}	Tempo inicial de afundamento de tensão na fase "C" (ms)
TP	Transformador de potencial
t_R	Tempo de operação do relé de proteção (ms)
t_{CB}	Tempo de bloqueio do circuito (ms)
V	Tensão complexa da fase A (V)
$V_{afundamento}$	Amplitude do afundamento caracterizado de acordo com a queda de tensão

V_{an}	Tensão eficaz fase “A” (V)
V_{bn}	Tensão eficaz fase “B” (V)
V_{BV}	Tensão na barra vizinha do gerador (V)
V_{cn}	Tensão eficaz fase “C” (V)
V_{ab}	Tensão eficaz entre as fases “A” e “B” (V)
V_{bc}	Tensão eficaz entre as fases “B” e “C” (V)
V_{ca}	Tensão eficaz entre as fases “C” e “A” (V)
V_{crit}	Tensão crítica – limiar de sensibilidade da carga (V)
V_{GE}	Tensão na barra do gerador (V)
V_{sag}	Amplitude do afundamento de tensão (p.u)
V_{sagx}	Amplitude de um afundamento de tensão, causado pelo sistema de religamento do circuito.
V_{rms}	Tensão eficaz de um sinal já amostrado no tempo (V)
v_i	Amostras de tensão no domínio do tempo
$V(t)$	Tensão instantânea (V)
V_K	Tensão do fluxo de potência (kV)
V_{nom}	Tensão nominal do sistema (V)
V_0	Componente simétrico de sequência zero da tensão (V)
V_1	Componente simétrico de sequência positiva da tensão (V)
V_2	Componente simétrico de sequência negativa da tensão (V)
\dot{V}_2	Tensão complexa de sequência negativa (V)
\dot{V}_1	Tensão complexa de sequência positiva (V)
v_{kf}	Tensão na barra k devido uma falta no ponto f (V)
V_{PAC}	Tensão no Ponto de Acoplamento Comum (PAC)
X	Reatância da linha (Ω)
X'	Reatância transitória do gerador (Ω)
X''	Reatância subtransitória do gerador (Ω)
X''_d	Reatância subtransitória de eixo direto (Ω)
X_i	Número de afundamentos de tensão ocorridos na barra do consumidor em um dado ano
X_K	Reatância da Carga (Ω)
X_{pff}	Reatância entre o PAC e a carga (p.u)
X''_q	Reatância subtransitória de eixo em quadratura (Ω)

X_{sp}	Reatância entre a fonte e o PAC (p.u)
z	Impedância por quilômetro do alimentador (Ω/km)
Z_A	Impedância da Linha de Transmissão A (p.u)
Z_B	Impedância da Linha de Transmissão B (p.u)
Z_l	Impedância entre a fonte e o PAC (Ω)
Z_2	Impedância entre o PAC e o ponto de ocorrência de falta (Ω)
Z_f	Impedância de Falta (Ω)
\dot{Z}_G	Impedância por fase de um gerador síncrono (Ω)
$Z_{i,Fic}$	Impedância entre o enrolamento primário e o neutro (Ω)
\dot{Z}_{ik}	Impedância entre as barras i e k (linha de transmissão ou transformador) (Ω)
\dot{Z}_{ji}	Impedância entre as barras j e i (Ω)
$Z_{j,Fic}$	Impedância entre o enrolamento terciário e o neutro (Ω)
$Z_{k,Fic}$	Impedância entre o enrolamento secundário e o neutro (Ω)
$Z_{k,j}$	Impedância entre as barras k e j (Ω)
$\dot{Z}_{ik}(\dot{X}_{ik})$	Impedância de um transformador entre as barras i e k , com a componente resistiva desprezada (Ω)
\dot{X}_G	Reatância por fase de um gerador síncrono (Ω)
\dot{X}_{ik}	Reatância de linha de transmissão entre as barras i e k (Ω)
X_G^0	Reatância de sequência zero do gerador (Ω)
Z_{kk}	Impedância própria da barra k – característica do sistema (Ω)
$Z_{i,k}$	Impedância de transferência entre a barra i e a barra k (Ω)
$Z_{ik}^0, Z_{ik}^1, Z_{ik}^2$	Impedância de transferência entre a barra i e k , de sequência zero, positiva e negativa, respectivamente (Ω)
$Z_{kk}^0, Z_{kk}^1, Z_{kk}^2$	Impedância própria do sistema de sequência zero, positiva e negativa respectivamente (Ω)
Z_{NT}	Impedância do gerador entre o neutro e a terra (Ω)
Z_{pf}	Impedância entre o PAC e a carga (p.u)
Z_{sp}	Impedância entre a fonte e o PAC (p.u)
λ_f	Taxa de falta de linha de transmissão ($N_{faltas}/\text{km.ano}$)
ΔV	Variação da tensão devido à uma falta no sistema (V)
ΔV_{gd}	Variação da tensão devido à conexão de uma fonte de GD (V)
$\Delta\phi$	Salto de ângulo de fase (graus)

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	v
RESUMO.....	viii
ABSTRACT	ix
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	x
LISTA DE TABELAS	xviii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	xx
LISTA DE SÍMBOLOS	xxii
1 INTRODUÇÃO GERAL	31
1.1 Considerações gerais	31
1.2 Justificativas	31
1.3 Objetivos.....	33
1.4 Metodologia.....	33
1.4 Revisão bibliográfica.....	34
1.5 Estrutura do trabalho	40
2 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	42
2.1 Considerações iniciais	42
2.2 Conceitos e definições	46
2.2.1 Transitórios (<i>Transient</i>).....	46
2.2.2 Afundamentos ou subtensões momentâneos de tensão (<i>voltage sags</i>)	47
2.2.3 Interrupção momentânea de tensão	47
2.2.4 Elevações ou sobretensões momentâneas de tensão (<i>voltage swell</i>).....	47
2.2.5 Cortes de tensão (<i>Notching</i>)	48
2.2.6 Harmônicos.....	48
2.3 Eventos e variações no sistema	48
2.4 Considerações finais	49
3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO.....	50
3.1 Considerações iniciais	50
3.2 Conceitos e definições	52
3.3 Normas aplicáveis	54
3.4 Causas.....	55
3.5 Caracterização de afundamentos de tensão	55
3.5.1 Caracterização de eventos monofásicos	56
3.5.2 Caracterização de eventos trifásicos.....	57
3.5.2.1 Metodologia do EPRI / ELECTROTEK (USA)	58

3.5.2.2	Metodologia da UNIPEDA (Europa).....	59
3.5.2.3	Metodologia da NRS – 048 (África do Sul).....	60
3.5.2.4	Método de classificação ABC	62
3.5.2.5	Classificação por componentes simétricas	64
3.5.3	Outras características de afundamentos de tensão.....	65
3.5.3.1	Salto de ângulo de fase (<i>Phase-Angle Jump</i>)	65
3.5.3.2	Tensão faltante.....	67
3.5.3.3	Ponto de início e fim do afundamento de tensão.....	67
3.6	Classificação de afundamentos de tensão.....	68
3.6.1	Metodologia da UNIPEDA (Europa).....	68
3.6.2	Metodologia da norma NRS – 048 (África do Sul).....	68
3.6.3	Metodologia da norma IEEE 1159 – 2000	69
3.6.4	Procedimentos de rede (ONS)	70
3.7	Fatores de influência nos afundamentos de tensão.....	70
3.7.1	Tensão pré-falta	71
3.7.2	Sistema de proteção	71
3.7.3	Sistema de religamento.....	73
3.7.3.1	Agregação temporal.....	73
3.7.4	Localização da falta	74
3.7.4.1	Efeito das conexões dos transformadores nos afundamentos de tensão.....	75
3.7.4.2	Influência da conexão da carga na intensidade do afundamento	78
3.7.5	Taxas de falta nos sistemas de T&D	79
3.7.6	Tipos de falta	80
3.7.6.1	Curto-circuitos FFF e FFFT	80
3.7.6.2	Curto-circuito FFT.....	81
3.7.6.3	Curto-circuito FF	82
3.7.6.4	Curto-circuito FT	83
3.7.7	Impedância de falta.....	85
3.8	Sensibilidade de equipamentos.....	86
3.8.1	Curvas de sensibilidade de carga.....	87
3.8.2	Área de vulnerabilidade.....	90
3.9	Equipamentos de mitigação.....	91
3.10	Métodos de simulação de afundamentos de tensão.....	93
3.10.1	Simulação da forma de onda	93
3.10.2	Simulação dinâmica.....	94
3.10.3	Simulação de faltas.....	94

3.11	Avaliação estocástica de afundamentos de tensão	95
3.11.1	Método das posições de falta.....	96
3.11.2	Método da distância crítica.....	96
3.12	Considerações finais	98
4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	99
4.1	Considerações iniciais	99
4.2	Conceitos e definições	100
4.3	Normas e legislação aplicável	103
4.4	Ressurgimento da geração distribuída.....	103
4.5	Benefícios da geração distribuída.....	105
4.5.1	Benefícios para o consumidor	105
4.5.2	Benefícios para a concessionária.....	106
4.5.3	Benefícios para o sistema elétrico interligado.....	107
4.6	Barreiras da geração distribuída	107
4.7	Tecnologias.....	108
4.7.1	Solar.....	110
4.7.1.1	Termelétrica solar	110
4.7.1.2	Células fotovoltaicas	110
4.7.2	Eólica.....	111
4.7.3	Células a combustível.....	112
4.7.4	Geradores síncronos	113
4.7.4.1	Microturbinas	113
4.7.4.2	Motores alternativos de combustão interna (MACI).....	114
4.7.4.3	Pequena central hidrelétrica	115
4.7.4.5	Biomassa.....	115
4.7.5	Estratégia de controle de geradores síncronos.....	116
4.8	Impacto da GD no sistema de distribuição.....	117
4.8.1	Impacto na tensão do sistema de distribuição	118
4.8.2	Impacto no sistema de proteção	120
4.9	Impacto de variações e eventos nas fontes de GD	121
4.10	Considerações finais	122
5	IMPACTO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA EM ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	123
5.1	Considerações iniciais	123
5.2	Metodologia de estudo	123
5.3	Simulação de afundamentos de tensão	124

5.3.1	Ferramenta computacional: ANAFAS-GUI.....	125
5.3.2	Processamento da matriz de dados pelo MATLAB	126
5.4	Consumidores sensíveis a afundamentos de tensão	129
5.5	Impacto da impedância de falta em estudos de afundamentos de tensão na barra do Consumidor A - BARRA 9013	131
5.5.1	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 0Ω	131
5.5.2	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta como uma variável aleatória.....	135
5.5.3	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 15Ω	138
5.6	Impacto da impedância de falta em estudos de afundamentos de tensão na barra do consumidor B - BARRA 9106.....	143
5.6.1	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 0Ω	143
5.6.2	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta como uma variável aleatória.....	145
5.6.3	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 15Ω	147
5.7	Impacto da impedância de falta em estudos de afundamentos de tensão na barra do consumidor C - BARRA 9112.....	152
5.7.1	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 0Ω	152
5.7.2	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta como sendo uma variável aleatória.....	154
5.7.3	Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 15Ω	156
5.8	Considerações finais.....	162
6	IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	164
6.1	Considerações gerais	164
6.2	Metodologia de estudo	164
6.3	Processamento da matriz de dados pelo MATLAB	164
6.4	Número médio de afundamentos na barra do consumidor B - BARRA 9106	166
6.4.1	Número médio de afundamentos considerando $GD = 0 \text{ kVA}$	166

6.4.2	Número médio de afundamentos considerando GD = 1000 kVA.....	168
6.4.3	Número médio de afundamentos considerando GD = 2250 kVA.....	169
6.4.4	Número médio de afundamentos considerando GD = 4500 kVA.....	170
6.5	Número médio de afundamentos na barra do consumidor C - BARRA 9112	173
6.5.1	Número médio de afundamentos considerando GD = 0 kVA.....	173
6.5.2	Número médio de afundamentos considerando GD = 1000 kVA.....	174
6.5.3	Número médio de afundamentos considerando GD = 2250 kVA.....	175
6.5.4	Número médio de afundamentos considerando GD = 4500 kVA.....	177
7	CONCLUSÕES DO TRABALHO.....	183
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	186
	APÊNDICE A – MODELAGEM NO DOMÍNIO DA FREQUÊNCIA (ANAFAS) DOS PRINCIPAIS COMPONENTES DO SISTEMA	197
A.1	Geradores síncronos	197
A.2	Linhas de transmissão.....	199
A.3	Transformador de dois enrolamentos	199
A.4	Transformador de três enrolamentos	200
A.5	Cargas	201
A.6	Modelo de Carga Impedância Constante.....	203
	APÊNDICE B – DADOS TÉCNICOS DOS TRANSFORMADORES DE 75 kVA, 112,5 kVA e 1000 kVA OBTIDOS NO LABMETRO	204
	APÊNDICE C – ARTIGOS ACEITOS NA CBQEE 2009	205
	APÊNDICE D – ARTIGO ACEITO NO COBEP 2009.....	206
	APÊNDICE E – ARTIGOS ACEITOS NO CLAGTEE 2009.....	207

1 INTRODUÇÃO GERAL

1.1 Considerações gerais

Com a constante globalização e desenvolvimento mundial vem surgindo cargas e processos cada vez mais eficientes e sensíveis, que necessitam de uma tensão de alimentação isenta de imperfeições ou dentro de determinados padrões para que seu funcionamento esteja de acordo com suas condições nominais ou limites aceitáveis de operação. Pode-se dizer que, devido ao crescente aumento da eletrônica de potência, juntamente com as tecnologias de acionamento e controle, o ambiente industrial tornou-se hoje muito susceptível a problemas de QEE, sejam estes provindos da rede externa ou da própria instalação.

Os afundamentos de tensão são considerados o pior problema de QEE para consumidores industriais [1]-[9]. Devido a isso, este problema vem recebendo ultimamente muita atenção por parte de pesquisadores. Um afundamento de tensão é definido como sendo uma redução no valor eficaz da tensão de alimentação, em uma ou mais fases do sistema, para um valor entre 10% e 90% da tensão nominal para um tempo compreendido entre $\frac{1}{2}$ ciclo e 1 minuto [1], [10], [11]. Existem diversos fatores que impactam os afundamentos de tensão causados por faltas, dentre estes: a localização da falta, o tipo de falta, a tensão pré-falta, o sistema de proteção, o sistema de religamento, a taxa de falta nos sistemas de T&D, o nível de geração no sistema e a impedância de falta. Subentende-se que quanto mais fatores de influência são levados em consideração no estudo de afundamentos de tensão, mais complexo e preciso este será.

Juntamente com os afundamentos de tensão, outra área que vem despertando atualmente o interesse de pesquisadores, é a Geração Distribuída (GD). Esta tendência possui diversas razões, podendo-se destacar como principais: as questões ambientais, o aumento da confiabilidade e a melhoria da qualidade da energia com ênfase à qualidade da tensão. Devido a esses motivos a GD é considerada por muitos como a perspectiva para o futuro da energia [12].

1.2 Justificativas

Apesar do crescente interesse por parte de diversos pesquisadores em estudos relacionados a afundamentos de tensão e aos impactos da GD na QEE [3], [6], [7], [13]-[31], é do conhecimento do autor, que as literaturas internacionais e, principalmente as nacionais, carecem de informações sobre os efeitos da impedância de falta e da GD em afundamentos de

tensão. De fato, poucos trabalhos têm sido publicados no contexto de consumidores individuais [18], existindo alguns que tratam dos efeitos de algumas fontes de GD somente na tensão de regime permanente [15], [23]. Em estudos de afundamentos de tensão e de seletividade de proteção desconsidera-se, em geral, o efeito da impedância de falta. No primeiro caso, isso ocorre pela indisponibilidade de um programa computacional capaz de simular, automaticamente, diferentes tipos e posições de faltas considerando tal impedância. No segundo caso, pelo fato de que, comumente, considera-se a situação mais severa de curto-circuito. A amplitude de afundamentos de tensão em um ponto de monitoração quando se considera curto-circuitos francos tende a ser baixa, quando comparada com afundamentos causados por faltas através de impedância, o que de certa forma torna o estudo mais impreciso com relação à severidade de tais eventos; principalmente ao nível de distribuição, onde o nível de curto-circuito é menor e, por consequência, o impacto da impedância de falta é maior [1].

Portanto, a realização de trabalhos que contribuam para o estudo quantitativo de afundamentos de tensão, é de extrema relevância, principalmente quando estes trabalhos são direcionados ao sistema de distribuição [32] ou consumidores individuais [17] e o foco recai sobre os impactos da impedância de falta e da GD nestes afundamentos.

No caso da impedância de falta, de acordo com os resultados obtidos no estudo, pode-se ter valores quantitativos aproximados que indicarão o quão preciso o estudo será no caso de se utilizar esta impedância. Já com os resultados do impacto da geração distribuída, poder-se-á mostrar para consumidores industriais que, a utilização de geradores distribuídos poderá ou não melhorar o desempenho de barras sensíveis a tais afundamentos. Além disso, os resultados da GD irão fornecer uma idéia de melhora ou piora da QEE na barra do consumidor, indicando ou não os benefícios de se utilizar tais fontes para este fim.

O estudo aqui apresentado é feito com base no método de simulação de faltas e, para tanto, utiliza-se um programa computacional específico e já consolidado [7], [33], [34]. Além da contribuição de um estudo que mostra o impacto de duas variáveis de influência nos afundamentos de tensão, o presente trabalho apresenta ainda a contribuição extra de um programa que considera o efeito da impedância de falta em afundamento de tensão em simulação de faltas deslizantes, ou seja, em passos fixos ao longo da Linha de Transmissão (LT). É do conhecimento do autor que, nenhuma das ferramentas computacionais destinadas à análise de afundamentos de tensão, considera este efeito. Para tanto, foi implementado um programa computacional em linguagem de programação JAVA orientada a objetos, o qual permite executar, em segundo plano (*background*), o programa de simulação de faltas, ANAFAS [33].

1.3 Objetivos

Considerando-se o que foi anteriormente exposto, este trabalho tem por objetivo:

- a) Mostrar, através do método de simulação de faltas associado ao método de Monte Carlo, uma análise do impacto da impedância de falta e da geração distribuída, na amplitude e na quantidade média de afundamentos de tensão previstos anualmente em barras de cargas sensíveis a este problema de QEE; e
- b) Desenvolver as ferramentas computacionais necessárias: i) à simulação automática de diferentes tipos e posições de falta, incluindo os efeitos da impedância de falta e da GD; ii) à coleta, ao tratamento e à apresentação dos resultados de simulação e de estudo.

No caso da impedância de falta, o estudo procura mostrar o quão preciso serão os resultados no caso de se utilizar esta impedância. Já no caso da geração distribuída, o estudo procura mostrar se a utilização de geradores distribuídos melhorará ou não o desempenho de barras sensíveis a tais afundamentos.

1.4 Metodologia

Existem três métodos de simulação de afundamentos de tensão: simulação da forma de onda, simulação dinâmica, e simulação de faltas. Devido às características dos afundamentos de tensão que serão abordados neste estudo, optou-se pelo método de simulação de faltas associado ao método de Monte Carlo. O programa computacional utilizado para simulação de faltas foi o ANAFAS [33]. Esta ferramenta não considera a impedância de falta para curto-circuitos deslizantes, os quais ocorrem em passos fixos ao longo da linha de transmissão (LT). Nesse sentido, um programa computacional foi desenvolvido, em linguagem JAVA, de modo a incluir o efeito desta impedância para os diferentes tipos e posições de falta através da execução, em segundo plano (*background*), do programa ANAFAS.

O programa ANAFAS possui a capacidade de simular faltas nos modos automático e interativo. No modo automático pode-se considerar um passo mínimo de 1% ao longo de qualquer LT, mas não a impedância de falta. Já no modo interativo, o programa limita-se a uma posição de falta por linha, porém pode-se considerar a impedância de falta. Observa-se que os dois modos de simulação possuem limitações intrínsecas e o objetivo da ferramenta em JAVA é eliminar tais limitações e permitir a execução automática, em segundo plano (*background*), de várias simulações no modo interativo, incluindo os efeitos da posição e da impedância de falta.

Foram simuladas faltas sólidas e não sólidas do tipo fase-terra (FT) em 62 linhas de 230, 138, 69 e 13,8 kV que fazem parte do sistema elétrico da cidade de Goiânia, Capital do Estado de Goiás. No caso do impacto da impedância de falta, foi considerada uma faixa de valores entre 0 e 15 Ω . O passo utilizado foi de 1%, variando de 0% a 100% de cada linha, sendo que, para cada tipo e posição de curto-circuito, considerou-se cinco valores de impedância de falta: 0, 2, 5, 10 e 15 Ω . Além destes valores considerou-se também a impedância de forma aleatória, com determinada probabilidade de ocorrência para cada valor de impedância. Para cada valor de impedância foi feito um estudo que mostra, dentre outras coisas, as curvas de tendência e densidade de probabilidade de afundamentos para a barra do consumidor.

Para mostrar o impacto da geração distribuída nos estudos de afundamentos de tensão nas barras de cargas sensíveis, previamente selecionadas, foram simuladas somente faltas FT sólidas. As tecnologias de GD utilizadas foram baseadas em geradores síncronos (i.e, grupo motor-gerador, microturbinas etc).

Todas as tensões pré-falta foram consideradas iguais a 1 p.u.

Os impactos da impedância de falta e da geração distribuída foram mostrados através de curvas de tendência e de densidade de probabilidade dos afundamentos e de suas classes. Para a coleta, o tratamento - estatístico e estocástico - e a apresentação dos resultados de simulação e de estudo, foi desenvolvido um programa em MATLAB.

1.4 Revisão bibliográfica

Para uma pesquisa consolidada, referente aos efeitos da impedância de falta e da GD nos afundamentos de tensão, em consumidores conectados ao sistema de distribuição, faz-se necessária uma revisão bibliográfica ampla e que contemple temas relacionados a: afundamentos de tensão e seus fatores de impacto, principalmente quanto a impedância de falta e à própria geração distribuída, isto é, tecnologias, modelagem, simulação computacional de faltas em sistemas elétricos na presença de GD etc. Neste sentido, apresenta-se a seguir um resumo das principais referências bibliográficas estudadas.

CONRAD et al. [32] mostraram a importância de se estudar os afundamentos originados por faltas elétricas no sistema, informando que a frequência, amplitude e duração dos mesmos podem ser obtidas por três elementos base: simulações de curto-circuito, característica do dispositivo de eliminação da falta e dados de confiabilidade. A amplitude dos afunda-

mentos é encontrada por simulação, a duração pelos valores típicos de ajustes de proteções existentes e a frequência pela taxa de falhas e dados de confiabilidade.

BOLLEN e HAGER [17] forneceram uma visão geral do impacto da GD para a rede e outros consumidores. Além disso, apresentaram uma análise da interação entre os geradores distribuídos, a rede e outros consumidores. Uma das principais conclusões deste trabalho é que existem poucos estudos que mostram o impacto da GD em consumidores industriais.

ARRILAGA et al. [35] forneceram uma visão geral sobre a QEE, abordando-se os efeitos da eletrônica de potência na QEE, a inserção de Sistemas de Transmissão CA Flexíveis e os efeitos do aumento da quantidade dos geradores de energia independentes conectados a rede. O artigo fornece embasamento teórico e geral sobre a QEE em um ambiente desregulamentado.

JENKINS [25] descreve, de maneira geral, os aspectos técnicos e operacionais de pequenos geradores distribuídos de, no máximo, 10 MVA conectados em sistemas de distribuição de até 33 kV. Além disso, faz um retrospecto histórico dos primeiros sistemas de energia isolados, sendo substituídos pelos sistemas centralizados, até o ressurgimento gradativo da GD nos sistemas de energia atuais, citando como exemplo o sistema do Reino Unido. Apresenta ainda os tipos de controle empregados nos sistemas de excitação de grandes e pequenos geradores. Esses métodos de controle visam manter constante o fator de potência ou a tensão gerada nos terminais da máquina. Observa-se que grandes geradores possuem um controle capaz de manter a tensão e a frequência constantes, ao passo que os geradores menores podem possuir o controle do campo visando manter a tensão ou fator de potência constante. No caso de pequenos geradores, o tipo de controle é o de fator de potência constante, independente da tensão da rede. Os principais motivos para o controle de fator de potência constante são: incapacidade, na maioria das vezes, dos pequenos geradores de mudar a tensão da rede (principalmente aquelas com alto nível de curto-circuito) e a questão financeira de não ter ônus com reativo no sistema.

KOVAL e HUGHES [36] realizaram um estudo no Canadá em conjunto com 32 concessionárias, cujo objetivo foi mostrar a frequência de afundamentos nos ambientes comerciais e industriais. Uma das principais conclusões deste trabalho foi a de mostrar que ocorreu uma maior incidência de afundamentos de tensão em ambientes industriais. Além disso, observou-se um maior registro de ocorrências de afundamentos de tensão no nível secundário do ambiente industrial quando comparados com o nível primário, indicando que, boa parte dos afundamentos de tensão era causada no interior da própria instalação industrial.

GNATIV e MILANOVIC [24] demonstraram os efeitos da GD e de Motores de Indução Trifásicos (MIT), localizados em redes de distribuição de 11 kV e 33 kV, nas características dos afundamentos de tensão. Eles propuseram novos índices que não estão relacionados à frequência de afundamentos, tal como o SARFI, e sim com a propagação dos afundamentos, tal como o denominado *SPI - Sag Propagation Index*. Fizeram ainda uma análise da influência da topologia da rede nas características dos afundamentos de tensão. Estes autores levantam o fato de que quanto mais interconectada ou malhada for a rede, maior será a área de exposição a afundamentos de tensão, tendendo a uma maior frequência de afundamentos, no entanto, de menor severidade. Também mostraram que, geralmente a GD aumenta a amplitude dos afundamentos de tensão e que a presença de motores de indução reduz o denominado “salto de ângulo de fase” nas fases faltosas e não-faltosas.

MILANOVIC e GNATIV [29] demonstraram as características dos afundamentos de tensão em alimentadores radiais contendo cargas dinâmicas e GD. As principais conclusões deste artigo são de que: a) curto-circuitos em redes radiais são bastante severos; b) Quanto mais próximo do ponto de acoplamento comum (PAC) ocorre a falta, menor é a amplitude e maior o salto de ângulo de fase do afundamento. Com relação à amplitude este efeito também é mostrado em [37]; c) A GD, de um modo geral, aumenta a amplitude do afundamento na fase faltosa e diminui a amplitude nas demais fases; e d) Os MIT contribuem para o aumento da amplitude do afundamento de tensão e, quando a carga de tais máquinas torna-se maior que as cargas estáticas, ocorre uma maior queda de tensão nas fases não-faltosas, ao passo que, na fase faltosa, a amplitude do afundamento permanece inalterada.

MILANOVIC, GNATIV e CHOW [38] mostraram os efeitos da tensão pré-falta na quantidade de afundamentos de tensão. Além das conclusões apresentadas em [24], indicaram que houve uma diferença de até 26% a mais na quantidade de afundamentos de tensão, quando considerou-se a tensão pré-falta nas simulações de curto-circuitos.

DAS [39] demonstrou os efeitos dos afundamentos de tensão na operação de motores de indução e síncronos. Este artigo mostra que, no momento de um afundamento de tensão o motor tende a perder velocidade e reacelera no momento do restabelecimento da tensão e que, devido a esta reaceleração, a tensão pós-falta não será igual à pré-falta, tal como demonstrado em [4]. Os principais temas abordados neste estudo são: perda de velocidade do motor, reaceleração, características transitórias, religamentos, transferência rápida de alimentação e estabilidade. As principais conclusões deste artigo são de que: a) no momento da falta o motor contribui com a corrente de falta devido à inversão do fluxo magnético do mesmo; b) um motor síncrono sobre-excitado é mais estável a afundamentos de tensão do que uma má-

quina sub-excitada; c) as chaves de transferência rápida e rápidos religamentos da proteção são menos adequadas para motores síncronos; e d) estes são mais estáveis na ocorrência de afundamentos por sua velocidade ser constante.

HEINE e LEHTONEN [40] também estudaram o efeito dos afundamentos de tensão no sistema de distribuição. Entretanto seu trabalho é focado na comparação de redes rurais e urbanas. Eles concluem que consumidores urbanos experimentam menos afundamentos de tensão comparados com consumidores rurais, sendo a principal razão, o curto comprimento total dos alimentadores de redes urbanas, estando estes menos propensos às intempéries da natureza.

MARTINEZ e MARTÍN-ARNEDO [2] apresentaram uma análise estocástica de afundamentos de tensão. Este artigo considera, dentre os diversos fatores de influência na análise de afundamentos de tensão, a impedância de falta. Para cada sorteio aleatório da posição de falta, é feito também o sorteio aleatório da impedância de falta, variando em uma faixa de valores pré-estabelecida ou típica. Apesar de considerar a impedância de falta na análise estocástica de afundamentos de tensão, os efeitos desta impedância não são mostrados.

NOVAES [34] validou ferramentas de análise de afundamentos de tensão através de medições e registros de dados num dado sistema. Foram considerados os tipos e posições de falta durante um período de monitoramento de seis meses. Os mesmos eventos registrados através das medições foram simulados através dos programas ATP e ANAFAS, nos domínios do tempo e da frequência, respectivamente. Foram gerados dados que possibilitaram a validação de tais ferramentas, no que tange à potencialidade de simulação de afundamentos de tensão através do método de simulação de faltas.

SILVA [7] realizou uma análise comparativa de afundamentos de tensão gerados de acordo com o método de simulação de faltas e, para tanto, também utilizou os programas ATP e ANAFAS. Foram mostrados alguns resultados considerando-se curto-circuitos francos e através de impedâncias. A principal conclusão deste trabalho foi que uma ferramenta de cálculo de curto-circuito, no domínio da frequência (ANAFAS) pode ser utilizada para simulação de afundamentos de tensão sem perda considerável de informação. A ferramenta no domínio da frequência é adequada para estudos que não necessitem de certas características dos afundamentos, tais como: salto de ângulo de fase, pontos de início e fim do afundamento etc. O trabalho mostra o efeito que um modelo mais completo de gerador síncrono (GS) pode causar nos afundamentos de tensão. Observa-se que o modelo mais preciso de GS (com regulador de velocidade e algumas constantes mecânicas) não provoca mudanças consideráveis nas características dos afundamentos simulados.

McGRANAGHAN e DAVE [41] introduziram o conceito de área de vulnerabilidade, relatando as principais causas dos afundamentos de tensão, inclusive a necessidade de se considerar a influência de faltas nos sistemas de transmissão e distribuição no desempenho de barras dos sistemas de distribuição. É mostrado que no estudo de sensibilidade de equipamentos, necessita-se da tensão na barra do consumidor, sendo que a sensibilidade do equipamento irá depender da conexão do mesmo e também da conexão do transformador que o alimenta. A principal conclusão deste trabalho é de que os afundamentos de tensão têm trazido constantemente preocupação para os consumidores industriais, devido à sensibilidade dos mesmos. Para estes autores uma forma de mitigar o problema de afundamentos de tensão é a inserção de transformadores de tensão constante em dispositivos de carga constante.

ACKERMAN et al. [13] propuseram um conceito geral de GD, relatando os aspectos que estão envolvidos nesta definição, como por exemplo: nível de tensão, capacidade de geração, tecnologia de operação, modo de operação, área de entrega de energia e controle de reativos. Portanto, são mostrados os principais benefícios, e questões referentes à GD, além de tabelas que ilustram as características de cada tecnologia de GD etc.

PEPERMANS et al. [12] além de definir GD de acordo com os aspectos considerados na referência anterior, citam também os benefícios e principais questões acerca do tema.

ROMAGNOLI [31], uma referência de suma importância acerca do tema GD, forneceu uma visão geral sobre as principais barreiras enfrentadas pela GD nos âmbitos nacional e internacional. Este estudo foi feito basicamente através de entrevistas a pesquisadores e profissionais ligados diretamente a área em diferentes regiões do país. Sua conclusão foi de que, para ocorrer uma política de incentivo no Brasil, deve-se atender algumas questões, tal como a exploração de tecnologias com componentes que possam ter vocação nacional, no que se refere à sua produção, e que agridam menos o meio ambiente. Os aerogeradores, as PCH e a biomassa foram consideradas as fontes de maiores perspectivas de crescimento para o Brasil. Quanto às barreiras enfrentadas, a impressão negativa que as concessionárias possuem em relação à GD é considerada como uma das principais. Tal geração é vista pelas concessionárias de energia como fatores complicadores para a operação do sistema. Além do preconceito, tais concessionárias não mensuram os benefícios elétricos que a GD pode oferecer para o sistema no âmbito da QEE de um modo geral.

GALLARDO [23] demonstrou, através de um estudo em regime permanente, os efeitos da conexão de geradores distribuídos síncronos ao sistema de distribuição em 13,8 kV. Ele propõe índices que podem ser usados para demonstrar em quais barras do sistema devem ser conectados tais geradores para que se alcance um melhor desempenho quanto a perdas nos

alimentadores, sensibilidade e estabilidade de tensão. A principal conclusão deste estudo foi de que o perfil de tensão será afetado, em maior ou menor grau, dependendo do nível de carregamento e localização do gerador, dentre outros fatores. No caso de GD com controle de fator de potência constante, estando o sistema em carregamento mínimo, verificou-se que o sistema torna-se mais sensível às variações de tensão, com isso a quantidade de potência do gerador injetada na barra é reduzido. No caso de geradores operarem em fator de potência indutivo o sistema perde alguns benefícios técnicos. No entanto, pode-se aumentar a quantidade de geração da GD, garantindo um bom desempenho na operação do sistema. A operação dos geradores no modo de tensão constante é mais estável e com limitações do controle de tensão, as quais dependem da potência injetada e limites de reativo nominal da máquina.

FREITAS et al. [21] analisaram os aspectos técnicos referentes a utilização de geradores síncronos ou assíncronos para GD. A principal conclusão deste trabalho é de que os geradores distribuídos síncronos podem operar em dois modos de controle: fator de potência constante e tensão constante. Segundo os autores, a primeira opção é a preferida por geradores independentes, pois, com o controle do fator de potência, os mesmos terão menores ônus com energia reativa. Já os geradores que possuem o controle da excitação do tipo tensão constante, devido à maior estabilidade no controle da tensão, são a melhor opção quanto ao desempenho frente a afundamentos de tensão. Ainda de acordo com os autores, os geradores assíncronos geralmente são mais instáveis a faltas no sistema.

MELLO e BARKER [27] forneceram uma visão geral sobre os efeitos da GD em sistemas de distribuição radiais, incluindo efeitos visuais relacionados a flutuações de tensão (*flicker*) e às consequências relacionadas à operação isolada.

ANGELOPOULOS [15] demonstrou o impacto da GD em redes de baixa tensão operando em regime permanente (de carga leve, média e pesada). Uma das principais conclusões deste trabalho foi de que ocorre um aumento da confiabilidade da rede nos momentos em que a GD está inserida no sistema, ou seja, a tensão em regime permanente melhora com a inserção de tais fontes na rede.

FLECHER et al. [42] mostraram experimentalmente o efeito de elevação de tensão provocada pela GD. As principais conclusões deste artigo são que a GD eleva a tensão na linha, além de possuir outras vantagens, tais como: redução de custos com manutenção de transformadores em subestações, redução de perdas na linha e aumento da confiabilidade da rede. É mostrado que um aumento considerável na tensão ocorre quando se tem o controle de potência ativa e reativa da carga. Outro aspecto interessante neste trabalho é a demonstração da aplicabilidade de uma central de GD fotovoltaica ao invés da construção de uma nova li-

nha. É feita uma análise através do Valor Presente Líquido (VPL) das duas opções e observa-se que o VPL para a linha é negativo enquanto que para o sistema fotovoltaico é positivo, reforçando a aplicabilidade do mesmo.

HIROSE et al. [43] apresentaram um estudo de caso, feito na cidade de Sendai no Japão, de um sistema que integra GD com um sistema responsável em fornecer diferentes níveis de qualidade de energia para os diferentes circuitos. A proposta do estudo foi mostrar que diferentes condicionadores de energia, com diferentes especificações, fornecem níveis distintos de QEE. O artigo mostra que, um sistema de GD operando em um sistema isolado pode possuir oscilações de tensão e frequência no momento de saída de carga. Foi mostrado que tais oscilações são bastante minimizadas com a utilização de um conversor bidirecional.

MARTÍNEZ-VELASCO e MARTÍN-ARNEDO [28] apresentaram os efeitos dos geradores distribuídos síncronos nos afundamentos de tensão provenientes de faltas no sistema. A principal conclusão deste trabalho é que, caso os GDS permaneçam conectados à rede no momento de uma falta no sistema, então a severidade do respectivo afundamento reduz consideravelmente. Além da modelagem de tais geradores síncronos, foram modelados também os dispositivos de proteção presentes no sistema teste, isto é, religadores e chaves fusíveis.

De acordo com o presente estado da arte, e conforme é de conhecimento do autor, não existem estudos que mostrem, para consumidores individuais e através das curvas de densidade de probabilidade, os impactos da impedância de falta e da geração distribuída no número de afundamentos esperados anualmente em barras sensíveis a este problema de QEE. Portanto, o presente trabalho destina-se a mostrar, de forma probabilística e através das curvas de tendência, densidade de probabilidade, e frequência cumulativa, o impacto que estas variáveis de influência podem causar em estudos quantitativos de afundamentos de tensão.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho é composto deste capítulo introdutório e por mais seis capítulos subsequentes distribuídos como se segue:

Capítulo 2 – Este capítulo fornece uma visão geral sobre a qualidade da energia e os fatores que a tornam uma importante área de pesquisa. É demonstrado o conceito de QEE e dos principais distúrbios que a compõem, dentre eles os afundamentos de tensão, principal tema desta dissertação.

Capítulo 3 – Este capítulo aborda um dos distúrbios da QEE vistos no capítulo anterior, que são os afundamentos de tensão. A ênfase dada a este distúrbio se deve ao fato do

mesmo ser um dos temas principais deste trabalho. São detalhados os conceitos, as normas e a legislação aplicáveis, os métodos de simulação, de caracterização e de classificação, as curvas de sensibilidade, as técnicas de mitigação, as variáveis de influência etc.

Capítulo 4 – Este capítulo aborda a GD, o segundo tema desta dissertação. São detalhados os conceitos, a normatização aplicável, as tecnologias, os benefícios de um modo geral, além de outras questões relacionadas ao assunto.

Capítulo 5 – Este capítulo mostra o impacto da impedância de falta em estudos quantitativos de afundamentos de tensão.

Capítulo 6 – Este capítulo aborda o impacto da GD, conectada próximo a barra de cargas sensíveis, em estudos quantitativos de afundamentos de tensão nestas barras.

Capítulo 7 – Por fim, este capítulo apresenta as conclusões gerais deste trabalho, bem como algumas propostas para trabalhos futuros.

2 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Considerações iniciais

Uma energia de boa qualidade pode ser caracterizada por diferentes pontos de vista por parte de concessionários e usuários. Assim, do ponto de vista do fornecedor de energia, uma energia é de boa qualidade quando as grandezas de tensão e corrente atendem a limites específicos estabelecidos pelos órgãos normatizadores ou reguladores. Do ponto de vista do consumidor, a energia é de boa qualidade quando seus equipamentos funcionam de maneira adequada, sem danos para os mesmos. De um modo geral um serviço de energia elétrica é de boa qualidade quando garante, a custos viáveis, o funcionamento seguro e confiável de equipamentos, sem afetar o meio ambiente e o bem estar das pessoas [44].

Devido a estes diferentes enfoques sobre a QEE, ainda não existe um conceito único e de consenso entre as partes envolvidas, ou seja: concessionárias, usuários e fabricantes de equipamentos [11]. Neste trabalho será utilizada a definição de QEE mais adequada com relação ao modelo do setor elétrico desverticalizado adotado em vários países, inclusive no Brasil.

“Qualidade de Energia Elétrica é a combinação de qualidade de corrente e qualidade de tensão, envolvendo a interação entre o sistema e a carga. Qualidade da tensão abrange o desvio da forma de onda da tensão ideal senoidal de amplitude e frequência constante. Qualidade da corrente é um termo complementar e consiste em um desvio na forma de onda da corrente tomando como referência uma corrente senoidal ideal de amplitude e frequência constantes. Qualidade de tensão envolve a performance do sistema em direção à carga, enquanto qualidade de corrente envolve o comportamento da carga em direção ao sistema” [17], [45]. Neste contexto, a carga pode ser constituída de consumidores ou de geradores de energia elétrica [10].

Tradicionais referências na área de fundamentos de tensão, tais como [1] e [46], também consideram na definição de QEE uma combinação entre qualidade da tensão e corrente. Para demonstrar as diferentes perspectivas sobre a origem e responsabilidades dos problemas associados à QEE, a figura 2.1 [47] mostra os diferentes pontos de vista do consumidor e da concessionária.

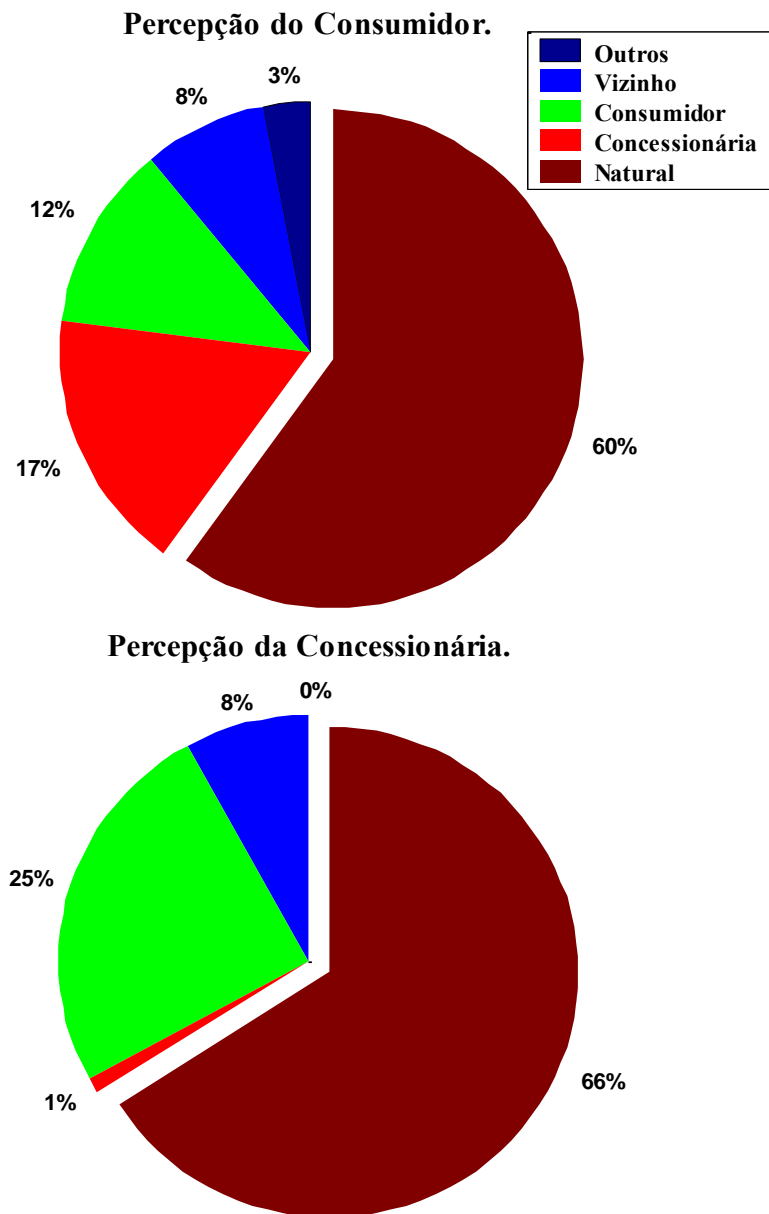


Figura 2.1: Percepções de consumidores e concessionárias sobre as causas de problemas de QEE.

De acordo com a figura 2.1, tanto do ponto de vista do consumidor quanto do ponto de vista da concessionária, a causa principal de problemas de distúrbios de QEE tem origem natural. Para o consumidor, 17% dos problemas de QEE são decorrentes da concessionária e 12% são provenientes de suas próprias instalações. Já para a concessionária, 25% dos casos dos problemas são provocados pelos consumidores e apenas 1% são provocados por elas próprias.

A QEE, devido aos custos envolvidos, vem atraindo cada vez mais a atenção de concessionárias e consumidores, principalmente devido aos impactos que uma energia de má qualidade traz aos mesmos. No atual ambiente desregulamentado, competitivo e desafiador, a

qualidade da energia torna-se uma “commodity”, e como tal deve ser acompanhada e medida [48]. Dentre as principais justificativas para o estudo da QEE destacam-se:

- A crescente sensibilidade de equipamentos utilizados nas mais diversas aplicações aos problemas de QEE;
- A crescente utilização da eletrônica de potência em equipamentos, tais como os acionamentos de velocidade variável, que são amplamente utilizadas nos diferentes ambientes industriais; e
- O crescente interesse pela conservação e melhor aproveitamento da energia elétrica [48].

A figura 2.2 mostra um histórico do crescente interesse pela área de QEE por parte de pesquisadores [49].

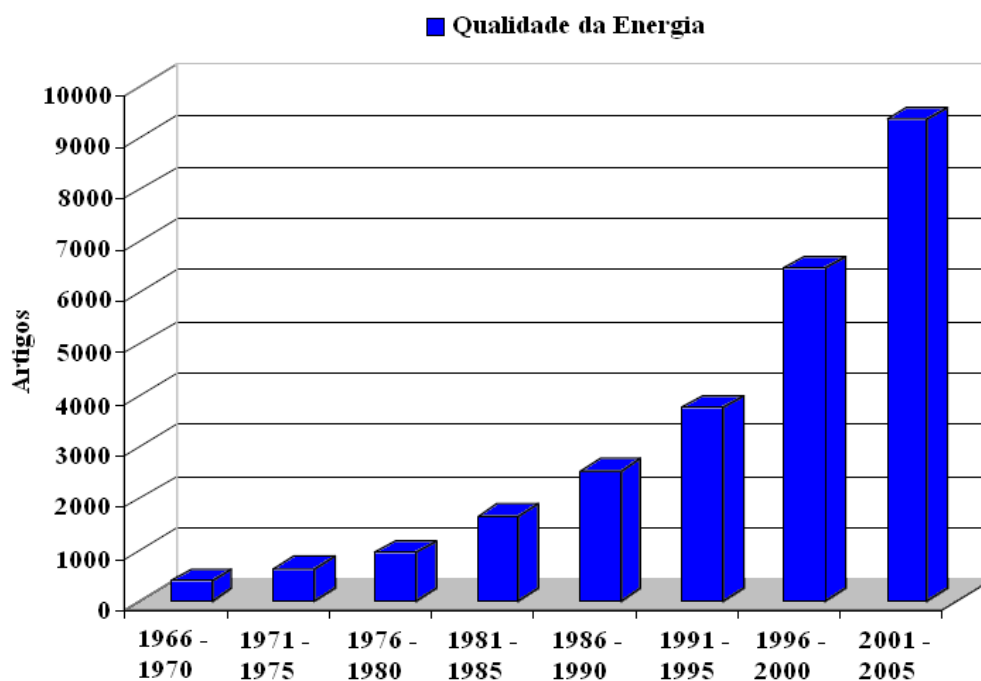


Figura 2. 2: Crescimento das publicações contemplando a QEE em sistemas elétricos de potência.

No ambiente em que o setor elétrico está inserido, além de um mercado de energia descentralizado e o acréscimo dos problemas da energia, outro aspecto que justifica o maior interesse pela QEE é a política de qualidade adotada pelas empresas. Essa política faz com que seja necessário o compromisso com a melhoria contínua na qualidade de serviços e produtos fornecidos por tais concessionárias. Uma melhor QEE fornecida por concessionárias de energia será futuramente um diferencial para escolha de uma ou outra concessionária para a compra de tal produto.

A tabela 2.1 mostra os principais distúrbios que afetam a QEE juntamente com suas categorias e características [47], [50].

Tabela 2.1: Categoria e característica de distúrbios de QEE.

Categorias	Conteúdo espectral típico	Duração típica	Amplitude típica
1.0 Transitórios			
1.1 Impulsivo			
1.1.1 Nanosegundo	5 ns	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundo	1 μ s	50 ns - 1ms	
1.1.3 Milisegundo	0,1 ms	> 1 ms	
1.2 Oscilatório			
1.2.1 Baixa frequência	< 5 kHz	0,3 - 50 ms	0 - 4 p.u
1.2.2 Media frequência	5 - 500 kHz	20 μ s	0 - 4 p.u
1.2.3 Alta frequência	0,5 - 5 MHz	5 μ s	0 - 4 p.u
2.0 Variações de curta duração			
2.1 Instantânea			
2.1.1 Interrupção		0,5 ciclo - 30 ciclos	< 0,1 p.u
2.1.2 Afundamento de tensão		0,5 ciclo - 30 ciclos	0,1 - 0,9 p.u
2.1.3 Elevação de tensão (<i>swell</i>)		0,5 ciclo - 30 ciclos	1,1 - 1,8 p.u
2.2 Momentânea			
2.2.1 Interrupção		30 ciclos - 3 s	< 0,1 p.u
2.2.2 Afundamento de tensão		30 ciclos - 3 s	0,1 - 0,9 p.u
2.2.3 Elevação de tensão		30 ciclos - 3 s	1,1 - 1,4 p.u
2.3 Temporário			
2.3.1 Interrupção		3 s - 1 min	< 0,1 p.u
2.3.2 Afundamento de tensão		3 s - 1 min	0,1 - 0,9 p.u
2.3.3 Elevação de tensão		3 s - 1 min	1,1 - 1,2 p.u
3.0 Variações de longa duração			
3.1 Interrupção sustentada		> 1 min	0,0 p.u
3.2 Subtensão		> 1 min	0,8 - 0,9 p.u
3.3 Sobretensão		> 1 min	1,1 - 1,2 p.u
4.0 Desbalanço de tensão		Regime permanente	0,5 - 2%
5.0 Distorção da forma de onda			
5.1 Nível CC		Regime permanente	0 - 0,1%
5.2 Harmônicas	ordem 0 – 100	Regime permanente	0 - 20%
5.3 Inter-harmônicas	0 - 6 kHz	Regime permanente	0 - 2%
5.4 Recorte da forma de onda (<i>Notching</i>)		Regime permanente	
5.5 Ruído	Faixa ampla	Regime permanente	0,10%
6.0 Flutuação de tensão	< 25 Hz	Intermitente	0,1 - 7%
7.0 Variações da frequência do sistema		< 10 s	

Os principais distúrbios que afetam atualmente a QEE são mostrados na figura 2.3 [47]. Tais distúrbios serão detalhados adiante.

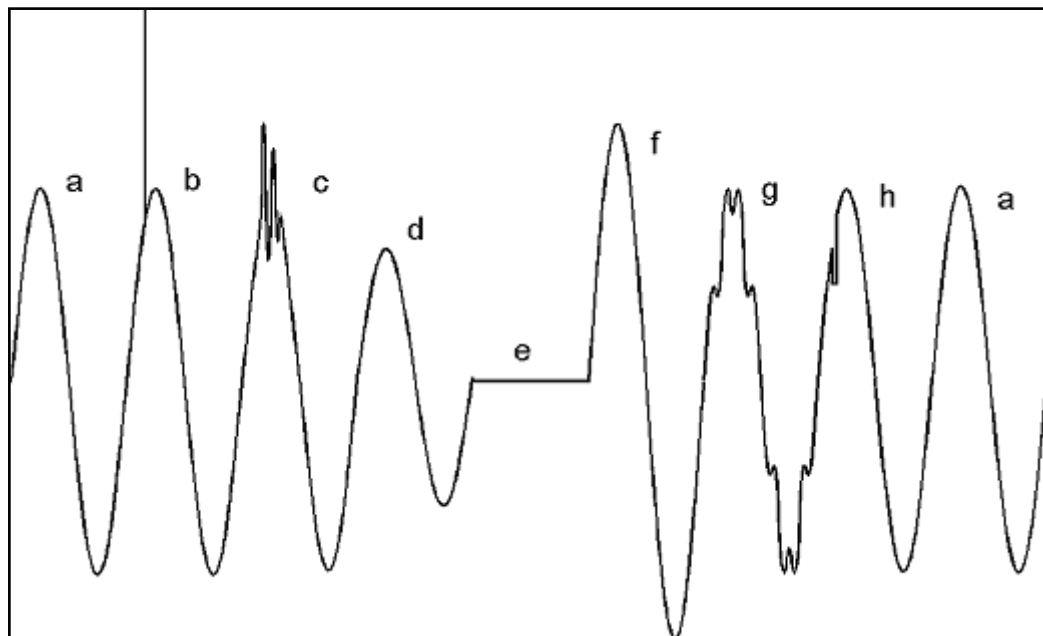


Figura 2.3: Principais distúrbios associados à qualidade de energia: a - tensão senoidal; b- transitório impulsivo; c - transitório oscilatório; d - afundamento de tensão; e - interrupção; f - elevação de tensão; g - harmônicos; h - corte de tensão.

2.2 Conceitos e definições

A seguir serão descritos, de forma resumida e de acordo com a nomenclatura nacional [11], cada um dos distúrbios de QEE da figura 2.3 [50]. Cabe ressaltar que, de acordo com a tabela 2.1, existem outros problemas de QEE que não serão enfatizados neste capítulo.

2.2.1 Transitórios (*Transient*)

Os transitórios de uma maneira geral podem ser definidos como rápidas mudanças na forma de onda de tensão ou corrente, geralmente com duração inferior a $\frac{1}{2}$ ciclo. Cabe ressaltar que nos estudos da teoria de circuitos elétricos pode-se ter um transitório de corrente em um circuito RLC com duração de vários segundos. Neste estudo, considera-se a definição de transitório, não direcionada a teoria de circuitos.

Comumente utiliza-se uma distinção entre dois tipos de transitórios: impulsivos e oscilatórios. Transitórios impulsivos são usualmente causados por descargas atmosféricas, são caracterizados pelo tempo de subida (tempo de crista), tempo de caída (tempo de cauda) e pelo valor de pico da tensão. Em geral, os surtos de tensão têm polaridade unidirecional. Por

sua vez, transitórios oscilatórios são oscilações do valor instantâneo da tensão sobreposta ao seu valor instantâneo normal, à frequência fundamental. Em geral os transitórios oscilatórios são causados pelos chaveamentos de equipamentos e linhas de energia. Eles são descritos pelo seu conteúdo espectral (geralmente frequência), amplitude e duração.

2.2.2 Afundamentos ou subtensões momentâneas de tensão (*voltage sags*)

São reduções momentâneas do valor eficaz da tensão de alimentação, em uma ou mais fases do sistema elétrico, para valores entre 10% e 90% da tensão de nominal, e duração entre $\frac{1}{2}$ ciclo e 1 minuto [1], [11]. As principais causas dos afundamentos são faltas no sistema [1].

Neste trabalho, afundamentos de tensão com período inferior a 10 ms e amplitude acima de 90% não são levados em consideração pois, eventos com duração abaixo de 10 ms são considerados como transitórios [51] e quedas de tensão de até 10%, são tolerados pela maioria dos equipamentos elétricos [1], [52].

2.2.3 Interrupção momentânea de tensão

Uma interrupção é uma redução da tensão de alimentação ou corrente da carga para um valor abaixo de 0,1 p.u por um intervalo de tempo não superior a 1 minuto [1]. Interrupções podem ser provocadas por faltas no sistema, falhas em equipamentos e outras avarias no sistema [1].

Interrupções são medidas pela sua duração desde que tenham a amplitude de tensão sempre inferior a 10% da nominal. Para interrupções provocadas por faltas no sistema, a duração é dada pelo tempo de operação do sistema de proteção até a total abertura do circuito sob falta. Geralmente um afundamento de tensão no cliente é seguido por uma interrupção em outro ponto do sistema.

2.2.4 Elevações ou sobretensões momentâneas de tensão (*voltage swell*)

São elevações momentâneas do valor eficaz da tensão, na frequência e em uma ou mais fases do sistema, para valores de tensão superiores a 110% da tensão nominal, e duração entre $\frac{1}{2}$ ciclo e 1 minuto [1]. Afundamentos e elevações momentâneas de tensão podem ocorrer simultaneamente, devido a uma mesma causa. Assim, por exemplo, curto-circuitos fase-

terra podem causar afundamentos de tensão na fase defeituosa assim como elevações de tensão nas demais fases.

2.2.5 Cortes de tensão (*Notching*)

São descontinuidades do valor instantâneo da tensão causadas geralmente pelos curto-circuitos fase-fase, durante a comutação da corrente entre as fases do sistema durante a operação de conversores de potência. Normalmente são seguidos de transitórios oscilatórios e, por serem periódicos, têm sido também analisados como distorção harmônica.

2.2.6 Harmônicos

São tensões e correntes senoidais que são múltiplas inteiras da frequência fundamental do sistema, usualmente 50 ou 60 Hz. A ocorrência de distorções harmônicas de tensão ou corrente é, tipicamente, devida às características não-lineares de dispositivos e cargas que compõem o sistema.

2.3 Eventos e variações no sistema

O termo *evento* é tipicamente usado para descrever significantes e rápidos desvios de tensão ou corrente, relativos à onda normal ou ideal. Diferentemente, o termo *variação* é usado para descrever pequenos e rotineiros desvios do valor nominal [1], [17], [46], [53]. Um exemplo de variação de tensão é o comportamento da tensão ao longo do dia, por exemplo, de 0,95 a 1,05 p.u. Harmônicos e cortes na forma de onda também são considerados variações.

Já um exemplo de evento são os afundamentos de tensão, estes também são caracterizados por serem menos frequentes.

Existem duas principais categorias de eventos:

1. Eventos normais, os quais são provocados basicamente por ações da operação normal do sistema, dentre estas: a partida de motores de indução, a energização de transformadores ou de bancos de capacitores, e os chaveamentos de cargas, isto é, a entrada e saída de carga no sistema.
2. Eventos anormais, os quais são provocados basicamente por faltas no sistema.

Dentre os eventos normais mencionados, a partida de motores de indução e energização de transformadores podem provocar afundamentos de tensão. O foco principal deste trabalho será sobre os eventos anormais, com ênfase em afundamentos de tensão.

É importante distinguir os termos variação e evento, pois, geralmente os limites de variação de tensão são definidos por normas ou regulamentos [10], [54], ao passo que os eventos geralmente não são normatizados, principalmente quando se trata de padrões de desempenho.

Conforme visto anteriormente, existem diversos distúrbios que podem comprometer a QEE. Este comprometimento pode ser causado por:

1. Falhas elétricas, falhas e chaveamentos, os quais normalmente resultam em afundamentos de tensão, elevações de tensão, transitórios etc. De acordo com a definição apresentada no subitem 2.1, tais eventos estão relacionados à qualidade da tensão.
2. Distúrbios provocados por cargas, tais como: harmônicos, cortes e desequilíbrios de tensão etc [13]. De acordo com a definição apresentada no subitem 2.1 tais eventos estão relacionados à qualidade da corrente.

De acordo com a definição de QEE adotada, tanto a rede de energia quanto a carga (consumidor ou fonte) podem influenciar a QEE do sistema. Neste trabalho, o enfoque principal é sobre os efeitos da impedância de falta e da GD (carga) para a QEE, com ênfase em afundamentos de tensão.

2.4 Considerações finais

Este capítulo forneceu uma visão geral sobre a QEE, assim como as razões pelas quais essa área de pesquisa vem sendo cada vez mais alvo de estudos por parte de pesquisadores. Neste capítulo a QEE foi conceituada de uma forma mais geral e de acordo com a situação encontrada no Brasil, cuja carência de normas e padrões de desempenho na área é evidente. Neste capítulo, são mostradas as diferentes opiniões, por parte das concessionárias e dos consumidores, sobre a origem dos distúrbios de qualidade de energia assim como uma descrição geral de cada um destes.

Dentre os distúrbios apresentados, alguns deles vêm causando muita preocupação para consumidores, concessionárias e fabricantes de equipamentos. Esse é o caso dos afundamentos de tensão, os quais que constituem o tema principal desta dissertação e serão abordados no próximo capítulo.

3 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

3.1 Considerações iniciais

Os afundamentos de tensão são atualmente considerados como um dos piores problemas de QEE, principalmente para consumidores industriais [1]-[9]. Estes problemas podem também prejudicar as concessionárias de energia (do ponto de vista de perda de ativos e degradação de imagem perante o consumidor), devido a paradas de grandes processos [49], sendo compostos na grande maioria das vezes, por cargas especiais [11]. Os afundamentos de tensão, embora menos severos que interrupções de curta e longa duração, são mais frequentes, causando maiores danos que as interrupções [45], [53].

Além da sensibilidade de diferentes processos aos afundamentos, outro fator que faz com que tais eventos ofereçam preocupação às concessionárias e consumidores é a dificuldade de eliminação do problema. Por exemplo, para eliminar o problema de interrupção em uma linha de transmissão ou em um alimentador radial, será necessário investimento somente na linha ou alimentador, ao passo que eliminar os afundamentos de tensão que afetam o mesmo alimentador seria impossível ou pelo menos inviável. Esta impossibilidade surge do fato que tais afundamentos podem estar sendo originados, por exemplo, a centenas de quilômetros, por faltas no sistema de transmissão [45]. Para ressaltar tal preocupação, a figura 3.1 mostra a evolução do interesse pelo tema “afundamentos de tensão” [49].

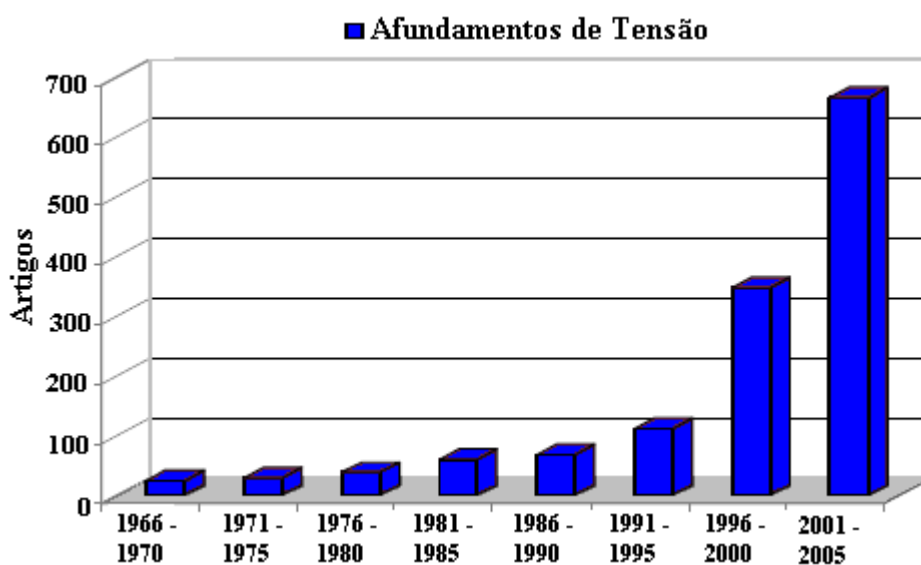


Figura 3.1: Evolução das publicações relacionados a afundamentos de tensão em sistemas elétricos de potência.

Observa-se na figura 3.1 que, a partir do ano de 2000, ocorreu um grande aumento de publicações envolvendo o tema “afundamentos de tensão”, reforçando sua importância no contexto dos problemas de QEE [44].

As figuras 3.2 [45] e 3.3 [1] mostram, em termos de valores RMS (ou eficazes) e instantâneo, respectivamente, o comportamento da tensão durante um afundamento de tensão. Na figura 3.2 são mostradas as principais características do afundamento e, na figura 3.3, o comportamento da tensão durante um afundamento na presença de harmônicos. Os conceitos e definições relacionados a estas figuras são apresentados a seguir.

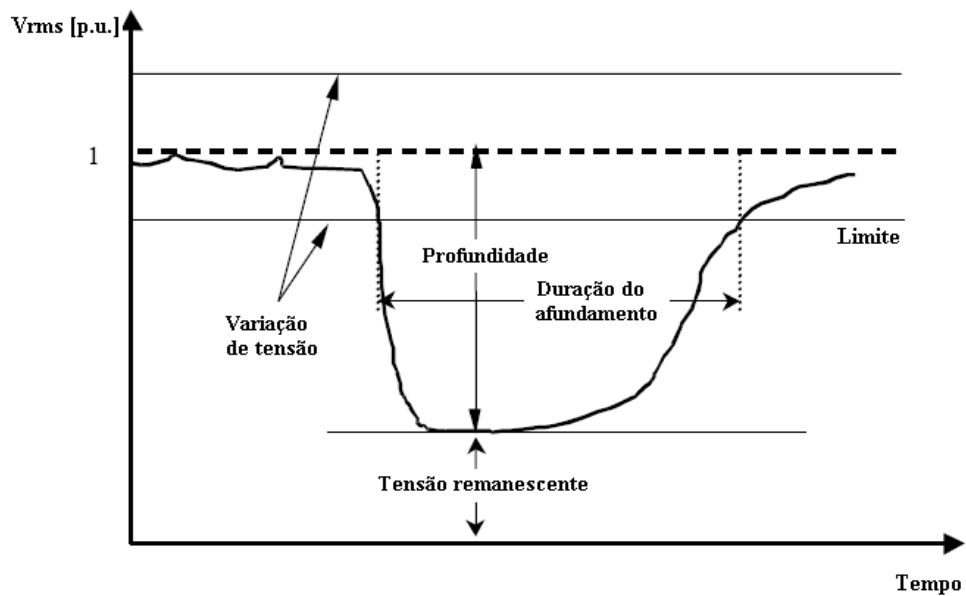


Figura 3.2: Afundamento de tensão: representação do início, fim e intensidade.

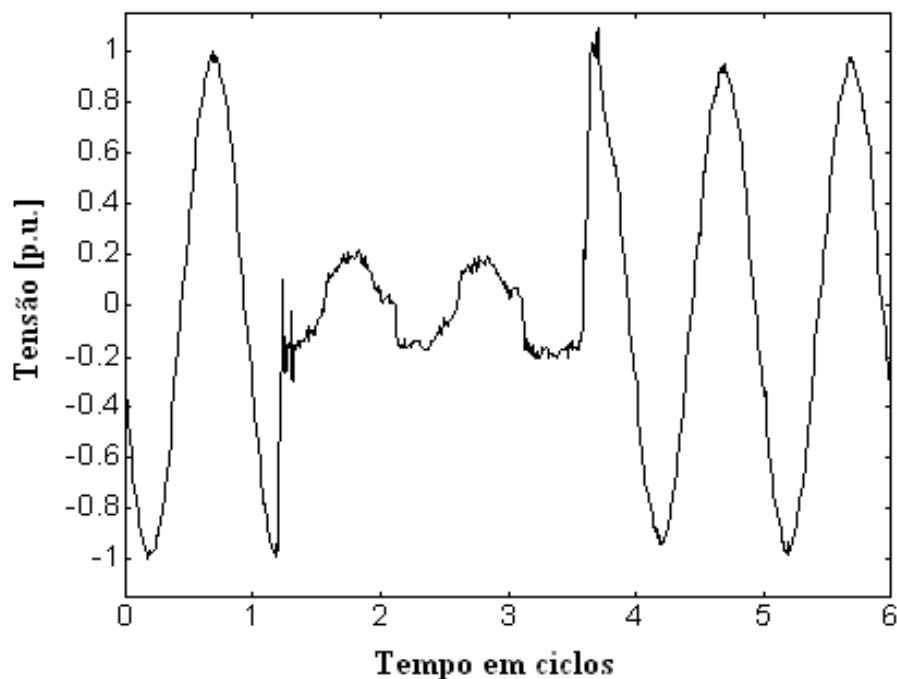


Figura 3.3: Afundamento de tensão com presença de harmônicos.

3.2 Conceitos e definições

O conceito de afundamentos de tensão é dado de formas diferentes em diferentes normas relacionadas a este evento.

De acordo com a norma IEEE-1159, o afundamento de tensão, representado pelas figuras 3.2 e 3.3, é definido como sendo uma redução no valor eficaz da tensão de alimentação, durante o evento, para um valor entre 10% e 90% da tensão nominal, com o período entre $\frac{1}{2}$ ciclo e 1 minuto [1], [11], [46], [50], [55].

Já, de acordo com a norma IEC 61000-2-8, o afundamento de tensão é definido como sendo uma redução súbita da tensão em um ponto do sistema elétrico abaixo de um determinado limite, compreendido entre 0,1 e 0,99 p.u da tensão de alimentação, seguida por um restabelecimento da tensão depois de um curto período de tempo, de $\frac{1}{2}$ ciclo à uns poucos segundos [2], [45], [56], [57].

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) através dos Procedimentos de Rede, define o afundamento de tensão como sendo um evento em que o valor eficaz da tensão seja superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u da tensão nominal durante um intervalo de tempo com duração superior a um ciclo (i.e., aproximadamente 16,67 ms) e inferior ou igual a três segundos [58].

A ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição, conceitua o afundamento de tensão como sendo um evento em que o valor eficaz da tensão do sistema se reduz, momentaneamente, para um valor maior ou igual a 0,1 p.u e inferior a 0,9 p.u da tensão nominal de operação, durante um intervalo inferior a três minutos [59].

No Brasil, apesar da existência dos Procedimentos de Rede e Procedimentos de Distribuição, segue-se a tendência internacional de não fornecer padrões de desempenho com relação a afundamento de tensão.

Na literatura internacional, afundamento de tensão é denominado “*voltage sag*” ou “*voltage dip*” e uma subtensão é caracterizada como o afundamento de tensão que ultrapassar o limite superior de tempo do próprio afundamento de tensão [1]. Nesta dissertação os termos “afundamento de tensão” assim como os termos em inglês “*voltage sag*” e “*voltage dip*” se referem ao mesmo evento. Na legislação brasileira tais afundamentos são classificados como uma Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD).

Várias dúvidas podem surgir quanto ao entendimento da intensidade deste evento, pois, por exemplo, pode-se perguntar: um afundamento de tensão de 0,7 p.u significa que a tensão reduziu para 70% ou em 30%? A norma IEEE-1159 recomenda o uso do termo “Um

afundamento para $X\%$, o que significa que a tensão reduziu para $X\%$ do valor de referência (tensão nominal, residual, pré-falta) [1]. Geralmente a tensão remanescente é dada em função da tensão nominal [1]. Nesse caso, um afundamento de tensão de 0,7 p.u significa que a tensão diminuiu para 70% do seu valor nominal.

A IEC através da norma 61000-4-8 até pouco tempo recomendava que a intensidade do afundamento fosse quantificada de acordo com a queda de tensão durante o afundamento, por exemplo: um evento de intensidade de 0,7 p.u significa que a queda de tensão foi de 70% e que a tensão caiu para 30% do valor nominal. Nesta análise há o impasse de se poder considerar a queda em termos da tensão pré-falta ou nominal do sistema. Portanto, a IEC passou a referenciar o afundamento de tensão também em termos da tensão remanescente [60].

Apesar da maioria das normas não considerarem a queda de tensão para caracterizar a intensidade do afundamento, algumas normas possuem a queda de tensão como referência, como é o caso da norma Sul Africana NR – 048 [1].

Neste trabalho adota-se a metodologia IEEE, ou seja: um afundamento de 0,7 p.u significa que a tensão diminuiu para 70% do valor nominal. Nesse caso, nota-se que quanto maior a amplitude do afundamento de tensão, menos severo será tal evento.

A amplitude do afundamento de tensão é calculada com base em dados do sinal já discretizado no domínio do tempo de acordo com a taxa de amostragem do equipamento de medição, e pode ser obtida pela equação 3.1.

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v^2_i} \quad (3.1)$$

Sendo:

V_{rms} – Tensão eficaz do sinal amostrado no tempo;

N – Número de amostras por ciclo (de acordo com o algoritmo de janelamento);

v_i – Amostras de tensão no domínio do tempo.

A equação 3.1 pode ser considerada genérica para o cálculo da amplitude do afundamento, pois, a variável v_i pode se referenciar tanto à componente fundamental do sinal quanto ao sinal contendo distorções harmônicas. Alguns estudos afirmam que o afundamento de tensão pode ser obtido somente pela tensão eficaz da onda fundamental, sendo que certo

grau de distorção harmônica no sinal de tensão, não mudará significativamente as características do afundamento [3], [5], [48].

A distorção harmônica presente na forma de onda da tensão deve ser abordada com maior ênfase em estudos envolvendo a classificação automática de eventos de QEE, os quais estão fora do escopo deste trabalho. Para maiores informações o leitor pode consultar as referências [48], [56].

3.3 Normas aplicáveis

Uma descrição sumária das principais normas relacionadas com afundamentos de tensão é apresentada a seguir.

IEC 61000-2-8: Esta norma [57] descreve de forma detalhada as causas e a propagação dos afundamentos de tensão. Também são abordados os efeitos sobre cargas sensíveis e métodos de medição.

IEC 61000-4-30: Esta norma [61] define os métodos de medição e interpretação de resultados de parâmetros de qualidade de energia em sistema de 50/60 Hz.

IEEE 1356: Esta norma [55] apresenta uma metodologia padrão de compatibilidade entre a sensibilidade de equipamentos e processos com distúrbios de QEE provindos da rede. Pode-se considerar que esta norma é uma referência para as normas IEEE 1159, 493, e 446.

IEEE 1159: Esta norma [50] é dirigida para a interpretação e acompanhamento dos fenômenos eletromagnéticos que causam problemas de QEE.

IEEE 493: Esta norma [60] é voltada para a análise de planejamento e confiabilidade dentro dos sistemas industriais.

IEEE 446: Esta norma [51] fornece uma recomendação geral para práticas, princípios e linhas gerais para seleção, projeto, instalação, aplicação, operação e manutenção de sistemas emergenciais de energia e *stand-by*.

EN 50160: Esta norma europeia [3] segue a IEC na conceituação de afundamento de tensão e define as características da tensão fornecida pelas redes públicas de distribuição nos níveis de baixa tensão (tensão eficaz fase-fase até 1000 V) e média tensão (tensão eficaz fase-fase entre 1 kV e 35 kV) [32], [62].

3.4 Causas

A principal causa de afundamento de tensão é o aumento brusco da corrente elétrica em algum ponto do sistema. Estas sobrecorrentes momentâneas são principalmente originadas por: faltas no sistema de transmissão ou de distribuição, partida de grandes motores, energização de transformadores [1], [11], [41], [44], [49], [63], [64] e também são ocasionados pela saída de grandes blocos de geração [24], [52], [56]. Dentre as causas anteriores, aquelas que são classificadas como anormais são: faltas elétricas no sistema e saída de grandes blocos de geração [10].

A principal causa dos afundamentos de tensão são as faltas no sistema [41]. As descargas atmosféricas são as principais causas de faltas [65] e, devido à exposição das linhas de energia ao tempo, não é possível eliminar totalmente os efeitos das mesmas em tais linhas, principalmente quando se considera o aspecto financeiro.

No Brasil, mais especificamente no Estado de Minas Gerais, onde se verifica um elevado índice cerâmico, a representatividade dos desligamentos intempestivos provocados por descargas atmosféricas gira em torno de 70% para linhas de até 230 kV e 30% para alimentadores de 13,8 kV [66]. Já nos sistemas de distribuição, de um modo geral, estatísticas mostram que de 70 a 90% das faltas que ocorrem em tais sistemas são causadas por: galhos de árvores, descargas atmosféricas, abalroamentos, ventos, chuva, vandalismo etc [67].

Diferentes causas de afundamentos também causam diferentes características de amplitude e duração dos mesmos, por exemplo: afundamentos causados por partida de grandes motores podem levar até dezenas de segundos [1] com amplitudes em torno de 85% ou menos [24]. Enquanto que afundamentos causados por descargas atmosféricas além de serem os mais severos [1], [45], [46], [53], são de curta duração. Estudos mostram que 90% dos distúrbios provocados por descargas atmosféricas possuem duração menor que um segundo [51].

3.5 Caracterização de afundamentos de tensão

Os afundamentos de tensão de um modo geral podem ser caracterizados em monofásicos e trifásicos. Antes de uma maior pormenorização da caracterização de tais eventos, ilustra-se através da figura 3.4 o perfil da forma de onda do afundamento e apresenta-se as considerações feitas neste trabalho.

Os afundamentos de tensão podem ser retangulares e não-retangulares. Os retangulares são aqueles em que a amplitude no decorrer do afundamento é constante, conforme

mostrado na figura 3.4. Já os afundamentos não-retangulares são aqueles em que a tensão no decorrer do afundamento muda de amplitude.

No presente trabalho, devido tanto às limitações da ferramenta de simulação quanto às características que serão utilizadas do afundamento, serão considerados somente afundamentos retangulares. Cabe ressaltar que neste trabalho a referida aproximação é utilizada, pois não são consideradas características minuciosas do afundamento, tais como: pontos de início e de fim, salto de ângulo etc. Portanto, não sendo necessários dados minuciosos do evento, mas apenas sua amplitude, utiliza-se uma ferramenta computacional no domínio da frequência para a simulação de tais eventos. De acordo com [7], isso pode ser feito sem comprometer os resultados do estudo.

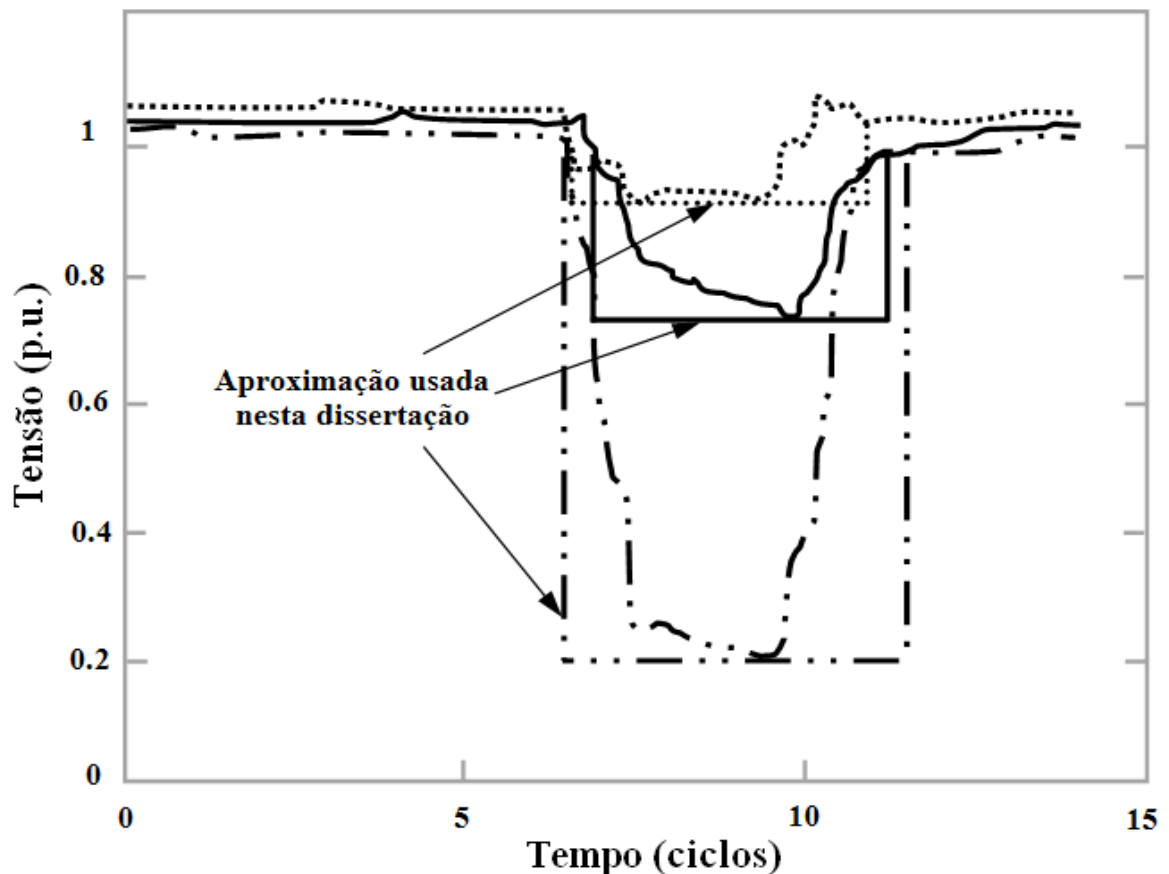


Figura 3.4: Aproximação de afundamento de tensão não-retangular para retangular.

3.5.1 Caracterização de eventos monofásicos

As duas principais grandezas para a caracterização de um afundamento de tensão monofásico são a amplitude e a duração. Estas duas grandezas fornecem informações suficientes para a maioria dos estudos sobre de afundamentos [2], [49].

O afundamento de tensão é um distúrbio eletromagnético multidimensional, sendo caracterizado principalmente pela amplitude e duração [45]. Quando se trata da caracterização

de afundamentos de tensão monofásicos, existe um consenso em assumir a menor tensão eficaz e a maior duração. As grandezas de duração e amplitude de um afundamento monofásico são mostradas na figura 3.5.

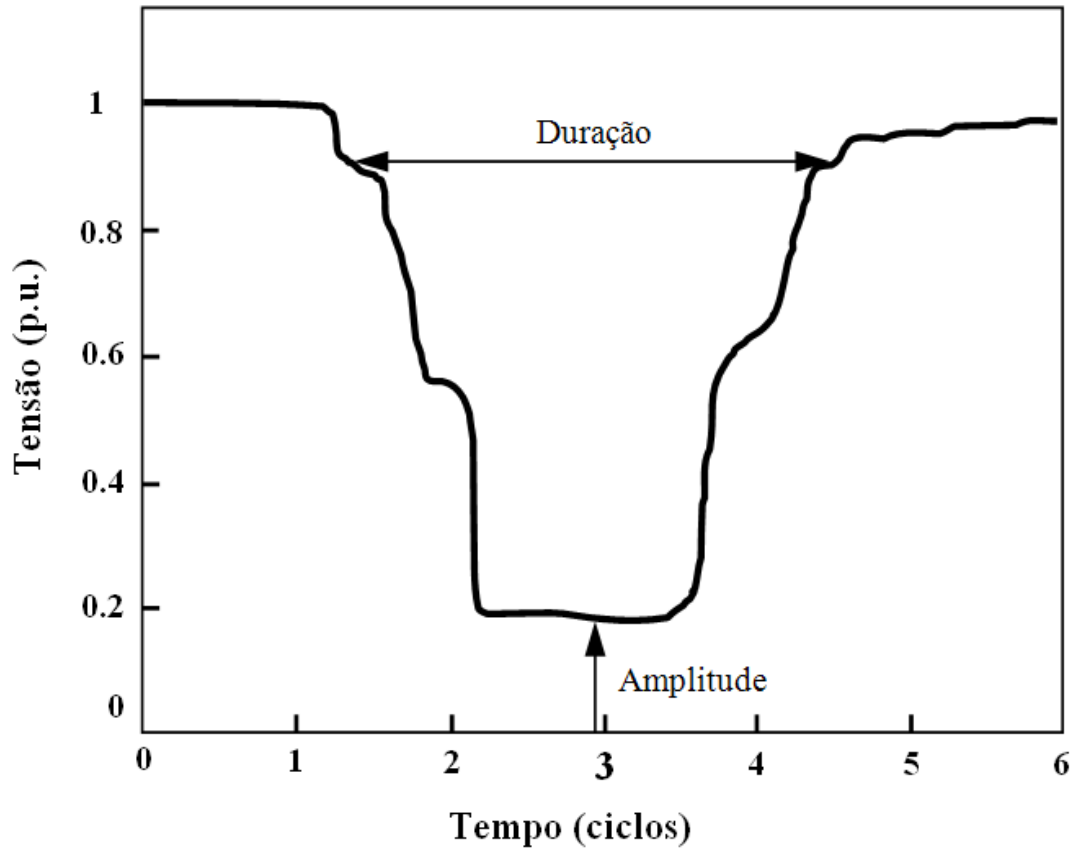


Figura 3.5: Intensidade e duração de um afundamento de tensão monofásico.

3.5.2 Caracterização de eventos trifásicos

Para eventos que envolvem mais de uma fase, a análise torna-se mais complexa. Na literatura são encontradas duas maneiras de caracterizar os afundamentos trifásicos. Uma delas considera cada fase individualmente, caracterizando eventos trifásicos como três eventos monofásicos, estimando amplitude e duração para cada evento monofásico [3]. A outra considera um afundamento de tensão trifásico como um único evento, sendo que suas características são obtidas pela agregação de fases.

A agregação de fases é bastante usual na caracterização de afundamentos que envolvem mais de uma fase. Isso ocorre porque, apesar de se ter afundamento de diferentes características nas fases envolvidas é necessário estabelecer um valor de amplitude e duração para caracterizar tal evento. Um exemplo de agregação de fases pode ser vista na figura 3.6. Esta figura mostra a metodologia de agregação de fases que será adotada neste trabalho, na qual se considera os dados de amplitude e duração referentes à pior fase.

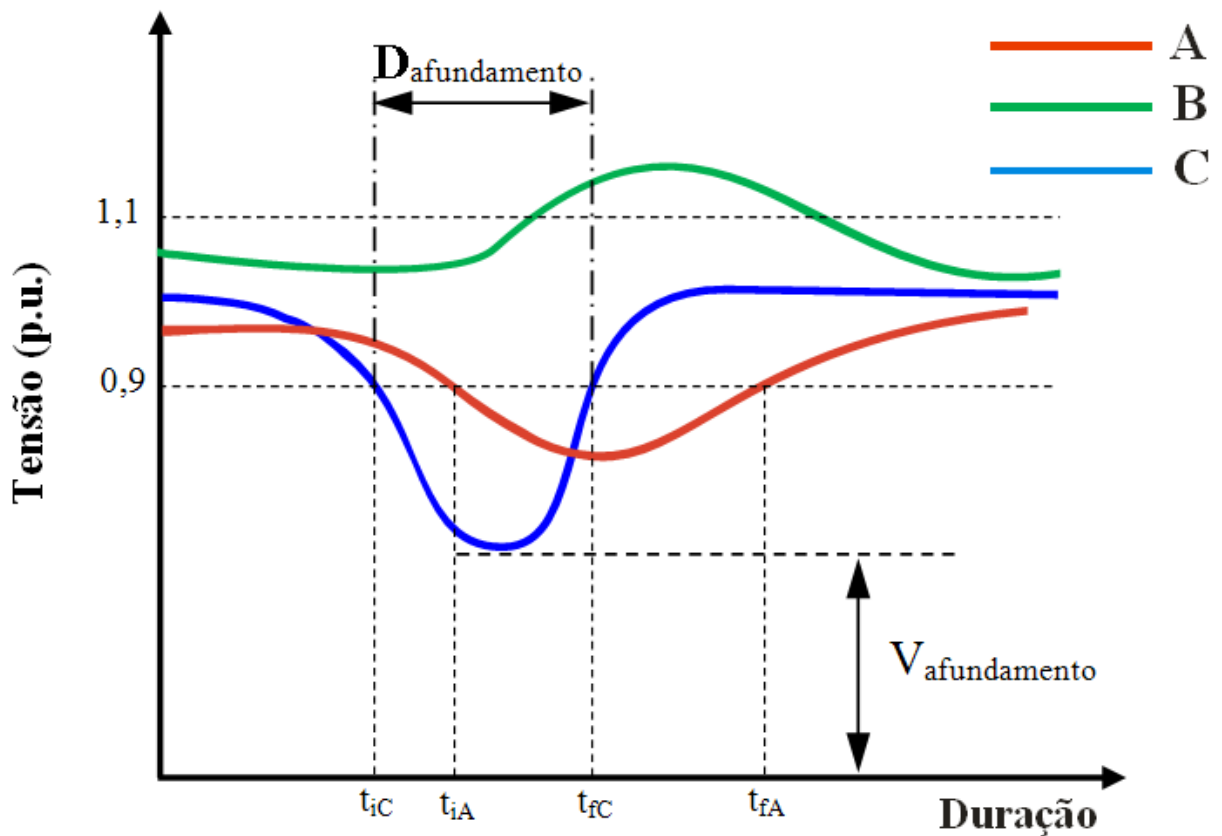


Figura 3.6: Metodologia de agregação de fases.

Devido a diferentes amplitudes e durações nas fases não faltosas, surgem diferentes metodologias de agregação de fases para caracterizar tal evento.

3.5.2.1 Metodologia do EPRI / ELECTROTEK (USA)

Segundo esta metodologia [1], [68], a caracterização é definida pelo par intensidade e duração. A intensidade é determinada pela mínima tensão remanescente registrada durante o evento, explicitada em seu valor percentual e a duração pelo período de tempo em que o valor eficaz da tensão na fase representativa (i.e., a fase em que ocorre o maior desvio) viola um limite específico de tensão indicado para avaliar o distúrbio. Esta metodologia é ilustrada na figura 3.7.

A figura 3.10 mostra três afundamentos de tensão, $D_{80\%}$, $D_{50\%}$ e $D_{20\%}$. $D_{80\%}$ significa a duração do afundamento com amplitude menor que 80%. Da mesma forma a nomenclatura de $D_{50\%}$ e $D_{20\%}$ refere-se às durações dos afundamentos cujas amplitudes foram respectivamente menores que 50% e 20%.

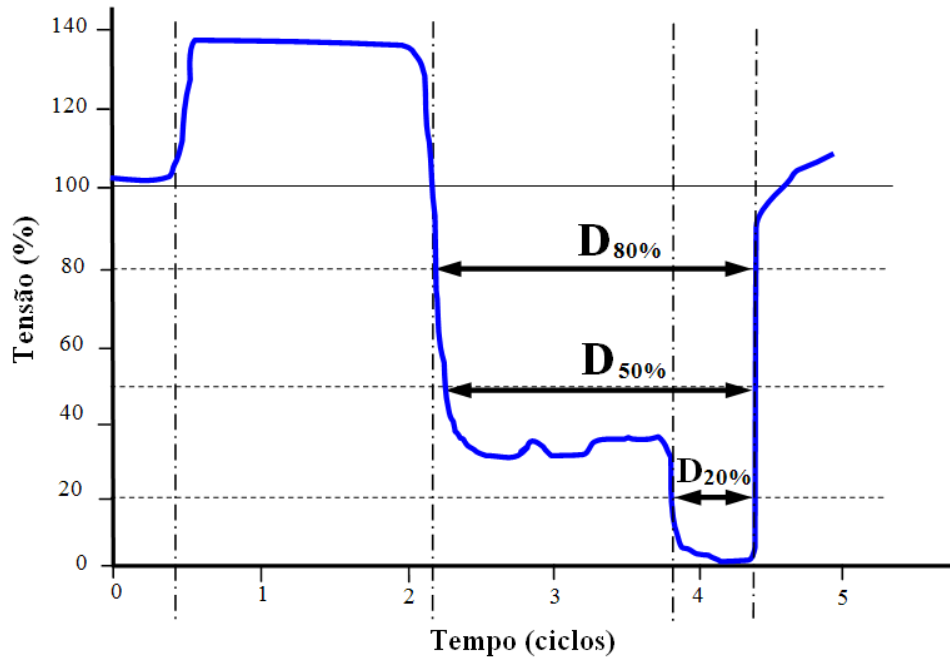


Figura 3.7: Caracterização segundo a EPRI/ELEKTROTEK.

3.5.2.2 Metodologia da UNIPEDE (Europa)

Nesta metodologia, conforme mostra a figura 3.8, a intensidade de um afundamento de tensão é definida a partir da fase que apresenta a maior queda do valor eficaz de tensão, tomando como medida os desvios percentuais em relação à tensão nominal. Por sua vez, a duração do afundamento de tensão é dada pelo período de tempo decorrido a partir do instante em que a tensão de uma das fases torna-se inferior ao limite de 90%, até o instante em que as tensões de todas as fases sejam superiores a este limite, observando aqui a agregação das fases.

De acordo com a figura 3.8, a amplitude do afundamento refere-se à menor tensão remanescente. Já o tempo do afundamento é o instante em que a tensão de uma das fases for inferior a 0,9 p.u até o instante em que todas as fases estiverem com tensão maior ou igual a 0,9 p.u.

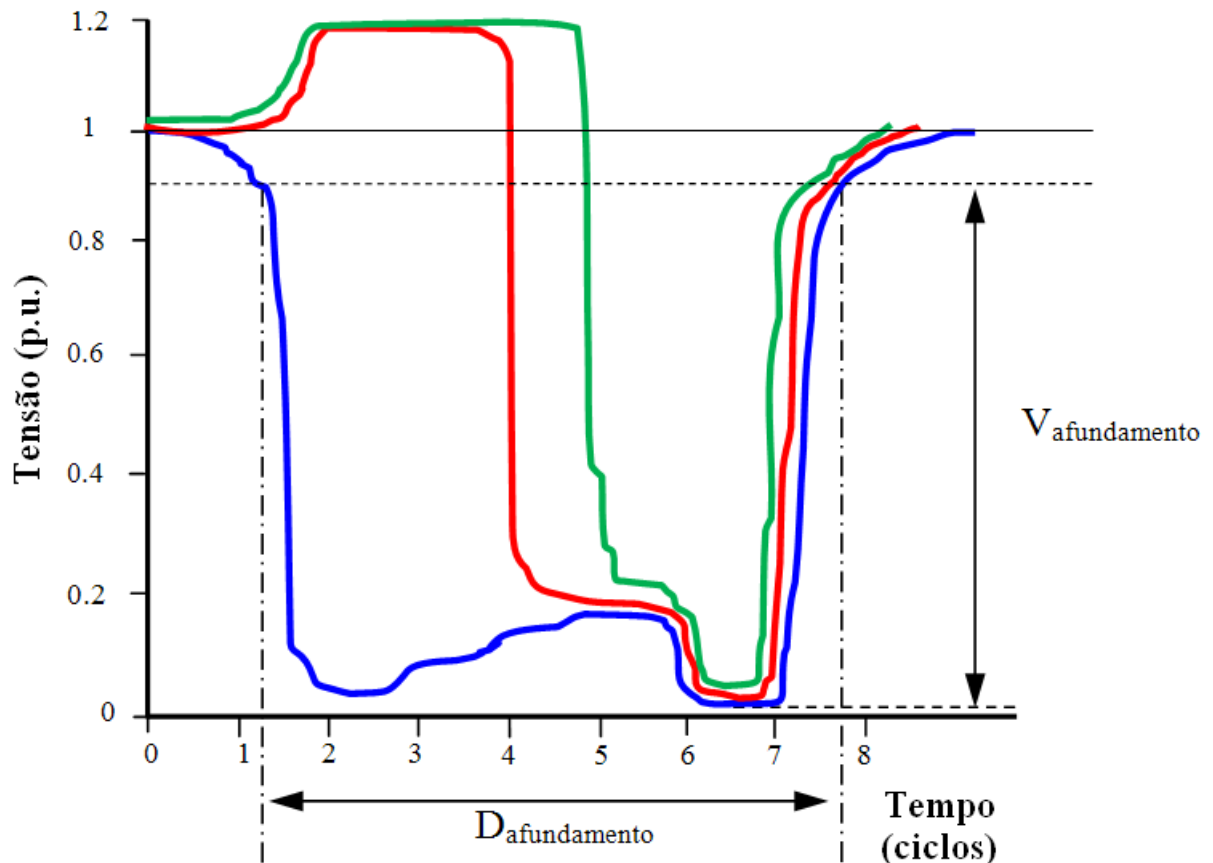


Figura 3.8: Caracterização de afundamentos de tensão segundo a UNIPED.

3.5.2.3 Metodologia da NRS – 048 (África do Sul)

A norma NRS – 048 foi elaborada pela South African Electricity Supply Industry e aprovada pelo National Electricity Regulator. Esta norma estabelece uma metodologia para a caracterização de afundamentos de tensão com base em diversos padrões internacionais, tendo como principais as diretrizes estabelecidas pela IEC e CENELEC.

De acordo com esta norma, a intensidade de um afundamento de tensão trifásico é definida como a maior queda do valor eficaz da tensão trifásica. Esta tensão é tomada como o desvio percentual em relação a uma tensão declarada como, por exemplo, a tensão nominal ou operativa do sistema. Sua duração é caracterizada como sendo a duração associada à pior fase afetada (fase representativa) durante a ocorrência do evento, conforme figura 3.9. Esta associação da amplitude do afundamento à pior fase, também ocorre na metodologia EPRI/ELECTROTEK.

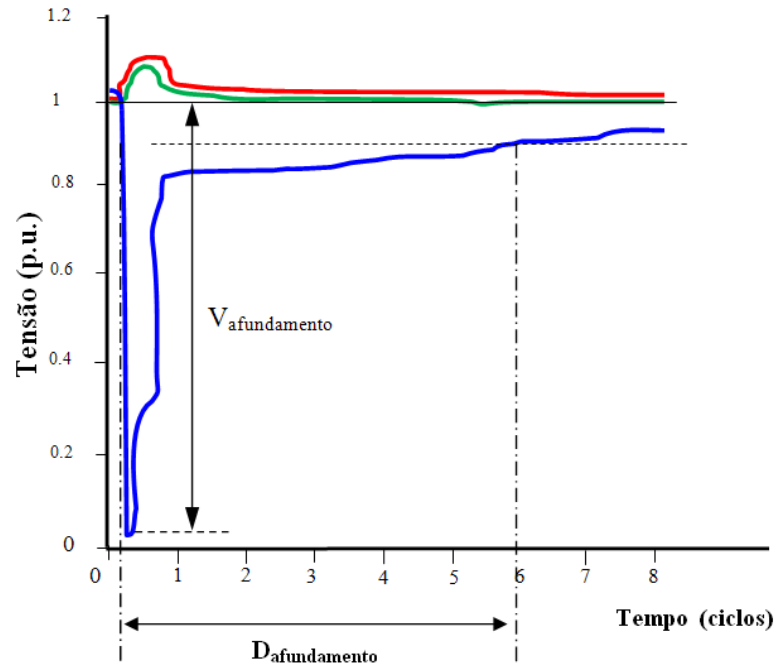


Figura 3.9: Caracterização de afundamentos de tensão segundo a norma Sul Africana NRS-048.

Para facilitar a interpretação das diferentes metodologias de agregação de fases, tais metodologias são comparadas na tabela 3.1 de acordo com a tensão remanescente ou queda de tensão, tensão nominal ou operativa, duração e algumas observações complementares sobre cada metodologia.

Tabela 3.1: Resumo de metodologias de agregação.

Metodologia	Tensão	Tensão de referência	Duração	Observações
UNIPEDA (Europa)	Fase em que ocorre maior queda de tensão.	Tensão nominal	Tempo decorrido do instante em que uma das fases for inferior a 0,9 p.u até o instante em que todas as fases atingem tal limite.	Não oferece informações sobre tensão eficaz.
NRS - 048 (África do Sul)	Fase em que ocorre maior queda da tensão RMS.	Tensão nominal ou operativa do sistema.	Associada à pior fase afetada.	Associada à tensão eficaz.
EPRI/ ELETROTEK (USA)	Mínima tensão remanescente, explicitada em seu valor percentual, registrada durante o evento.	Valor eficaz da tensão, não especificando se nominal ou operativa.	Período de tempo em que o valor eficaz da tensão viola um limite específico pré-estabelecido.	Para afundamentos trifásicos a análise de tempo do afundamento é igual a da NRS - 48. Possui classificação distinta para afundamentos não-retangulares.

De acordo com a tabela 3.1, nas metodologias UNIPEDDE e NRS-048, a caracterização do afundamento trifásico é feito de acordo com a maior queda de tensão e não pela menor tensão remanescente como é o caso da metodologia EPRI.

Observa-se que todas as metodologias propostas até aqui, desconsideram a influência dos transformadores e da conexão das cargas e, devido a isso, tais metodologias são limitadas. A seguir são apresentados dois métodos para obter a caracterização de afundamentos de tensão trifásicos, chamados métodos de classificação ABC e método de classificação por componentes simétricas.

3.5.2.4 Método de classificação ABC

Ao contrário de outros métodos, que caracterizam os afundamentos de tensão somente pela amplitude e duração, o método de classificação ABC [1], [10] considera a assimetria e desbalanço de tensão no momento da ocorrência do evento, permitindo diferenciar eventos assimétricos com a mesma amplitude e duração [46] e classificar eventos segundo a assimetria e desequilíbrio. É subentendido que assimetria refere-se à defasagem angular entre fases e desbalanço à amplitude dos fasores de tensão. Esse método de classificação considera os diferentes tipos de faltas: fase-terra, bifásica-terra, bifásica e trifásica.

Devido à simplicidade, a classificação ABC é mais usada do que a classificação por componentes simétricas. Entretanto esta classificação é baseada em um modelo de rede simplificado, baseado nas premissas que se seguem:

- Consideram-se iguais as componentes de sequência positiva e negativa da impedância da rede;
- Desconsidera-se a tensão de sequência zero nos terminais do equipamento; e
- Despreza-se a corrente de carga antes, durante e depois da falta.

Tais considerações fazem com que a tensão na fase não faltosa não seja influenciada pela falta. Devido a essa simplificação, os autores não recomendam o método ABC para classificar afundamentos de tensão obtidos de medidas instantâneas da tensão [47], [69]. A figura 3.10 mostra os tipos de afundamentos de tensão considerados na classificação ABC.

Na figura 3.10, V indica o fasor tensão pré-falta da fase A (tomada como fase de referência) e E_f indica o fasor tensão na fase ou fases faltosas.

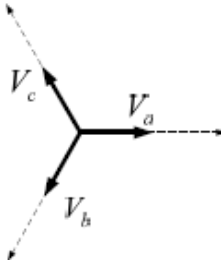
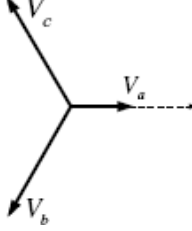
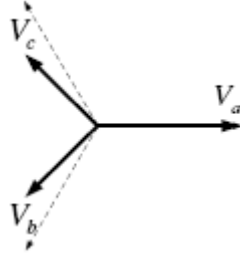
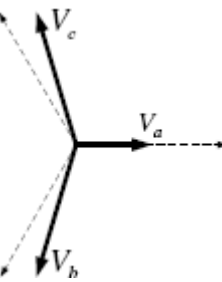
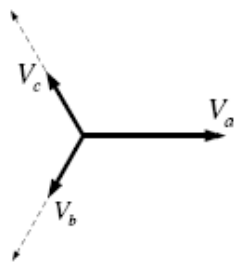
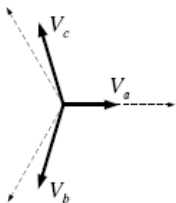
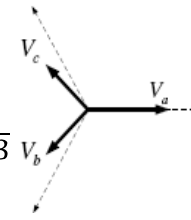
<p><i>Tipo A</i></p> $V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$ 	<p><i>Tipo B</i></p> $V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}E - \frac{1}{2}jE\sqrt{3}$ $V_c = -\frac{1}{2}E + \frac{1}{2}jE\sqrt{3}$ 
<p><i>Tipo C</i></p> $V_a = E$ $V_b = -\frac{1}{2}E - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$ $V_c = -\frac{1}{2}E + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$ 	<p><i>Tipo D</i></p> $V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}Ej\sqrt{3}$ $V_c = -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}jE\sqrt{3}$ 
<p><i>Tipo E</i></p> $V_a = E$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}Vj\sqrt{3}$ $V_c = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2}Vj\sqrt{3}$ 	<p><i>Tipo F</i></p> $V_a = V$ $V_b = -\frac{1}{2}V - \left(\frac{1}{3}E + \frac{1}{6}V\right)j\sqrt{3}$ $V_c = +\frac{1}{2}V - \left(\frac{1}{3}E + \frac{1}{6}V\right)j\sqrt{3}$ 
<p><i>Tipo G</i></p> $V_a = \frac{2}{3}E + \frac{1}{3}V$ $V_b = -\left(\frac{1}{3}E + \frac{1}{6}V\right) - \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$ $V_c = -\left(\frac{1}{3}E + \frac{1}{6}V\right) + \frac{1}{2}jV\sqrt{3}$ 	

Figura 3.10: Classificação ABC para afundamentos de tensão.

Em sistemas reais existem dois efeitos que causam mudanças nas tensões nas fases não faltosas, quais sejam: Diferença entre as impedâncias de sequência positiva e negativa da fonte e diferença entre as impedâncias da fonte de sequência positiva e zero.

3.5.2.5 Classificação por componentes simétricas

A classificação por componentes simétricas [10] distingue os afundamentos monofásicos daqueles que ocorrem em mais de uma fase. Outros dois fatores que devem ser levados em consideração neste método é a tensão característica, que pode ser definida como uma generalização da tensão residual, e o fator PN, o qual, por definição, é a diferença entre as tensões de sequência positiva e negativa da fonte até o ponto de falta [10]. Este fator quantifica adicionalmente os afundamentos trifásicos desbalanceados em um sistema onde as impedâncias de sequência positiva e negativa são distintas [1], [70].

O método de classificação por componentes simétricas [1], [10] classifica os afundamentos em três tipos, quais sejam: A, C e D. O tipo A é um afundamento de tensão igual nas três fases e pode ser visualizado na figura 3.10. O tipo C é um afundamento em duas fases e o tipo D é um grande afundamento em uma fase, com um pequeno afundamento nas outras duas fases, tal como mostra a figura 3.11. Para os afundamentos tipos C e D, uma subdivisão adicional é necessária para incluir a simetria de fase (a fase com o afundamento mais severo para D e a fase sem afundamento de tensão para C). Sendo assim o tipo D_b é um afundamento tipo D na fase b; o tipo C_b é um afundamento tipo C nas fases “A” e “C” e assim por diante.

Os seis tipos C e D de afundamentos de tensão, considerando a subdivisão citada anteriormente, são mostrados na figura 3.11.

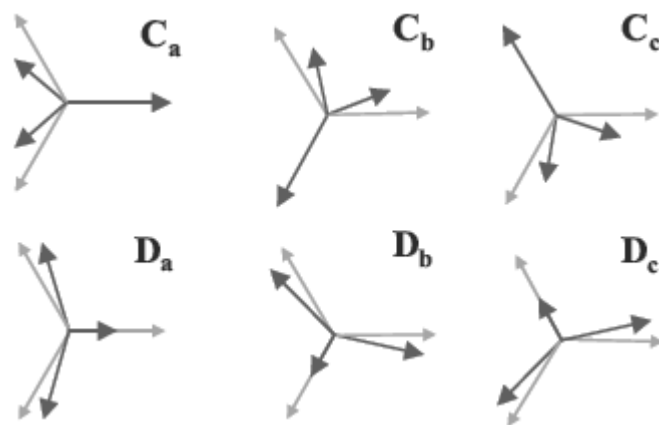


Figura 3.11: Representação fasorial dos afundamentos de tensão dos tipos C e D.

O tipo de afundamento cuja classificação é feita por componentes simétricas, é encontrado de acordo com a equação 3.2 [71].

$$K = \text{round} \left(\frac{\text{angle}(\dot{V}_2, 1 - \dot{V}_1) - 30^\circ}{60^\circ} \right) \quad (3.2)$$

Sendo:

K – Número que indica o tipo de afundamento de acordo com o ângulo entre \dot{V}_2 e \dot{V}_1 ;

\dot{V}_2 – Tensão complexa de sequência negativa (V);

\dot{V}_1 – Tensão complexa de sequência positiva (V).

Onde:

C_a para $K=0$

D_c para $K=1$

C_b para $K=2$

D_a para $K=3$

C_c para $K=4$

D_b para $K=5$

Maiores detalhes sobre os métodos de classificação ABC e por componentes simétricas podem ser encontrados em [1], [10].

3.5.3 Outras características de afundamentos de tensão

A seguir são apresentadas outras características dos afundamentos de tensão.

3.5.3.1 Salto de ângulo de fase (*Phase-Angle Jump*)

Um curto-circuito no sistema, além de poder provocar um afundamento de tensão em barras adjacentes ao defeito, provoca também uma alteração no ângulo da fase defeituosa [1], fazendo com que o ângulo da tensão pré-falta não seja igual ao da tensão pós-falta, conforme ilustra a figura 3.12. Esta alteração no ângulo de fase da tensão da fase defeituosa é denominada de salto de ângulo de fase [1].

Nos modernos processos dos diferentes ramos industriais, existem cargas, como é o caso dos acionamentos de velocidade variável, que utilizam a referência zero da tensão fundamental para o disparo de pontes de tiristores. Se ocorrer então um afundamento de tensão com salto de ângulo de fase, mesmo que o equipamento não seja sensível à amplitude do afundamento, pode ser sensível ao salto de ângulo. Portanto, este equipamento pode desligar sem que necessariamente a amplitude do afundamento atinja seu limiar de sensibilidade.

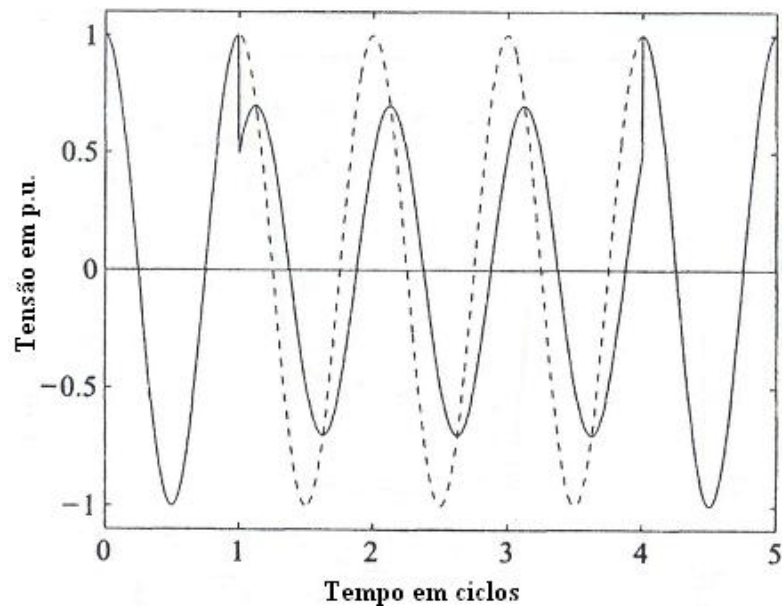


Figura 3.12: Salto de ângulo para afundamento de tensão monofásico.

Na figura 3.12 é mostrado o instante de início e fim do salto de ângulo. Cabe ressaltar que, para se obter a sensibilidade de equipamentos com relação à salto de ângulo, o início e fim deste salto pode ser desprezado [47]. Maiores informações sobre a variação angular de um afundamento de tensão podem ser encontradas em [1].

A fim de equacionar o salto de ângulo de fase considera-se uma falta trifásica, cuja representação é feita de acordo com a figura 3.13.

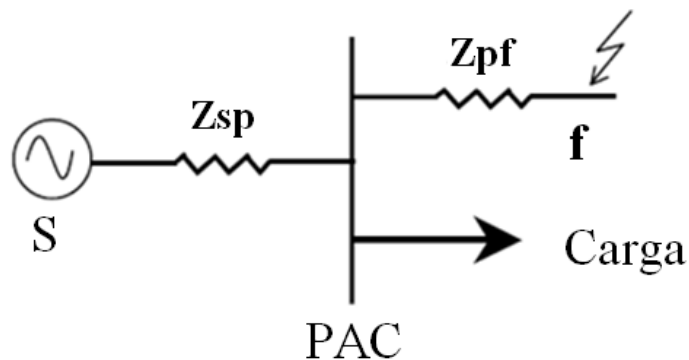


Figura 3.13: Modelo de divisor de tensão para o cálculo do afundamento devido à falta trifásica.

Considerando-se a tensão pré-falta igual a 1 p.u, o afundamento de tensão no ponto de falta é dado de acordo com a equação 3.3.

$$V_{sag} = \frac{Z_{sp}}{Z_{sp} + Z_{pf}} \quad (3.3)$$

Com:

$$Z_{sp} = R_{sp} + jX_{sp} \quad (3.4)$$

$$Z_{pf} = R_{pf} + jX_{pf} \quad (3.5)$$

Sendo:

V_{sag} – Afundamento de tensão [p.u];

Z_{sp} – Impedância entre a fonte e o PAC [p.u];

R_{sp} – Resistência entre a fonte e o PAC [p.u];

X_{sp} – Reatância entre a fonte e o PAC [p.u];

Z_{pf} – Impedância entre o PAC e a carga [p.u];

R_{pf} – Resistência entre o PAC e a carga [p.u];

X_{pf} – Reatância entre o PAC e a carga [p.u].

Substituindo-se os valores de Z_{sp} e Z_{pf} na equação 3.3 e calculando a diferença angular entre o numerador e denominador de (3.3), encontra-se o salto de ângulo de fase, dado pela equação 3.6.

$$\Delta\phi = \arctang\left(\frac{X_{pf}}{R_{pf}}\right) - \arctang\left(\frac{X_{sp} + X_{pf}}{R_{sp} + R_{pf}}\right) \quad (3.6)$$

Sendo:

$\Delta\phi$ - Salto de ângulo de fase.

Note-se que, se $\frac{X_{sp}}{R_{sp}} = \frac{X_{pf}}{R_{pf}}$ o salto de ângulo de fase será nulo. Esta equação mostra que o salto de ângulo dependerá de fatores tais como: nível de curto-circuito da fonte, seções dos condutores, ponto de localização da falta etc.

3.5.3.2 Tensão faltante

Esta característica é a diferença entre a tensão ideal de suprimento e a tensão real medida. É uma característica muito utilizada nos casos de dimensionamento de restauradores dinâmicos de tensão [71].

3.5.3.3 Ponto de início e fim do afundamento de tensão

O ponto de início do afundamento de tensão é dado pelo ângulo de fase da tensão no momento de início do afundamento. A obtenção de tal dado não é fácil de ser extraída de medições devido à capacidade limitada de digitalização dos respectivos equipamentos. O ponto de início do afundamento é importante na obtenção da sensibilidade de equipamentos como, por exemplo, a obtenção da sensibilidade de chaves contadoras para afundamentos iniciando em 45° e 90°.

O ponto de fim do afundamento é dado pelo ângulo da tensão no momento em que esta é restabelecida. Esta característica não é considerada para afundamentos provocados por partidas de motores e energização de transformadores [71].

Além da caracterização do afundamento, outro aspecto importante são as classes em que tais eventos estão inseridos de acordo com as respectivas normas ou recomendações.

3.6 Classificação de afundamentos de tensão

Os afundamentos de tensão possuem como principais características, a amplitude e a duração. Estes eventos podem ser divididos em classes de amplitude e tempo. A seguir são apresentadas as diferentes metodologias para a classificação de afundamentos de tensão.

3.6.1 Metodologia da UNIPED (Europa)

Nesta metodologia a classificação dos afundamentos de tensão é feita de acordo com a norma IEC 61000 - 2 - 8 [57]. Nessa classificação a amplitude e duração do evento são divididas em intervalos de tempo e amplitude, conforme mostra a tabela 3.2. Vale ressaltar que ainda não existe um consenso sobre os limites adotados na tabela 3.2 [1].

Tabela 3.2: Classificação de afundamentos segundo UNIPED (Europa).

Duração / Intensidade	0.5 - 1 ciclo	1 ciclo - 100 ms	100 ms - 500 ms	500 ms - 1s	1 s - 3 s	3 s - 20 s	20 s - 3 min
70 - 90%							
40 - 70%							
1 - 40%							
< 1%							

3.6.2 Metodologia da norma NRS - 048 (África do Sul)

Essa metodologia também divide as grandezas tempo e amplitude em intervalos, representando cada intervalo pelas letras X, Y, S, Z, T, conforme mostra a figura 3.14.

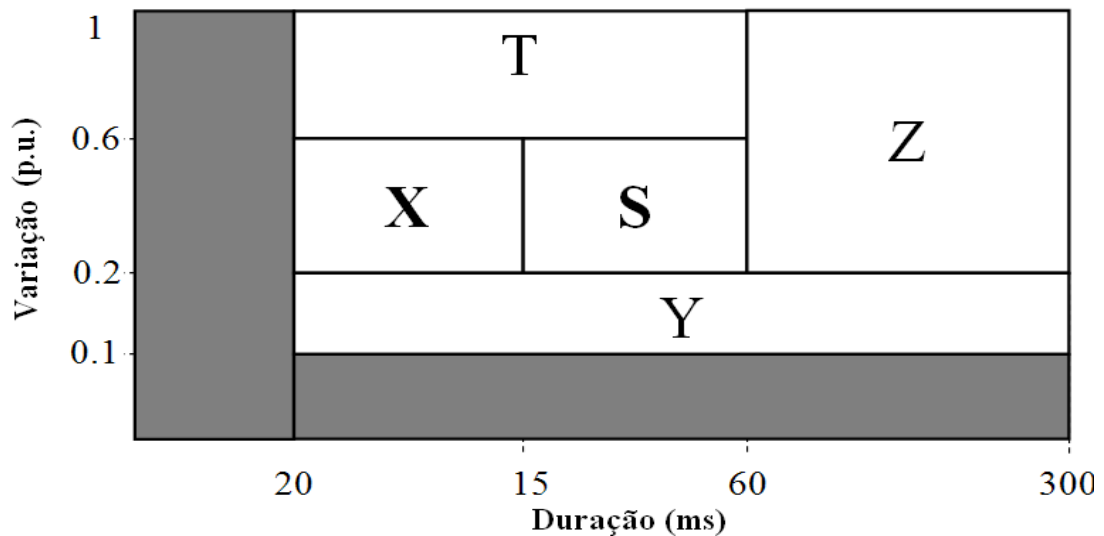


Figura 3.14: Classificação segundo a norma NRS – 048.

A tabela 3.3 classifica os afundamentos de acordo com a norma NRS-048. Esta norma caracteriza tais afundamentos pela queda de tensão. No entanto, algumas referências ilustram a figura 3.14 em termos da tensão remanescente.

Esta metodologia ainda estabelece os limites aceitáveis da quantidade de afundamentos por ano, para diferentes tipos de configurações de sistema (i.e., em função do nível de tensão e se este é rural ou urbano), tal como mostra a tabela 3.3.

Tabela 3.3: Limite do número de afundamentos de tensão anual por categoria.

Número de afundamentos de tensão por ano					
Faixa de tensão [kV]	Categoria dos afundamentos de tensão				
	Z	T	S	X	Y
6,6 < 44 (rural)	49	54	69	215	314
6,6 < 44 (urbano)	20	30	30	100	150
44 < 132 (urbano)	16	25	25	80	120
220 < 765 (urbano)	5	6	11	45	88

3.6.3 Metodologia da norma IEEE 1159 – 2000

Nesta metodologia não há distinção de tempo entre afundamentos de tensão, mas somente pelo grau de amplitude, tal como mostra a tabela 3.4.

Tabela 3.4: Classificação dos afundamentos de tensão segundo a norma IEEE – 1159.

Tipo de afundamento	Duração	Amplitude
Instantâneo	0.5 – 30 ciclos	0.1 - 0.9 p.u
Momentâneo	30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 p.u
Temporário	3 s - 1min	0.1 - 0.9 p.u

3.6.4 Procedimentos de rede (ONS)

A legislação brasileira baseia-se na norma IEC 61000-2-8. Portanto a metodologia de classificação utilizada pelo ONS, através dos procedimentos de rede, é descrita pela tabela 3.5.

Tabela 3.5: Classificação de afundamentos de tensão para o ONS.

Amplitude [p.u]	Duração			
	[16,67 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1s]	(1 s - 1min]
(0,85 - 0,90]				
(0,70 - 0,85]				
(0,50 - 0,70]				
[0,10 - 0,50]				
< 0,10				

Verifica-se que existem diferentes métodos de classificação de afundamentos de tensão e, devido a isso, a escolha do melhor método de classificação vai depender das variáveis que influem nas características de amplitude e tempo dos afundamentos.

3.7 Fatores de influência nos afundamentos de tensão

Os estudos que têm por objetivo a determinação de parâmetros de afundamentos de tensão geralmente são complexos, devido ao fato desses eventos possuírem muitos fatores que influem nas características de tempo, duração e frequência dos mesmos. Portanto é necessário ter uma relação entre a precisão dos resultados e quantidade de variáveis de influência consideradas, para que a precisão de cada estudo em específico não seja comprometida. Nesse sentido um maior detalhamento destes fatores de influência dos afundamentos é descrito a seguir. Estes fatores são os seguintes:

- Tensão pré-falta;
- Sistema de proteção;
- Sistema de religamento;
- Localização da falta;
- Taxa de falta em sistemas de transmissão e distribuição;
- Tipo de falta; e
- Impedância de falta.

Além de todos estes fatores de influência, existem estudos que comprovam que a condição de geração do sistema de transmissão tem influência nos parâmetros que caracteri-

zam os afundamentos de tensão neste sistema. Esse impacto da geração é demonstrado em [45].

3.7.1 Tensão pré-falta

A amplitude do afundamento de tensão é diretamente proporcional à tensão pré-falta no ponto de monitoração, de modo que, quanto maior for esta tensão menor será a severidade do afundamento. Para minimizar os efeitos dos afundamentos de tensão usa-se aumentar intencionalmente a tensão de suprimento, principalmente em barras que alimentam cargas sensíveis. Isto é possível com a comutação de tapes em transformadores que possuam esta característica. No entanto, esta medida pode gerar tensões elevadas em determinados locais da rede, tendo-se que analisar cada caso em específico.

A tabela 3.8 mostra um exemplo de influência da tensão pré-falta na amplitude dos afundamentos de tensão e os efeitos destes num equipamento com dada sensibilidade.

Tabela 3.8: Influência da tensão pré-falta na amplitude dos afundamentos de tensão.

	A	B
Tensão pré-falta no ponto de monitoração [p.u]	1,05	0,96
Varição da tensão (ΔV) devido a falta [p.u]	0,3	0,3
Afundamento [p.u]	0,75	0,66
Limiar de sensibilidade da carga [p.u]	0,7	0,7
Efeito	Nenhum	Desliga

3.7.2 Sistema de proteção

O desempenho da proteção é determinado pelo tempo de sensibilização da proteção adicionado ao tempo de abertura do disjuntor, tal como mostra a equação 3.7. Geralmente assume-se que a duração do afundamento é igual ao tempo de eliminação da falta.

$$D_{afundamento} = t_R + t_{CB} \quad (3.7)$$

Sendo:

$D_{afundamento}$ – Duração do afundamento de tensão [ms];

t_R – Tempo de atuação do relé de proteção [ms];

t_{CB} – Tempo de bloqueio ou abertura do circuito [ms].

O tempo de atuação do relé (t_R) é calculado de acordo com a equação 3.8 [62]. Cabe ressaltar que, esta é somente uma das diversas equações para cálculo do tempo de atuação do relé de proteção, de acordo com o tipo e curva do mesmo.

$$t_R = \left(\frac{39.85}{I_{MT}^{1.95} - 1} + 1.084 \right) \cdot 100 \cdot M \quad (3.8)$$

Sendo:

M – Tape do transformador de corrente (Varia de circuito para circuito);

I_{MT} – Constante múltipla do valor do tape de corrente.

A tabela 3.9 [1] mostra os tempos de eliminação de faltas típicos de concessionárias dos Estados Unidos.

Tabela 3.9: Tempos de ajuste de proteção em concessionárias dos Estados Unidos.

Nível de Tensão	Melhor Caso	Típico	Pior Caso
525 kV	33 ms	50 ms	83 ms
345 kV	50 ms	67 ms	100 ms
230 kV	50 ms	83 ms	133 ms
115 kV	83 ms	83 ms	167 ms
69 kV	50 ms	83 ms	167 ms
34,5 kV	100 ms	2 s	3 s
12,47 kV	100 ms	2 s	3 s

No Brasil os tempos de atuação típicos para linhas de transmissão cujos níveis de tensão sejam 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV, não deve exceder 100 ms, considerando a abertura de ambas as extremidades e o tempo de abertura do disjuntor. Já para o caso de linhas de 230 kV o tempo total de eliminação da falta será de 150 ms [72].

Para o sistema de distribuição os tempos de ajuste são dados de acordo com a tabela 3.10 [67].

Tabela 3.10: Tempos de ajuste de proteção em sistemas de distribuição no Brasil.

Tipo de equipamento	Mínimo	Retardo de tempo	Tentativas de religamento
Fusível a expulsão	½	0,5 a 60	-
Fusível limitador	¼	0,25 a 60	-
Disjuntor religador	3	1 a 30	0 a 4
Disjuntor a óleo	5	1 a 60	0 a 4
Disjuntor a vácuo ou a SF6	3 e 5	1 a 60	0 a 4

Nos sistemas de distribuição, quando o efeito da carga é considerado, pode-se ter maior duração dos afundamentos de tensão. Isto é justificado pela maior concentração de cargas rotativas nestes sistemas. Maiores detalhes sobre a influência da reaceleração de motores nos afundamentos de tensão pode ser encontrada em [63].

3.7.3 Sistema de religamento

De acordo com [73], 23% dos afundamentos de tensão que causam falhas em processos são decorrentes de faltas no próprio alimentador, 46% são devido a faltas em circuitos paralelos e 31% são decorrentes de eventos no sistema de transmissão.

Observa-se que a grande maioria dos afundamentos de tensão é provocada por circuitos adjacentes. Então, se estes possuem religamento automático, a quantidade de afundamentos na barra principal do consumidor sensível, será ainda maior. Os sistemas de transmissão são responsáveis por 31% dos afundamentos de tensão nos sistemas de distribuição. Já os sistemas de distribuição dificilmente irão provocar afundamentos de tensão consideráveis no sistema de transmissão, principalmente naqueles de elevados níveis de curto-circuito [49].

Conforme visto anteriormente, e sabendo que a quantidade de religamentos automáticos pode influir na quantidade média de afundamentos de tensão a que um consumidor será submetido, é necessário realizar a agregação temporal, visando uma quantificação mais correta de afundamentos. Esta agregação temporal é descrita no item seguinte.

3.7.3.1 Agregação temporal

A agregação temporal surge da necessidade de relacionar todos os eventos provocados por uma única falta. Em circuitos que possuem religamento automático no sistema de proteção, a ocorrência de uma única falta pode provocar uma quantidade de afundamentos de tensão, de acordo com o número de operações efetuadas pelo dispositivo de proteção. A figura 3.15 descreve o conceito de agregação temporal.

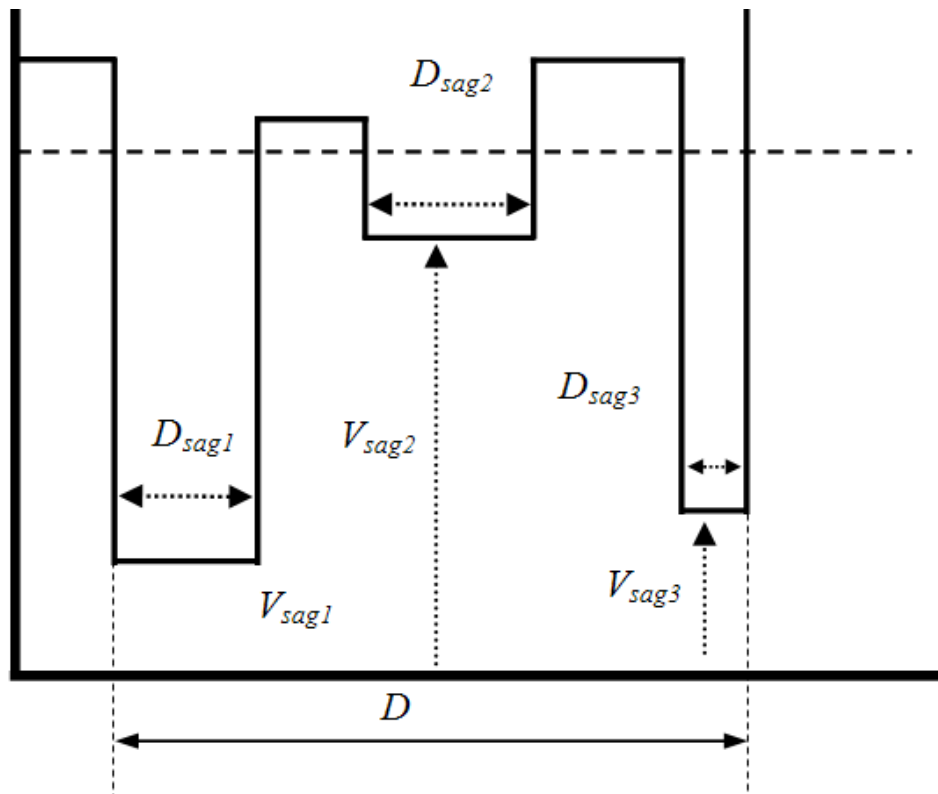


Figura 3.15: Agregação temporal.

Na figura 3.15, estão ilustrados três afundamentos de tensão, com amplitude e duração distintas. Se um processo sensível a afundamento de tensão for submetido aos três afundamentos mostrados na figura 3.15, então a falha do processo irá acontecer no primeiro afundamento. Os afundamentos subsequentes ao mesmo não terão importância, pois o processo já estará parado. Portanto, quando se considera a agregação temporal, o afundamento considerado é somente aquele que causou a parada do processo. Todavia, se a agregação temporal for desconsiderada, o número de afundamentos a serem considerados seria três, sobreestimando o número de eventos.

A janela de agregação temporal segundo a norma IEEE-1159 [50] é de 1 minuto, mas em algumas normas é de 15 minutos como é descrito em [10].

3.7.4 Localização da falta

Dependendo do local de ocorrência da falta, do tipo da falta e das condições do sistema, a mesma pode vir a resultar tanto em um afundamento de tensão como em uma elevação, ou mesmo uma interrupção no suprimento de energia [74]. A elevação de tensão pode ocorrer nas fases não faltosas de acordo com a relação entre os valores de impedância de sequência positiva e zero das mesmas [75]. O sistema de aterramento pode também influenciar se a fase não faltosa vai sofrer um afundamento ou elevação de tensão. Este sistema de ater-

ramento é necessário em alguns casos para as fases não faltosas permanecerem em serviço [3]. Em curtos assimétricos, as fases não faltosas sofrerão afundamentos de tensão geralmente em sistemas onde a impedância de sequência zero é maior que a impedância de sequência positiva [53], situação esta que ocorre nos sistemas de transmissão de um modo geral.

De acordo com a figura 3.16, uma falta no ponto A irá provocar um afundamento de tensão tanto no sistema de transmissão quanto no sistema de distribuição; No entanto, uma falta no ponto B influirá diretamente no sistema de distribuição, podendo não afetar ou pouco contribuir para o afundamento de tensão no sistema de transmissão.

O local de ocorrência de uma falta sólida influi diretamente na amplitude do afundamento de tensão. De um modo geral, para um circuito radial e adjacente ao ponto de monitoração, quanto mais longe da carga ocorrer uma falta sólida, menor será a corrente de curto-circuito e, conseqüentemente, maior será a amplitude do afundamento e menor será a severidade do mesmo. Esta situação é ilustrada em [76]-[78].

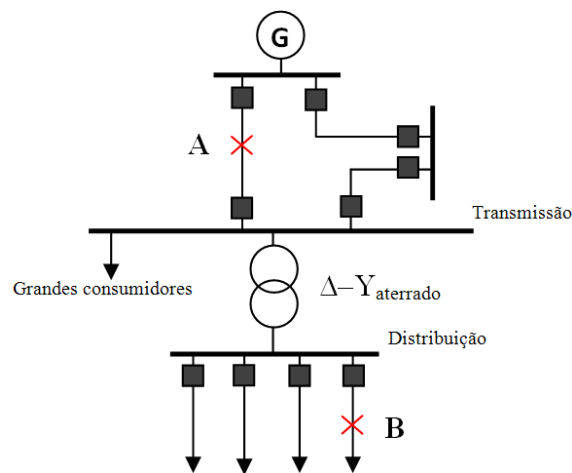


Figura 3.16: Influência da posição da falta no afundamento de tensão.

Além da influência da localização das faltas nos afundamento de tensão, existem também os efeitos das conexões dos transformadores e das cargas, no caso de propagação dos afundamentos pelo sistema. Tais efeitos serão descritos a seguir.

3.7.4.1 Efeito das conexões dos transformadores nos afundamentos de tensão

Difícilmente uma falta ocorre no mesmo nível de tensão da carga, geralmente esta ocorre em níveis de tensão superiores. Nesse sentido torna-se conveniente a necessidade de um maior detalhamento sobre as diferentes formas de propagação do afundamento de tensão pelo sistema e, conseqüentemente, sobre o efeito da conexão dos transformadores em tal propagação.

O afundamento de tensão pode se propagar no mesmo nível de tensão ou em níveis de tensão distintos, sendo tais formas de propagação denominadas de horizontal e vertical, respectivamente.

Quando um afundamento de tensão se propaga de forma vertical, poderá ocorrer uma mudança do tipo desse afundamento em relação ao ponto de medição em questão. Essa mudança está intimamente relacionada com os tipos dos transformadores que estão entre o ponto de falta e o ponto de monitoramento.

Basicamente existem três tipos de transformadores, os quais são descritos a seguir juntamente com seus respectivos efeitos sobre o afundamento de tensão:

- Transformadores que não mudam as características de tensão. Para este tipo de transformador as tensões do lado secundário em p.u são iguais às tensões do lado secundário em p.u. O único tipo de transformador em que isto ocorre é o estrela-estrela (Y-Y) aterrado em ambos os lados.
- Transformadores que removem a tensão de sequência zero. Neste caso, as tensões do lado secundário são iguais às tensões do lado primário menos a componente de sequência zero. Exemplos destes tipos de transformadores são o estrela-estrela (Y-Y), com um ou ambos os lados não aterrados, e os transformadores com conexão delta-delta ($\Delta-\Delta$). O transformador delta-zigzag ($\Delta-z$) também encontra-se nesta categoria.
- Transformadores que mudam as tensões de linha e de fase. Para estes transformadores cada tensão do lado secundário é igual a diferença entre duas tensões do lado primário. Exemplos são os transformadores dos tipos delta-estrela ($\Delta-Y$) e estrela-delta ($Y-\Delta$), bem como, os transformadores estrela-zigzag ($Y-z$).

Uma maior descrição dos tipos de transformadores e seus equivalentes de sequência zero podem ser vistos na figura 3.17 [75].

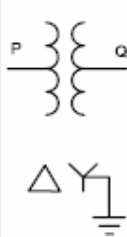
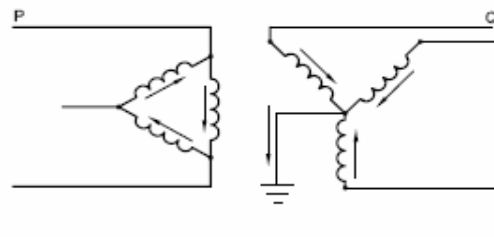
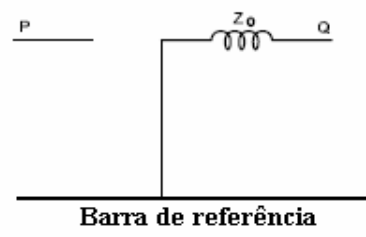
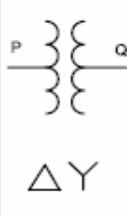
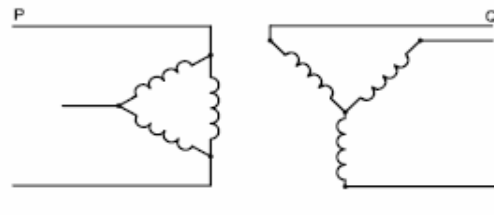
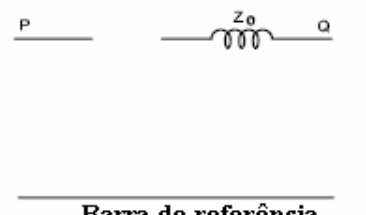
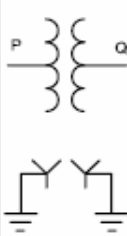
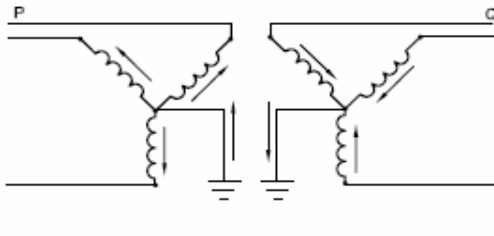
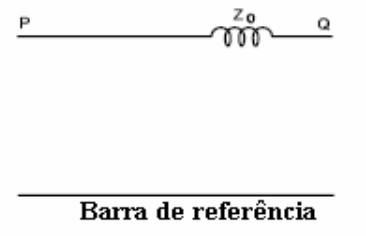
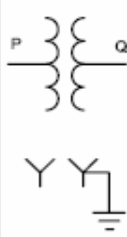
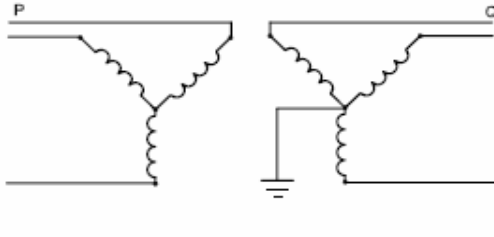
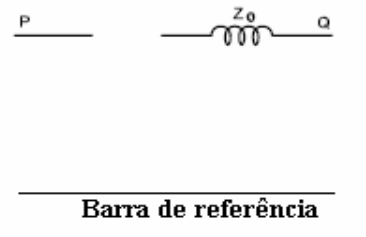
	Símbolo	Diagrama de conexão	Equivalente sequência zero
(a)			 Barra de referência
(b)			 Barra de referência
(c)			 Barra de referência
(d)			 Barra de referência

Figura 3.17: Diferentes tipos de transformadores com o equivalente de sequência zero. Tipo 1 – (c), Tipo 2 – (d) e Tipo 3 – (a), (b).

A ocorrência de uma falta entre a fase “A” e a terra no lado delta de um transformador Y- Δ tal como mostrado na figura 3.18, irá provocar um afundamento de tensão do tipo B no lado primário, no entanto, esta falta irá causar um afundamento de tensão do tipo C do lado secundário do transformador.

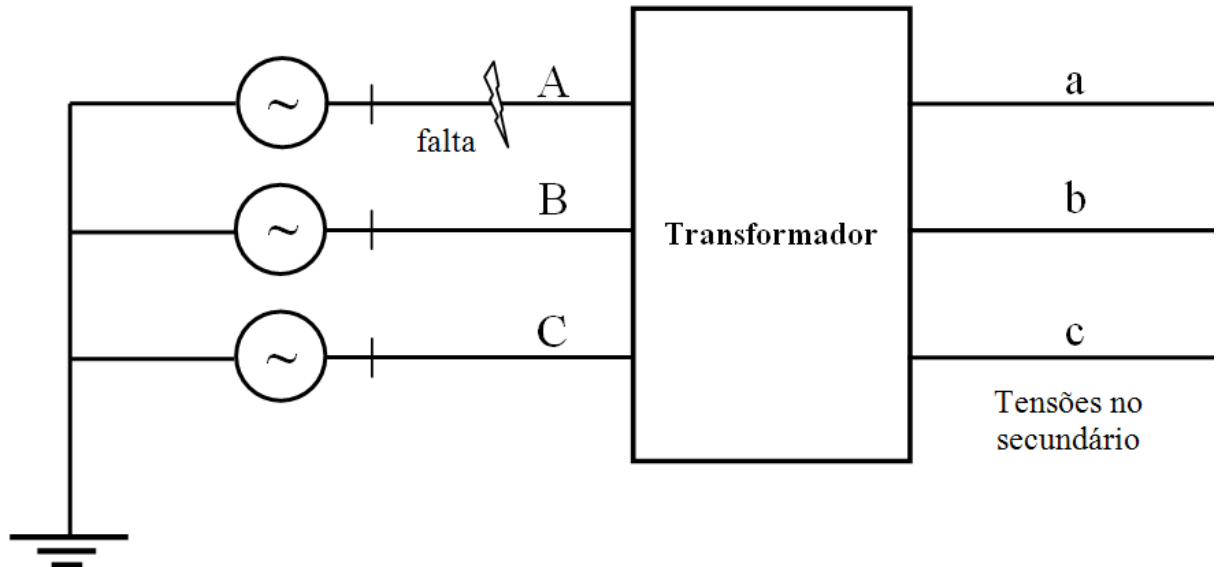


Figura 3.18: Exemplo de curto-circuito no primário do transformador.

Para o transformador mostrado na figura 3.18 são feitas as seguintes considerações:

- O transformador está a vazio;
- As impedâncias de sequência positiva e negativa da fonte são iguais;
- As impedâncias da fonte e do alimentador são iguais; e
- A reatância de dispersão do transformador é muito maior do que sua resistência.

3.7.4.2 Influência da conexão da carga na intensidade do afundamento

A característica de amplitude do afundamento de tensão trifásico é dada pela menor tensão em p.u, entre os seis valores encontrados, sendo três relativos às tensões fase-neutro e os outros três relativos às tensões fase-fase [1]. Estes seis valores de tensão podem ser vistos na tabela 3.6.

A tabela 3.6 apresenta as tensões do lado primário e secundário do transformador mostrado na figura 3.18. Considera-se que a carga tenha o mesmo tipo de conexão do secundário do transformador, portanto as tensões de fase e de linha da carga serão iguais as tensões de fase e linha do secundário do transformador. Desta tabela, observa-se que, em alguns casos, a conexão da carga em Δ é a melhor do ponto de vista da amplitude do afundamento de tensão como é o caso dos transformadores dos tipos 1 e 3. Nos casos em que o transformador é do tipo 2, a melhor conexão para a carga seria a Y. Vale ressaltar que tais afirmações são feitas de acordo com as considerações feitas com relação ao transformador.

Tabela 3.6: Influência da conexão da carga na amplitude do afundamento de tensão.

Conexão do Transformador	Tensão fase-neutro			Tensão fase-fase		
	V _{an}	V _{bn}	V _{cn}	V _{ab}	V _{bc}	V _{ca}
Y _{aterrado} - Y _{aterrado} ou Y _{aterrado} - Y	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	0,58
Y-Y, Y- Y _{aterrado} , ou Δ - Δ	0,33	0,33	0,88	0,88	1,0	0,58
Y _{aterrado} - Δ ou Y- Δ	-	-	-	0,33	0,88	0,88
Δ - Y _{aterrado} ou Δ - Y	0,58	1,0	0,58	0,88	0,88	0,33

De acordo com a tabela 3.6, a amplitude do afundamento é a menor dentre as seis tensões representadas.

3.7.5 Taxas de falta nos sistemas de T&D

Conforme visto no item 3.4 as principais causas de curto-circuitos em linhas de transmissão são as descargas atmosféricas. A incidência de descargas atmosféricas em uma região é quantificada, em média, pelo índice cerâmico da região, o qual possui várias variáveis de influência, tais como: umidade, maresia, topologia, localização geográfica do terreno etc. Quanto maior for a incidência de descargas, maior será a probabilidade de ocorrerem faltas elétricas em linhas aéreas e, conseqüentemente, maior será a incidência de afundamentos de tensão nas barras próximas às linhas faltosas.

A frequência de ocorrência de faltas em uma linha de transmissão é dada pela equação 3.9.

$$N_f = \frac{\lambda_f \cdot L}{Km} \quad (3.9)$$

Sendo:

N_f – Número de faltas que ocorrem em uma LT por ano;

λ_f – Taxa de falta da LT [Nº faltas / km.ano]; e

L – Comprimento da LT [km].

Atualmente, um estudo feito pelo ONS em conjunto com a Universidade Federal de Santa Catarina indicou valores médios de taxa de faltas para os componentes de sistema de transmissão e de subtransmissão no Brasil [79].

3.7.6 Tipos de falta

As faltas elétricas são classificadas em trifásica (FFF), bifásica (FF), trifásica-terra (FFFT), bifásica-terra (FFT) e fase-terra (FT). A grande maioria das faltas que ocorrem no sistema elétrico são as do tipo FT, chegando a um total de 75% [80], tal como mostra a tabela 3.7 [80].

Tabela 3.7: Probabilidade de ocorrência dos diferentes tipos de curto-circuitos.

Tipo de falta	FFF	FF	FFFT	FFT	FT
Probabilidade	2 %	3 %	3 %	17 %	75 %

3.7.6.1 Curto-circuitos FFF e FFFT

As faltas trifásicas, também conhecidas como faltas simétricas, apesar de menos frequentes no sistema, são as mais severas nos casos onde a impedância de sequência zero da fonte é maior do que a impedância de sequência positiva do alimentador até o Ponto de Acolamento Comum (PAC).

A figura 3.19 mostra uma representação esquemática desse tipo de falta. Nesta figura, Z_{ng} é a impedância entre o neutro fictício e a terra. Quando a falta não envolve a terra, então $Z_{ng} \rightarrow \infty$. Neste trabalho utiliza-se a mesma nomenclatura usada no ANAFAS para a impedância de falta. A impedância de falta é composta pelo arranjo, de acordo com o tipo de falta, da impedância fase para neutro (fictício) (i.e., Z_{an} , Z_{bn} , Z_{cn}) e Z_{ng} . Além disso, é considerado o seguinte: As impedâncias entre as fases e o neutro (fictício) são iguais e as tensões de fase pré-falta são balanceadas e iguais a 1 p.u. Então, a severidade dos curto-circuitos FFF e FFFT são equivalentes.

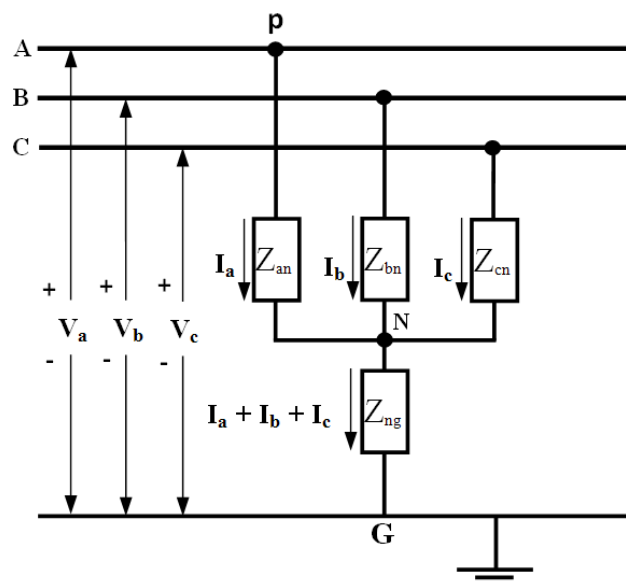


Figura 3.19: Curto-circuito trifásico.

A tensão na i -ésima barra quando da ocorrência de uma falta trifásica-terra na k -ésima barra pode ser obtida de acordo com a equação 3.10 [81].

$$E_{i,k} = E_i^{pref} - \frac{E_k^{pref}}{Z_{kk}^1 + Z_{an} + Z_{ng}} Z_{i,k} \quad (3.10)$$

Sendo:

$E_{i,k}$ - Tensão na i -ésima barra quando da ocorrência de uma falta trifásica na k -ésima barra [V];

E_i^{pref} - Tensão pré-falta na barra i [V];

E_k^{pref} - Tensão pré-falta na barra k [V];

Z_{kk}^1 - Impedância própria ou característica de sequência positiva da barra k [Ω];

$Z_{i,k}$ - Impedância de transferência entre a barra i e a barra k [Ω];

Z_{an} - Impedância entre a fase A e o neutro (fictício) [Ω];

Z_{ng} - Impedância entre o neutro (fictício) e a terra [Ω].

3.7.6.2 Curto-circuito FFT

As faltas dos tipos FFT e FT são assimétricas e a formulação matemática de afundamentos de tensão causados por estes tipos de falta é baseada no método de componentes de sequência da rede. De acordo com esta formulação, as componentes de sequência de um afundamento de tensão na barra i , quando ocorre uma falta na barra k , podem ser obtidas de (3.11) [33], [81], [82].

A figura 3.20 [33] mostra uma representação esquemática de uma falta do tipo FFT. Neste caso, Z_{bn} e Z_{cn} são consideradas nulas e, por consequência, a impedância de falta é igual a Z_{ng} .

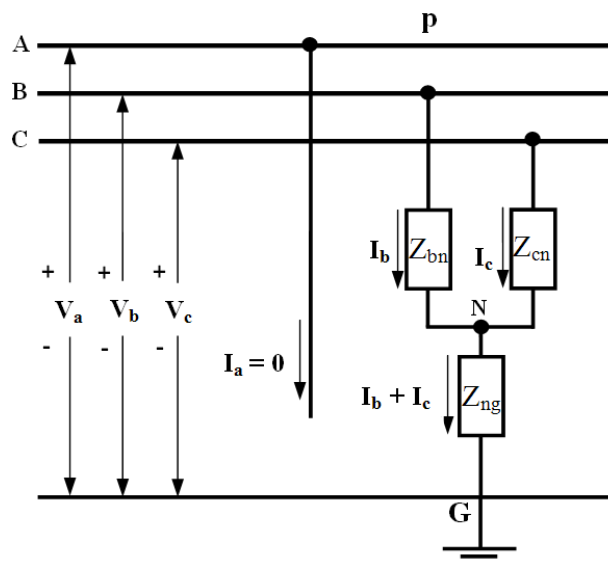


Figura 3.20: Representação de curto-circuito bifásico-terra (FFT).

$$\begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^1 \\ E_{i,k}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_{ai}^{pref} \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{E_{ak}^{pref}}{Z_{k,k}^1 + Z_{ng} + \frac{(Z_{k,k}^2 + Z_{ng})(Z_{k,k}^0 + 3Z_{ng})}{Z_{k,k}^0 + Z_{k,k}^2 + 5Z_{ng}}} \begin{bmatrix} Z_{i,k}^0 \\ Z_{i,k}^1 \\ Z_{i,k}^2 \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Sendo:

$E_{ai}^{pref}, E_{ak}^{pref}$ - Tensão pré-falta da fase A nas barras i e k , respectivamente [V];

$E_{i,k}^0, E_{i,k}^1, E_{i,k}^2$ - Tensão de sequência zero, positiva e negativa na barra i , respectivamente, na ocorrência de uma falta na barra k [V];

$Z_{ik}^0, Z_{ik}^1, Z_{ik}^2$ - Impedância de transferência entre a barra i e k , de sequências zero, positiva e negativa, respectivamente [Ω];

$Z_{kk}^0, Z_{kk}^1, Z_{kk}^2$ - Impedâncias próprias ou características da barra k , de sequências zero, positiva e negativa, respectivamente [Ω].

As tensões das fases “A”, “B” e “C” na barra i durante uma falta FFT na barra k são dadas por (3.12) [33], [81], [82].

$$\begin{bmatrix} E_{a_{i,k}} \\ E_{b_{i,k}} \\ E_{c_{i,k}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^1 \\ E_{i,k}^2 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Sendo:

$E_{a_{i,k}}, E_{b_{i,k}}, E_{c_{i,k}}$ - Tensões nas fases “A”, “B” e “C” da barra i durante a falta, devido a uma falta bifásica – terra na barra k [V].

3.7.6.3 Curto-circuito FF

Este tipo de curto-circuito, representado de forma esquemática pela figura 3.20 [33], também é caracterizado como assimétrico, porém, devido à falta não ter conexão com o solo, a corrente de falta irá depender somente das componentes de sequência positiva e negativa, conforme mostra a equação 3.13. Com relação a este tipo de curto e de acordo com a figura 3.21, considera-se que as impedâncias entre as fases e o neutro (fictício) (i.e., fases “B” e “C”) são consideradas iguais. Devido este tipo de curto não envolver a terra, então, a impedância $Z_{ng} \rightarrow \infty$.

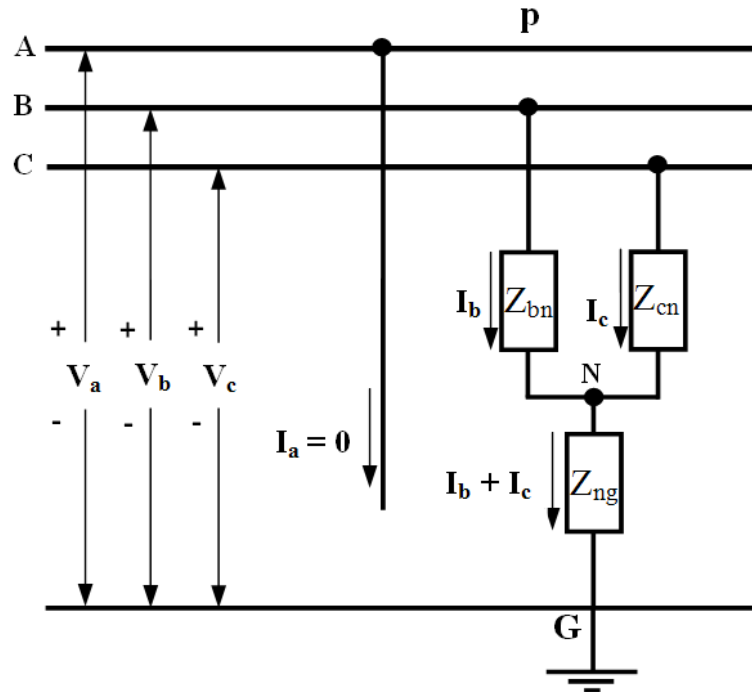


Figura 3.21: Representação de curto-circuito bifásico (FF).

A tensão em um ponto de monitoração do sistema para uma falta do tipo FF no ponto k é calculada de acordo com esta equação [81].

$$\begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^1 \\ E_{i,k}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_{ai}^{pref} \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{E_{ak}^{pref}}{Z_{k,k}^1 + Z_{k,k}^2} \begin{bmatrix} Z_{i,k}^0 \\ Z_{i,k}^1 \\ Z_{i,k}^2 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

As tensões nas fases A, B e C da barra i durante a falta, devido a uma falta FFT na barra k , são dadas pela equação 3.13 [81].

$$\begin{bmatrix} E_{a_{i,k}} \\ E_{b_{i,k}} \\ E_{c_{i,k}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^1 \\ E_{i,k}^2 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Sendo:

$E_{a_{i,k}}$, $E_{b_{i,k}}$, $E_{c_{i,k}}$ – Tensões nas fases “A”, “B” e “C” da barra i durante a falta, devido a uma falta bifásica-terra na barra k [V].

3.7.6.4 Curto-circuito FT

Uma representação esquemática de um curto-circuito FT [33] é mostrada na figura 3.22.

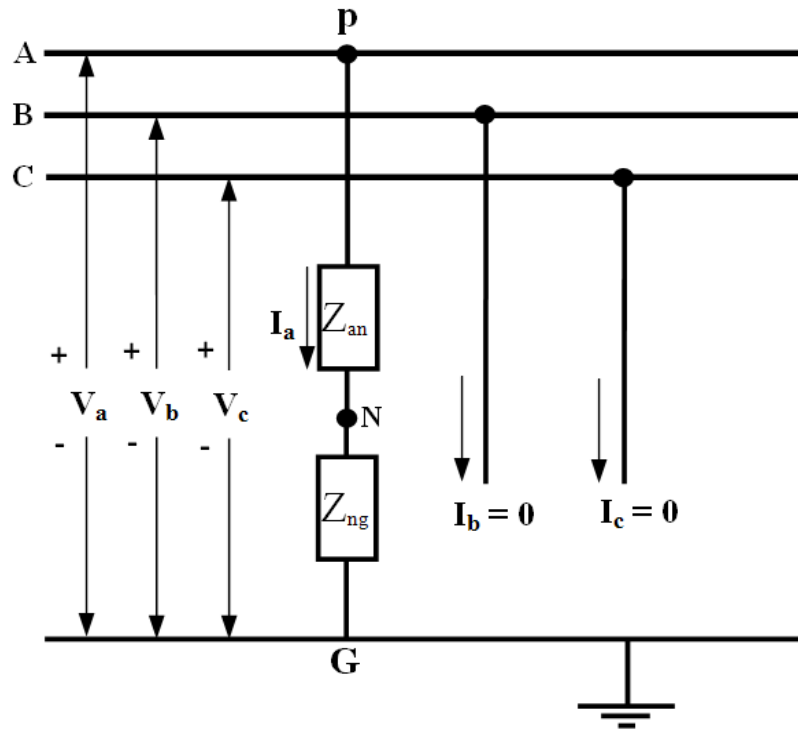


Figura 3.22: Representação de curto-circuito fase-terra (FT).

Da mesma forma que as faltas FFF e FFT, uma falta FT no ponto k , provoca uma tensão na barra i que depende, além das componentes de sequência, da impedância de falta, como mostra a equação 3.15 [1].

$$\begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^1 \\ E_{i,k}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ E_{ai}^{pref} \\ 0 \end{bmatrix} - \frac{E_{ak}^{pref}}{Z_{k,k}^1 + Z_{k,k}^2 + Z_{k,k}^0 + 3(Z_{an} + Z_{ng})} \begin{bmatrix} Z_{i,k}^0 \\ Z_{i,k}^1 \\ Z_{i,k}^2 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

As tensões nas fases “A”, “B” e “C” da barra i durante a falta, devido a uma falta FT na barra k , são dadas pela equação 3.16 [81].

$$\begin{bmatrix} E_{a_{i,k}} \\ E_{b_{i,k}} \\ E_{c_{i,k}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{i,k}^0 \\ E_{i,k}^1 \\ E_{i,k}^2 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Sendo:

$E_{a_{i,k}}$, $E_{b_{i,k}}$, $E_{c_{i,k}}$ – Tensões nas fases “A”, “B” e “C” da barra i durante a falta, devido a uma falta FT na barra k [V].

Neste tópico verificou-se que a amplitude de um afundamento de tensão, causado por uma falta no sistema, dependerá das seguintes variáveis:

- Tensão pré-falta na barra de monitoração - E_{ipref} ;
- Tensão pré-falta no ponto de falta - E_{kpref} ;
- Característica própria do sistema - Z_{kk} ;
- Localização da falta no sistema - $Z_{i,k}$;
- Impedância de falta composta pelo arranjo entre Z_{an} , Z_{bn} , Z_{cn} e Z_{ng} .

Para maior entendimento sobre a análise de faltas, sugere-se ao leitor algumas bibliografias voltadas ao assunto, como é o caso de [45], [81], [82].

3.7.7 Impedância de falta

A impedância de falta é composta pela: resistência do arco elétrico entre o condutor e a terra, para defeitos FT; (b) Resistência do arco elétrico entre dois condutores, para defeitos envolvendo mais de uma fase; e pela (c) Resistência do pé-de-torre, para defeitos envolvendo a terra. A obtenção desta impedância em um ponto do sistema não é uma tarefa fácil, devido o arco da falta variar com o tempo e com o tipo de curto. Além da impedância do arco, a impedância de terra também contribui para a impedância total da falta, para curtos envolvendo a terra. A impedância de terra também varia com o tempo, local de falta etc. Alguns estudos, como é o caso de [2], consideram que a impedância de falta seja puramente resistiva e esteja numa dada faixa de valores, como por exemplo, de 0 a 15 Ω .

Outros estudos, como é o caso de [7] e [34], mostram alguns casos de curto-circuitos, considerando e não considerando a impedância de falta em sistemas de distribuição. Observou-se que nos casos em que se considera a impedância de falta, os afundamentos de tensão tornam-se menos severos. O impacto que a amplitude e o ângulo da impedância de falta causam em afundamentos de tensão, é mostrado em [37], [83].

No item anterior observou-se que a amplitude dos afundamentos de tensão depende, dentre outras variáveis, da impedância de falta. Porém, na grande maioria das vezes, em estudos de afundamentos de tensão, esta impedância é desconsiderada [10]. Alguns dos motivos para isso, talvez seja a falta de conhecimento do real impacto da mesma e a dificuldade de obtenção desta impedância em um ponto do sistema. Uma análise do impacto da impedância de curto-circuito em afundamentos de tensão é feita em [37], nesta referência é mostrada a grande influência que esta impedância tem no cálculo da amplitude do afundamento de tensão. Foi visto que o sistema de distribuição é mais sensível à variação desta impedância [1], [37]. Portanto, esta é uma importante variável de influência e será tratada com maior ênfase

em um capítulo destinado a mostrar o impacto da impedância de falta nos estudos de afundamentos de tensão.

3.8 Sensibilidade de equipamentos

A sensibilidade de processos e equipamentos aos afundamentos de tensão é um dos fatores que mais prejudicam os processos industriais. Cada processo possui um determinado nível de prejuízo quando da ocorrência de paradas disruptivas, tal como mostra a figura 3.23 [45]. Esta figura mostra o prejuízo de diferentes processos provocados por afundamentos de tensão e interrupções curtas no suprimento de energia elétrica.

Os prejuízos das indústrias são provenientes de defeitos em produtos, demora no restabelecimento, defeitos em equipamentos ou processos, perda de produtividade, custos trabalhistas para limpeza e reinício, atrasos na entrega, e redução da satisfação dos clientes [41], [45].

O principal efeito destes distúrbios é o mau funcionamento dos equipamentos eletrônicos microprocessados. Entretanto, determinar os níveis de sensibilidade de tais equipamentos torna-se uma tarefa difícil, devido ao grande número de medições necessárias para a coleta de dados, aliado às dificuldades de se ter equipamentos de medição em condições reais de campo.

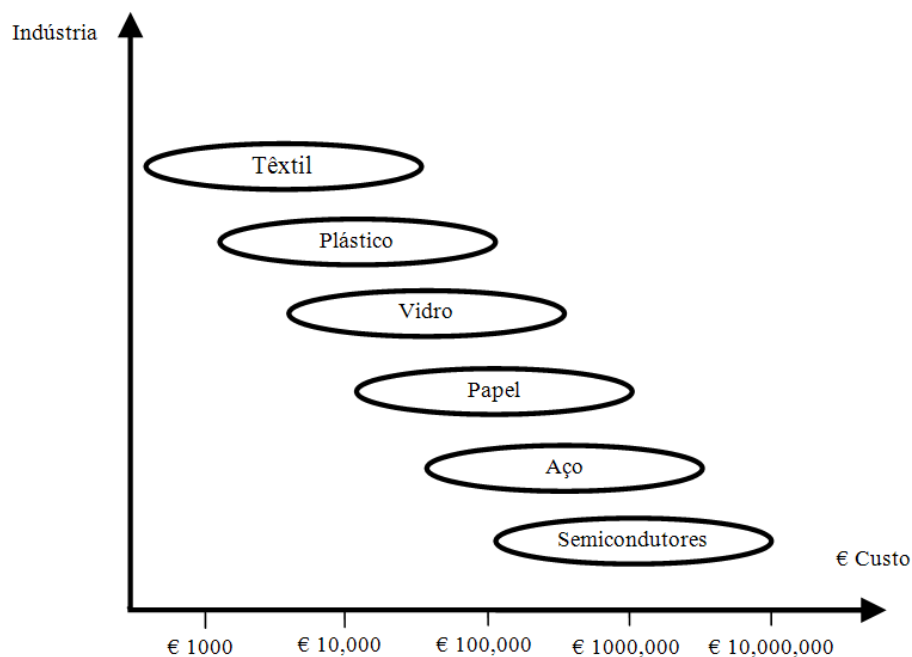


Figura 3.23: Custo anual de paradas de diferentes processos devido a afundamento de tensão.

3.8.1 Curvas de sensibilidade de carga

A representação clássica da tolerância das cargas frente a afundamentos de tensão é normalmente realizada através de uma curva cujos eixos representam a intensidade e a duração desses afundamentos.

As curvas de sensibilidade têm por objetivo relacionar o impacto causado por afundamentos de tensão com a sensibilidade de equipamentos eletroeletrônicos, fornecendo uma relação causa efeito mais embasada.

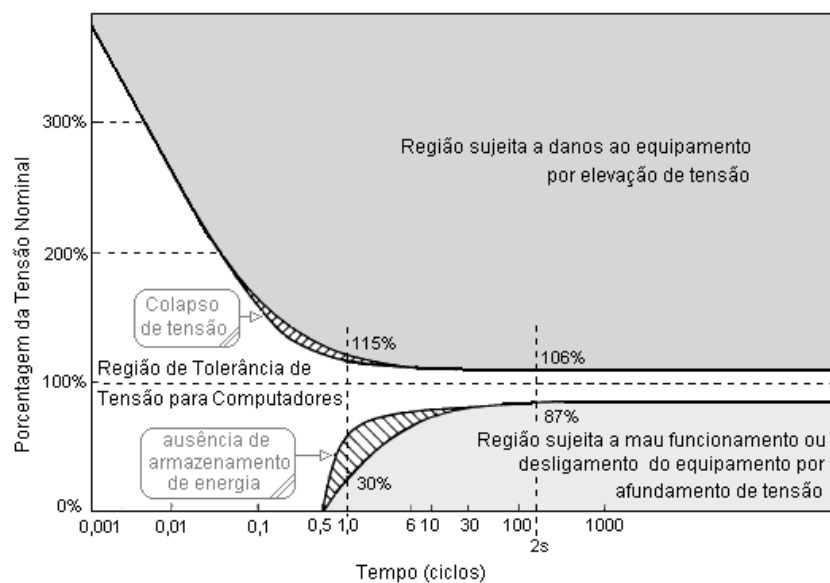


Figura 3.24: Curva CBEMA.

Introduzida em 1978 por Thomas Key, a curva CBEMA (Computer Business Equipment Manufacturer Association), publicada na norma IEEE – 446, foi originalmente desenvolvida para a análise da sensibilidade de computadores *mainframe*. No entanto, posteriormente esta também foi utilizada para outros equipamentos microprocessados, tais como, microcomputadores etc [69]. A curva CBEMA está ilustrada na figura 3.24 [84].

Posteriormente, a fim de adaptar a curva CBEMA para outros equipamentos microprocessados sensíveis, foi criada a curva ITIC. Esta curva é mostrada na figura 3.25 [84]. A curva ITIC (Information Technology Industry Council) possui algumas modificações de faixa de amplitude em relação à curva da CBEMA, que a torna mais indicada na avaliação da sensibilidade de equipamentos eletro-eletrônicos de um modo geral [69].

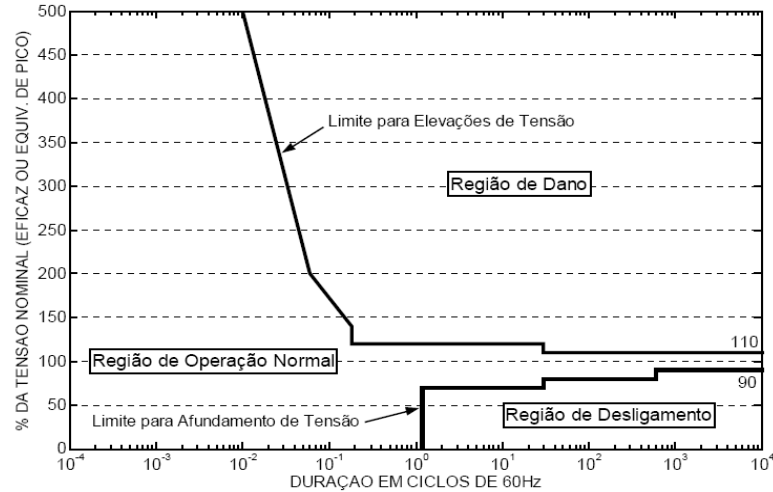


Figura 3.25: Curva ITIC.

Ambas as curvas possuem regiões de operação normal, de susceptibilidade e de sensibilidade, conforme descritas nas figuras 3.24 e 3.25 e detalhadas a seguir:

- Região de operação normal ou de imunidade, onde não há possibilidade de parada de operação dos equipamentos devido à ocorrência de afundamentos ou desligamentos.
- Região sujeita a danos ou região de susceptibilidade, onde há possibilidade de ruptura da isolamento dos equipamentos (perda de hardware), devido à ocorrência de sobretensões transitórias e elevações de tensão;
- Região de desligamento ou região de sensibilidade, onde há possibilidade de parada de operação dos equipamentos, em virtude da ocorrência de afundamentos de tensão, juntamente com as interrupções momentâneas.

Como o presente estudo é voltado a afundamento de tensão, então as figuras 3.24 e 3.25, resumem-se na região de desligamento, definida anteriormente e ilustrada na figura 3.26.

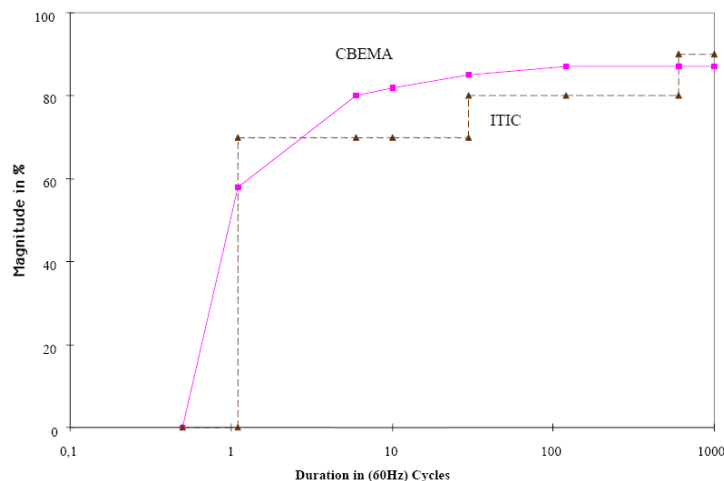


Figura 3.26: Limite inferior das curvas CBEMA e ITIC.

Além das áreas das curvas ITIC e CBEMA relacionadas a afundamento de tensão, há também a curva SEMI F47 [84], específica para afundamento de tensão, dada pela figura 3.27.

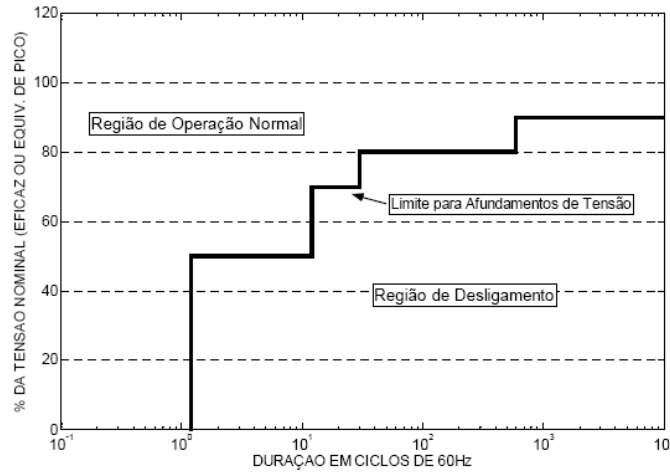


Figura 3.27: Curva SEMI F47.

A tabela 3.12 [1] mostra a sensibilidade dos principais equipamentos encontrados em indústrias. Os valores em percentual representam a subtensão que os equipamentos toleram sem ocorrer falha nos mesmos. Os valores de tempo, independentes dos valores de tensão, representam a duração de um desligamento que os equipamentos suportam sem a ocorrência de falhas.

Tabela 3.12: Tolerância de tensão dos principais equipamentos encontrados em indústrias.

Tolerância de tensão			
Equipamento	Limite superior	Média	Limite inferior
CLP	20 ms, 75%	260 ms, 60%	620 ms, 45%
Cartão de entrada CLP	20 ms, 80%	40 ms, 55%	40 ms, 35%
Driver AC 5 hp	30 ms, 80%	50 ms, 75%	80 ms, 60%
Relé de controle AC	10 ms, 75%	20 ms, 65%	30 ms, 60%
Partida de motor	20 ms, 60%	50 ms, 50%	80 ms, 40%
Computador pessoal	30 ms, 80%	50 ms, 60%	70 ms, 50%

Os principais efeitos do afundamento de tensão em cargas industriais são:

- Perda de programação de microprocessadores;
- Perda de programação de CLP;
- Desatrancamento das bobinas de contadores e relés auxiliares, com consequentes desligamentos de cargas e equipamentos via lógica do sistema de controle;
- Desligamento de lâmpadas de descarga, como as de vapor de mercúrio, que levam cerca de alguns minutos para reacenderem;

- Variação de velocidade dos acionamentos CA e CC que, dependendo do tipo de processo, poderão comprometer a qualidade do produto ou até provocar a parada de produção;
- Variação de torque de motores CA e CC com as mesmas implicações citadas anteriormente;
- Falhas de comutação em pontes controladas, afetando os disparos dos gatilhos de tiristores;
- Desligamento de acionamentos devido à atuação de dispositivos de proteção associados, que quando detectam condições de risco, promovem o bloqueio do disparo de tiristores ou até mesmo o desligamento imediato da fonte de alimentação;
- Queima de fusíveis e outros componentes, principalmente nos acionamentos CC quando operam no modo regenerativo; e
- Saturação de transformadores devido correntes de *inrush* no momento de restabelecimento da tensão [85].

3.8.2 Área de vulnerabilidade

Área de vulnerabilidade é definida como sendo a região de uma rede na qual, quando da ocorrência de um curto-circuito, ocorrerão afundamentos de tensão numa certa barra de análise, abaixo de determinado limite especificado [1], [73]. Uma ilustração de área de vulnerabilidade é apresentada na figura 3.28 [51].

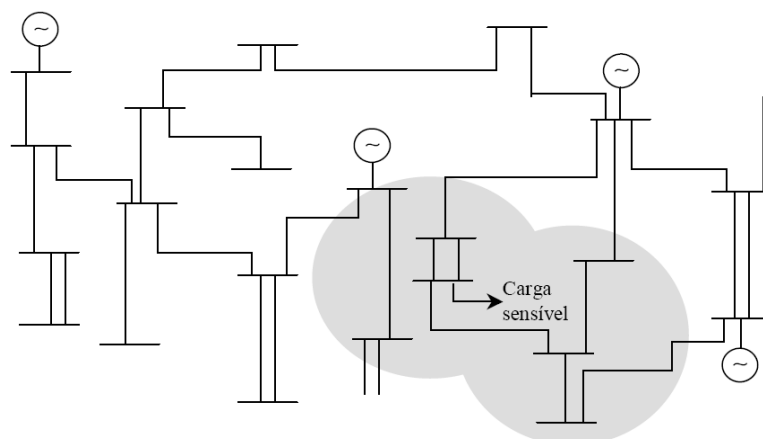


Figura 3.28: Representação de área de vulnerabilidade e carga sensível.

Conforme visto na tabela 3.12, os diferentes equipamentos que estão presentes no ambiente industrial, possuem diferentes níveis de sensibilidade a afundamentos. Nesse caso e,

de acordo com a figura 3.29, quanto maior for a sensibilidade da carga, esta tenderá a falhar para afundamentos menos severos que, por sua vez, são ocasionados por faltas elétricas mais distantes da carga na maioria das vezes.

A figura 3.29 mostra que a área de vulnerabilidade de Acionamento a Velocidade Variável (AVV) é maior do que a de contatores, isso decorre do fato de os AVV serem mais sensíveis de um modo geral.

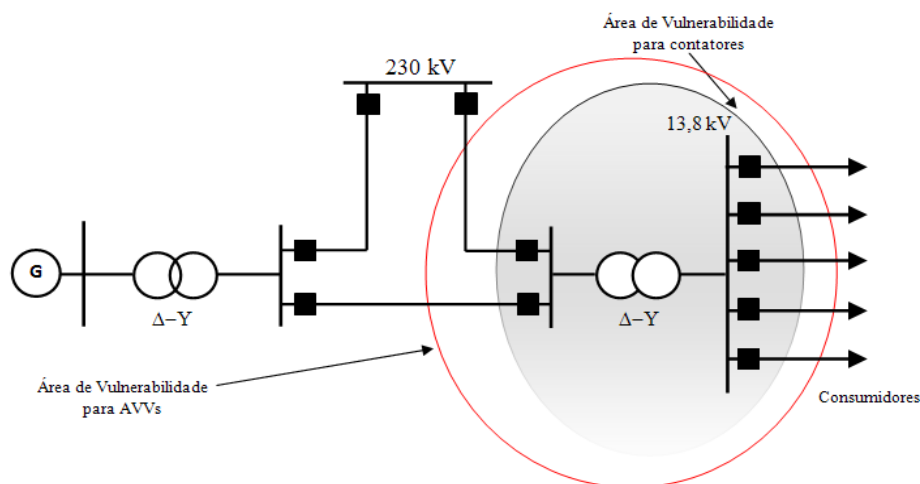


Figura 3.29: Representação de diferentes áreas de vulnerabilidade para diferentes cargas sensíveis.

3.9 Equipamentos de mitigação

O afundamento de tensão é o pior problema de qualidade de energia para consumidores industriais [41], [53], [63], [65]. Devido à maior frequência de ocorrência, tais eventos podem ser mais prejudiciais do que as interrupções momentâneas [1], a prova disso é que cerca de 90% das reclamações de consumidores industriais são devido a afundamento de tensão [4]. Nesse sentido existem equipamentos que minimizam e até eliminam por completo os problemas de afundamento de tensão na indústria. Algumas tecnologias para minimizar os efeitos de tais afundamentos são [8]:

- UPS (Uninterruptable Power Supply) – Tradicionalmente são os dispositivos mais utilizados para minimizar os efeitos de afundamento de tensão e interrupções de curta duração. Em operação normal a carga é alimentada pela fonte e um banco de baterias é carregado em modo stand-by. Na ocorrência de um afundamento de tensão ou desligamento da rede, o UPS fornece a energia necessária à rede através de um inversor. A vantagem do UPS é que podem ser corrigidos tanto afundamentos de tensão, assim como desligamentos. A desvantagem é que há a necessidade de manutenção constante das baterias. Possuem rendimento em torno de 92-95%.

- CVT (Constant Voltage Transformer) – Um CVT é um transformador de três enrolamentos. No primário conecta-se a fonte, no secundário a carga e no terciário um capacitor. O CVT geralmente é operado na região de saturação e é posto de tal modo a manter a tensão nos terminais da carga constante para uma variação na tensão de entrada. Pode corrigir afundamentos de tensão de até 70% e desligamentos de poucos ciclos. O rendimento de CVT está entre 70 e 75%.
- Static Transfer Switch – A idéia deste tipo de equipamento é ter duas fontes independentes para o fornecimento de energia a um mesmo equipamento. Caso ocorra um problema na fonte principal ocorre a transferência após alguns ciclos. As duas fontes são conectadas a cargas através de pontes de tiristores em antiparalelo. O rendimento deste tipo de equipamento é em torno de 99%.
- Static Voltage Compensator – Também conhecido como restaurador dinâmico de tensão (DVR). Quando detecta um afundamento de tensão, este dispositivo corrige a forma de onda da saída, de acordo com a capacidade do mesmo.
- Conjunto Motor-gerador – Neste conjunto o motor aciona um gerador que fornece tensão a carga. A inércia inerente da máquina rotativa fornece alguma compensação para afundamentos de tensão. A adição de um volante faz com que esse sistema seja comparado com “UPS rotativo”.

Para a escolha de qual tecnologia utilizar, é necessário conhecer os prejuízos causados pelos afundamentos, assim como a sensibilidade do processo. Essas informações são necessárias para o correto dimensionamento e custo benefício do equipamento. A figura 3.30 [8] mostra um demonstrativo do custo das tecnologias em função da potência.

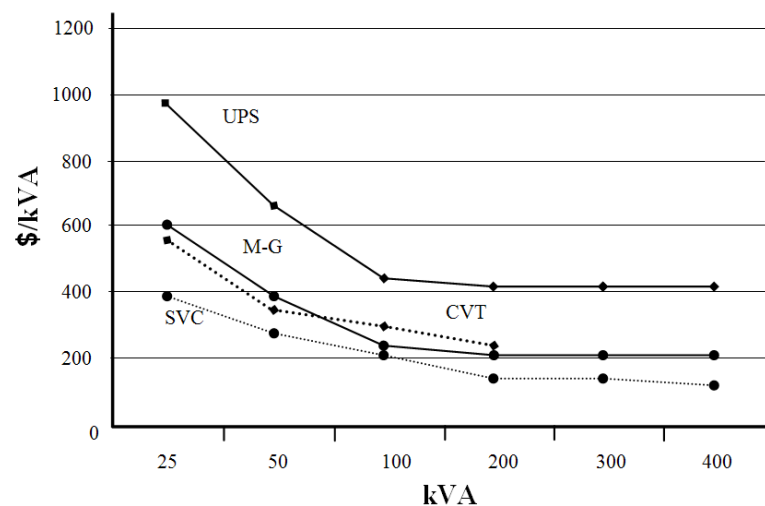


Figura 3.30: Relação de custo por potência instalada de alguns equipamentos de mitigação de afundamento de tensão.

Existem, da mesma forma, opções para o consumidor e, conforme citado anteriormente, também existem medidas a serem tomadas pela concessionária, no sentido de minimizar os efeitos dos afundamentos de tensão. Algumas dessas opções são:

- Limitar a capacidade dos elos de chaves fusíveis, de acordo com as possibilidades de projeto;
- Diminuir o tempo de religamento de disjuntores e religadores; e
- Utilizar reatores de linha.

Em estudos sobre os afundamentos de tensão em um local específico do sistema é necessário obter dados que indiquem o desempenho do local com referência a tais afundamentos como, por exemplo, frequência de ocorrência e amplitude. Esses dados podem ser oriundos de medição ou simulação. Os dados obtidos através de medição são viáveis, mas sua obtenção torna-se cara e demorada devido aos altos custos envolvidos com a alocação de medidores ao longo do sistema e do grande tempo despendido para um estudo preciso sobre a ocorrência e características de tais eventos no ponto em específico. Os métodos de simulação de afundamentos são uma solução para obter o desempenho de um local específico.

3.10 Métodos de simulação de afundamentos de tensão

Devido à aleatoriedade das ocorrências de afundamentos de tensão, os métodos de simulação apresentam-se como uma boa alternativa para se determinar, estatisticamente, os parâmetros destes distúrbios, evitando-se despendar grandes recursos financeiros com a implantação de sofisticadas redes de medição e longos períodos de monitoração.

Neste contexto, serão apresentados nesta seção os principais métodos utilizados para simulação de afundamentos de tensão, além da abordagem de alguns aspectos de modelagem dos componentes do sistema, quando se estudam tais distúrbios.

As ferramentas computacionais utilizadas para se determinar os parâmetros e as estatísticas dos afundamentos de tensão podem ser agrupadas em três classes:

- Simulação da forma de onda;
- Simulação dinâmica; e
- Simulação de faltas.

3.10.1 Simulação da forma de onda

A simulação da forma de onda é feita no domínio do tempo a fim de se obter a oscilografia do afundamento de tensão. Normalmente é utilizado para simulação um programa

para cálculo de transitórios eletromagnéticos. Com esta ferramenta pode-se analisar, detalhadamente, os efeitos dinâmicos de geradores e cargas durante a evolução no tempo da forma de onda dos afundamentos de tensão [7].

Essa abordagem trata o afundamento de tensão como um transitório, sendo que as simulações no domínio do tempo determinam o comportamento da forma de onda durante e após a eliminação da falta. Em função da complexidade na modelagem dos componentes do sistema, esses programas exigem maior esforço computacional. No entanto, considerando a grande evolução da tecnologia dos microcomputadores, geralmente as configurações disponíveis no mercado são suficientes para realizar os processamentos dentro de limites de tempo aceitáveis. As vantagens da simulação da forma de onda são a exatidão dos resultados e o completo fornecimento de informações relativas às características do distúrbio, ou seja, amplitude, duração e evolução do valor eficaz em função do tempo.

3.10.2 Simulação dinâmica

A simulação dinâmica é utilizada para se determinar afundamentos de tensão resultantes de partida de grandes motores, perda de geração e entrada de blocos de carga. As ferramentas utilizadas para este tipo de simulação são as que analisam a estabilidade dinâmica do sistema elétrico ou programas de “midterm stability”. Tais programas utilizam modelagem no domínio da frequência e os resultados são representados como curvas de variações do valor eficaz (RMS) da tensão durante e após o distúrbio [7].

3.10.3 Simulação de faltas

Como a maioria dos afundamentos é decorrente de faltas no sistema elétrico, o método de cálculo de curto-circuito é o mais indicado para a avaliação do fenômeno. Este método fornece a intensidade do afundamento de tensão nas barras de interesse; porém, não possibilita a visualização da evolução do valor RMS durante a falta. Logo, a duração do afundamento de tensão deve ser estimada com base no tipo e ajuste dos relés de proteção envolvidos [7].

A maioria das faltas no sistema elétrico ocorre em linhas de transmissão, subtransmissão e de distribuição. Enquanto uma linha aérea pode sofrer vários curto-circuitos em um ano, os barramentos aéreos apresentam, tipicamente, uma taxa de ocorrência de faltas de um defeito a cada dez anos [14]. Os demais equipamentos, dos quais geradores e transformadores são os mais importantes, apresentam baixa ocorrência de curto-circuito, mas podem ser

desligados com frequência por outras razões. No caso de geradores, muitos desligamentos são provocados por problemas nos acessórios ou no serviço auxiliar. Em transformadores, considerando a correta seletividade de suas proteções, bem como das proteções dos alimentadores da barra secundária, os desligamentos são normalmente causados por sobrecarga.

Face ao exposto, no processo de determinação do desempenho do sistema elétrico diante dos afundamentos de tensão, os principais componentes normalmente considerados são as linhas de transmissão e distribuição. Para se estimar o número de ocorrências anuais dos afundamentos de tensão, são utilizadas as estatísticas de taxas médias de falta em linhas de transmissão e distribuição. Evidentemente, os resultados das simulações serão mais confiáveis à medida que tais dados forem mais precisos. Dois métodos de cálculo de afundamentos têm sido utilizados: o método das posições de falta e o método da distância crítica, que serão apresentados a seguir.

3.11 Avaliação estocástica de afundamentos de tensão

Estudos quantitativos de afundamentos podem ser realizados de duas formas:

- Considerando o número de afundamentos, de acordo com a classe de tensão e duração; ou
- Pela função distribuição de probabilidade dos eventos [86], [87].

Estes estudos podem ser feitos através de medições ou através de simulações. As principais vantagens de cada método estão descritas em [1]. O que torna a medição inviável para estudos quantitativos de afundamentos são o tempo de monitoramento e o custo envolvido na alocação de medidores em diferentes pontos do sistema. A tabela 3.13 [1] mostra o tempo de medição de acordo com a frequência de afundamentos na barra e precisão dos resultados.

Tabela 3.13: Tempo de monitoramento de afundamentos de tensão.

Frequência de eventos	50% de precisão	10% de precisão	2% de precisão
1 por dia	2 semanas	1 ano	25 anos
1 por semana	4 meses	7 anos	200 anos
1 por mês	1 ano	30 anos	800 anos
1 por ano	16 anos	400 anos	10000 anos

De acordo com a tabela 3.13, se na barra de interesse ocorrer um afundamento por dia, serão necessários vinte e cinco anos de medição para se ter uma precisão de 2% nos resultados.

3.11.1 Método das posições de falta

O método das posições de falta, também conhecido como método do curto-circuito deslizante, é ilustrado na figura 3.31 [88]. Este método consiste basicamente em encontrar os diferentes valores de afundamentos de tensão, em um ponto de monitoração qualquer do sistema, para as diferentes posições de curto-circuito ocorridas. Isto possibilita a verificação do efeito de diferentes posições de falta, na intensidade e duração do afundamento. Este método é amplamente utilizado em estudos de afundamentos de tensão envolvendo sistemas de grande porte.

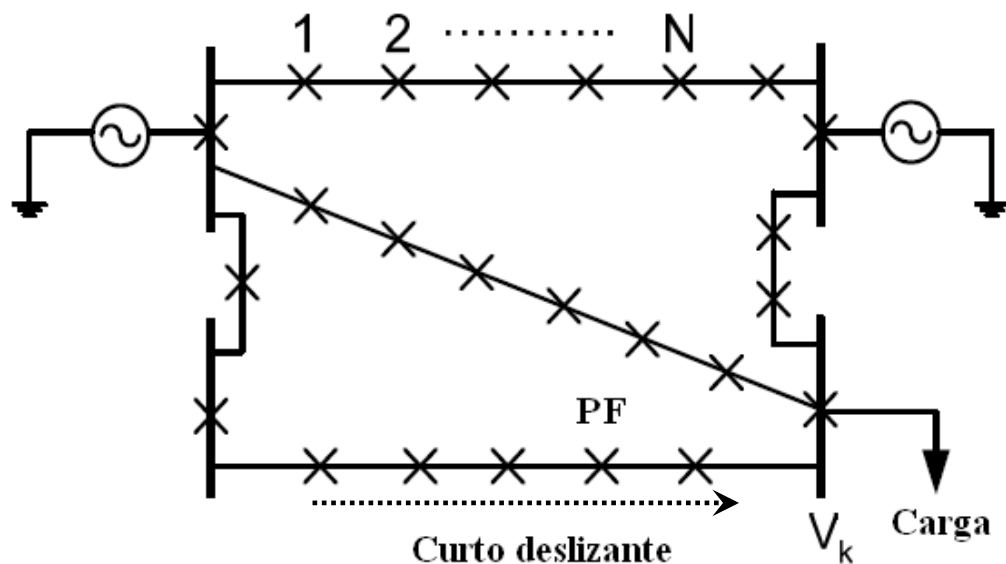


Figura 3.31: Método das posições de falta.

O cálculo da amplitude do afundamento em uma barra i devido uma falta trifásica em uma barra k é feito de acordo com o que foi descrito no item 3.7.6.

3.11.2 Método da distância crítica

O método da distância crítica consiste em determinar a distância entre um ponto sob falta e um ponto específico de monitoramento. Devido à complexidade da implementação computacional do método para sistemas malhados o mesmo é recomendado somente para circuitos radiais [45].

A distância crítica é definida como a distância da falta até o PAC que causa um determinado valor de afundamento de tensão com determinado nível de amplitude. Esta amplitude representa o limiar de sensibilidade do consumidor. Este afundamento é o limiar entre

a parada e não parada de um processo sensível a afundamentos de tensão. Ou seja, assume-se que a carga certamente irá falhar para faltas que ocorram aquém de L_{crit} [46].

Tendo-se como referência a barra que representa o PAC, ilustrado na figura 3.32 [88], a tensão nesta barra para uma falta trifásica no ponto f, considerando a tensão pré-falta igual a 1 p.u, é dada de acordo com a equação 3.17.

$$V_{PAC} = \frac{Z_{pf} + Z_f}{Z_{sp} + Z_{pf} + Z_f} \quad (3.17)$$

Sendo:

V_{PAC} – Tensão no ponto de acoplamento comum (p.u);

Z_{sp} – Impedância entre a fonte e o PAC (p.u);

Z_{pf} – Impedância entre o PAC e o ponto f (p.u);

Z_f – Impedância de falta (p.u).

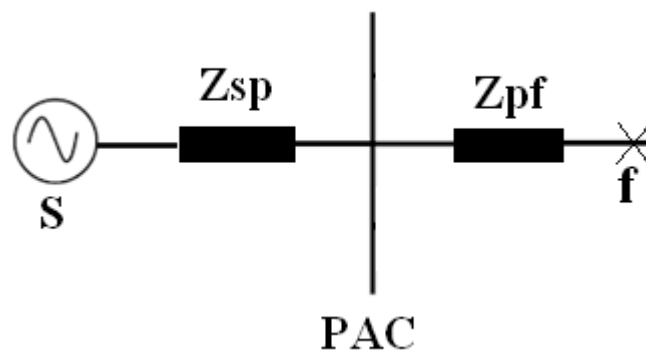


Figura 3.32: Método da distância crítica para circuito radial.

A distância crítica L_{crit} é calculada tomando como base a equação 3.18.

$$L_{crit} = \left(\frac{Z_{sp}}{z} \right) \frac{V_{crit}}{1 - V_{crit}} \quad (3.18)$$

Sendo:

L_{crit} – Distância crítica (Km);

Z_{sp} – Impedância entre a fonte e o PAC (p.u);

z – Impedância por quilômetro do alimentador (Ω / Km);

V_{crit} – Tensão crítica no PAC (V).

Para um sistema malhado formado por duas linhas, conforme mostra a figura 3.33, o cálculo da tensão no PAC devido a uma falta trifásica em uma das linhas, se dá de acordo com a equação 3.19.

$$V_{PAC} = \frac{p(1-p)Z_B^2 + p(Z_A Z_B)}{Z_1(Z_A + Z_B) + p(Z_A Z_B) + p(1-p)Z_B^2} \quad (3.19)$$

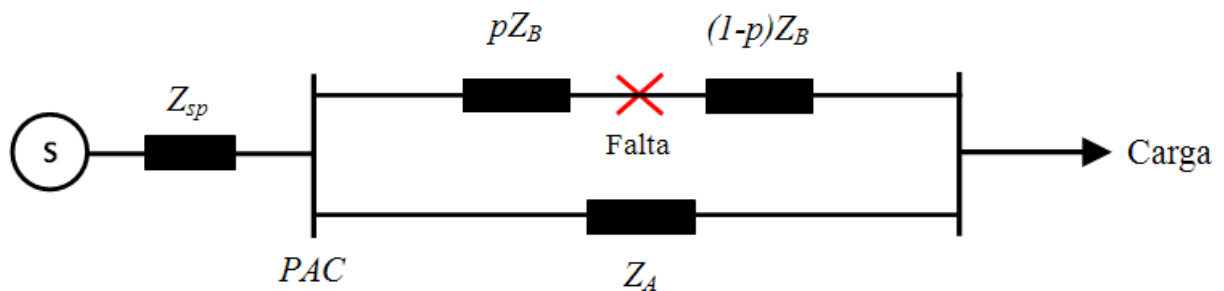


Figura 3.33: Método da distância crítica para circuitos paralelos.

Onde:

Z_{sp} – Impedância entre a fonte e o PAC (p.u);

p – Posição percentual da linha onde ocorreu a falta (%);

Z_A – Impedância da Linha A (p.u);

Z_B – Impedância da Linha B (p.u).

De acordo com a equação 3.19 pode-se inferir uma grande complexidade no cálculo de afundamentos para sistemas muito malhados. Devido a isso o método das distâncias críticas é recomendado para sistemas radiais ou pouco malhado.

3.12 Considerações finais

Este capítulo inicialmente mostrou a constante preocupação que os afundamentos de tensão têm causado às partes envolvidas, isto é, à concessionária, ao consumidor e ao fabricante, além dos principais motivos que influem nestas preocupações. Após uma visão geral sobre os afundamentos de tensão, o capítulo segue oferecendo uma ampla abordagem sobre tais eventos, incluindo: conceitos, métodos de caracterização, métodos de classificação, fatores de influência, curvas de sensibilização, técnicas de mitigação e métodos de simulação.

O objetivo deste capítulo foi de apresentar uma análise pormenorizada dos afundamentos, visto estes serem um dos temas principais deste trabalho. Sabendo que a GD é o segundo enfoque da pesquisa ressalta-se a necessidade de um capítulo específico sobre o assunto, sendo este o tema do próximo capítulo.

4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1 Considerações iniciais

No início da produção e transmissão de eletricidade, por volta de 1876, na época de Thomas Edison e Westinghouse, havia várias limitações no que se refere à geração e transmissão de energia, sendo estas principalmente de origem científica e tecnológica. Devido a essas limitações, a geração da energia era realizada em corrente contínua (CC) e o consumo da mesma ocorria localmente, ou em regiões bem próximas à geração.

É do conhecimento do autor que, há um consenso na literatura quanto à caracterização da geração distribuída (GD) como aquela forma de geração conectada ao sistema de distribuição e próximo à carga. Então, sob este aspecto, poder-se-ia dizer que os primeiros sistemas de energia elétrica eram de GD.

No início do século XX, fatores tais como: o avanço da tecnologia, o aumento crescente da demanda, o surgimento do transformador e posteriormente do motor de indução, assim como a necessidade da transmissão de energia a maiores distâncias, fizeram com que, com o passar do tempo, os sistemas de energia locais fossem substituídos por grandes usinas e linhas de transmissão, que tornaram o sistema mais confiável e centralizado. Um modelo de sistema centralizado é mostrado na figura 4.1. Devido a fatores diversos, tais como: rápida expansão da demanda, tempo exigido para construção ou ampliação dos sistemas já existentes, questões ambientais e carência de estudos no sentido da diversificação da matriz energética, hoje tais sistemas são formados por linhas e equipamentos sobrecarregados. Sob tal condição, a confiabilidade do sistema é reduzida, tal como atualmente ocorre nos Estados Unidos, onde se verifica um histórico considerável de grandes faltas de energia decorrentes da baixa confiabilidade de um sistema centralizado [89], [90]. O Brasil também já sofreu grandes distúrbios decorrentes dos vários fatores supra, tendo sido um destes a causa para o racionamento de energia ocorrido em 2001.

Atualmente a complementação dos sistemas centralizados, através da GD, conforme ilustra a figura 4.2, passa a ser visto como a solução de vários problemas e fonte de vários benefícios nos âmbitos de confiabilidade, qualidade de energia e questões ambientais. Portanto, em um futuro próximo, além da modicidade tarifária, a GD poderia trazer para os consumidores a certeza de melhorias da QEE, em particular no que tange a afundamento de tensão.

Nesse sentido, uma análise pormenorizada da GD é tratada neste capítulo.

Neste trabalho a GD tem sinonímia com: autogeração, geração *in situ* ou geração exclusiva [31], geração embutida ou do inglês “*Embedded Generation*” [17].

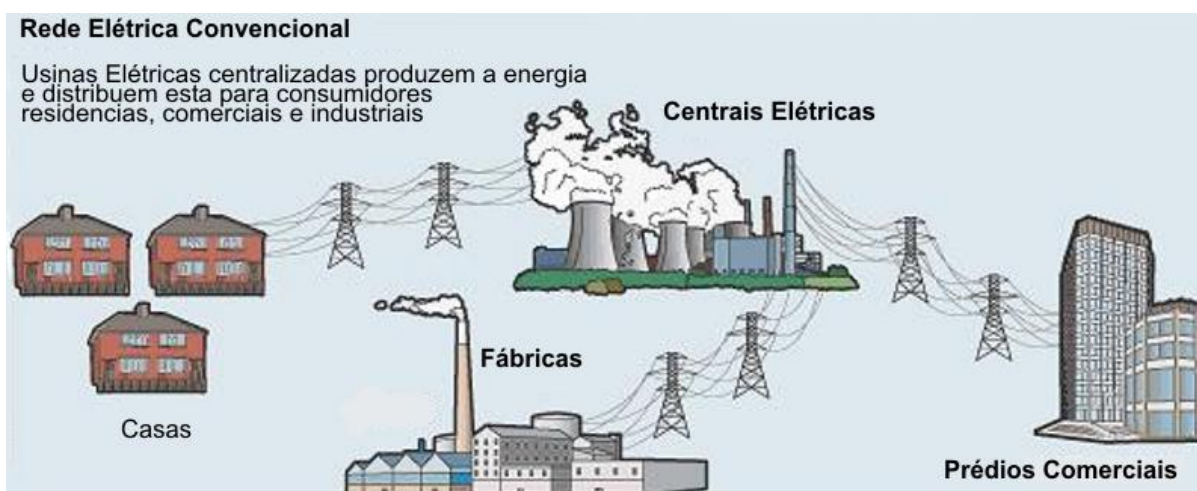


Figura 4.1: Exemplo de sistema elétrico atual: centralizado.

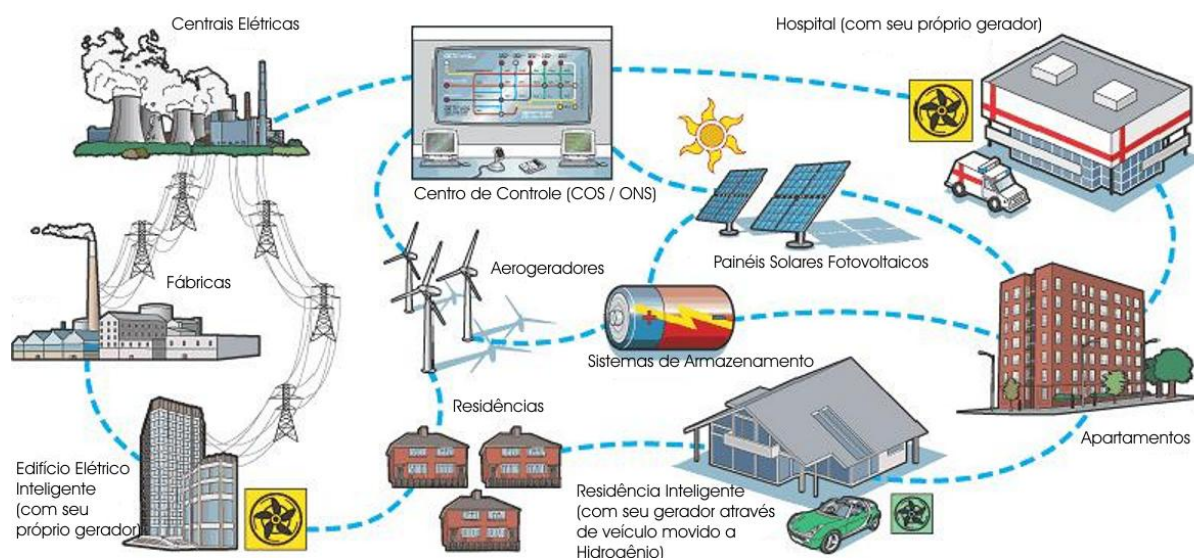


Figura 4.2: Exemplo de sistema elétrico do futuro: com grande concentração de GD.

4.2 Conceitos e definições

Os diferentes fatores que podem ser levados em consideração para a uma correta conceituação de GD, fazem com que não haja ainda um consenso global sobre tal definição [28], [43]. Tais fatores podem ser: a necessidade de fornecimento de reativo, a localização (se na transmissão ou distribuição), a classificação em termos de potência nominal, a área de entrega, a tecnologia, o impacto ambiental, o modo de operação, o proprietário e a penetração.

Portanto, diferentes autores, agências e órgãos reguladores, conceituam de maneiras distintas, a GD. Alguns exemplos de definição de GD são dados a seguir:

De acordo com os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST da ANEEL, a GD é definida como sendo geração de energia elétrica, de qualquer potência, conectada diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalação de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachada ou não pelo ONS [91]. Nestes procedimentos de distribuição já são contemplados termos diretamente relacionados com GD, como é o caso de micro redes e centro de despacho de geração distribuída [91].

De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE, a GD é uma expressão usada para designar a geração de energia realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es), independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia. O conceito envolve, ainda, equipamentos de medida controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento), para que estas se adaptem a oferta de energia [92].

Por sua vez, para a International Energy Agency – IEA, a GD é uma planta de geração servindo a um consumidor no local ou fornecendo suporte para uma rede de distribuição, conectada na rede no nível de tensão de distribuição. As tecnologias geralmente incluem motores a combustão, pequenas (e micro) turbinas, células-combustível e sistemas fotovoltaicos. Tal definição geralmente exclui a energia eólica, uma vez que esta é produzida principalmente em parques eólicos, e não no local onde sua energia é requerida. Para esta agência, há uma distinção entre GD e geração dispersa, a definição da última abrange a primeira, acrescida da energia eólica e outras gerações, quer estas estejam ou não ligadas à rede de distribuição [16].

Conforme visto anteriormente um dos fatores que é levado em consideração em tal definição é a localização da fonte, se no sistema de transmissão ou de distribuição. A grande maioria dos autores considera que tal geração deve ser conectada somente ao sistema de distribuição, outros consideram também que os geradores distribuídos podem ser conectados também no sistema de transmissão [42].

Apesar da GD ser conectada ao sistema de distribuição, o nível de tensão desse sistema pode variar de país para país. Alguns autores definem tal geração de acordo o limite de potência, ou seja, diz-se ser um gerador distribuído aquela fonte conectada ao sistema de distribuição, de potência igual ou inferior a 30 MW [31]. Outros consideram gerador distribuído aquela fonte cuja potência seja igual ou inferior a 10 MW [15], [18].

Neste sentido, para uma maior generalização dos conceitos, a tabela 4.1 mostra os fatores que devem e não devem ser levados em consideração na definição de GD [13].

Tabela 4.1: Aspectos a serem considerados na conceituação de GD.

	Aspectos	SIM	NÃO	Observações
1	Necessidade de fornecimento de reativo;		<input checked="" type="checkbox"/>	Independente
2	A localização;	<input checked="" type="checkbox"/>		Distribuição
3	A classificação;		<input checked="" type="checkbox"/>	Até 300 MW (modelo EUA)
4	A área de entrega de energia;		<input checked="" type="checkbox"/>	Independente
5	A tecnologia;		<input checked="" type="checkbox"/>	Independente
6	O impacto ambiental;		<input checked="" type="checkbox"/>	Desprezado
7	O modo de operação;		<input checked="" type="checkbox"/>	Independente
8	O proprietário;		<input checked="" type="checkbox"/>	Independente
9	A penetração de GD;		<input checked="" type="checkbox"/>	Independente

Com base na tabela 4.1 e de acordo com [13], adota-se nesse trabalho a seguinte definição para GD: “Fonte de energia elétrica conectada diretamente no sistema de distribuição ou no local de medição do consumidor.”

Apesar de não ser recomendado especificar o limite de potência nessa definição consideraremos que a GD, de acordo com a potência, pode ser dividida em 4 classes: micro, pequena, média e grande, conforme limites de potência mostrados na tabela 4.2 [13].

Tabela 4.2: Classificação de geração distribuída.

Classe	Faixa de potência nominal
Micro	1 W a 5 kW
Pequena	5 kW a 5 MW
Média	5 MW a 50 MW
Grande	50 MW a 300 MW

As chamadas “*microgrids*” são micro redes compostas por pequenas e modulares fontes de energia que são conectadas no sistema de distribuição de baixa tensão [93]. Estas microredes podem ser projetadas para o consumidor, visando diferentes benefícios: aumentar a confiabilidade local, reduzir perdas em alimentadores, sustentar a tensão local, fornecer um aumento da eficiência pelo uso do calor, fornecer energia ininterrupta para algumas funções e mitigar afundamentos de tensão [6], [26], [30].

Uma das maiores questões sobre a GD a ser levada em consideração é o custo da tecnologia por kWh fornecido quando comparado com as grandes centrais de geração de e-

nergia. Esse é o principal fator que justifica a utilização de algumas tecnologias somente em áreas remotas com carência de recursos energéticos e para as quais a transmissão de energia não é econômica ou tecnicamente viável. Um investimento economicamente viável e uma maior estabilidade da tensão foram as principais justificativas para a implantação da GD no estudo demonstrado em [42].

Nos estudos de geração distribuída, existem também os sistemas híbridos (HDGS-Híbrido Distributed Generation System) que são sistemas onde se utiliza dois ou mais tipos de tecnologia de GD. Um estudo detalhado de sistema híbrido formado por células fotovoltaicas e células a combustível, é mostrado em [42]. Alguns autores afirmam que um sistema de GD trabalha bem, quando as fontes de energia são pequenas e variadas no tipo [94].

4.3 Normas e legislação aplicável

A principal norma relativa à GD é a IEEE 1547 [20]. Essa norma descreve, de um modo geral, os padrões de interconexão de recursos distribuídos com o sistema elétrico.

Encontra-se listado em [19] um apanhado das principais resoluções, leis e decretos referentes à GD no Brasil assim como outras formas de geração sinônimas, tais como: produtor independente e cogeração de energia. A lei e o decreto que regulamentam e definem a figura do Gerador Distribuído no Brasil são os seguintes:

- Lei nº 10848, de 15 de Março de 2004 – Dispõe sobre a comercialização livre de energia.
- Decreto nº 5163, de 30 de Julho de 2004 – Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Além da Lei e decreto anteriormente citados, nos procedimentos de distribuição da ANEEL afirma-se que, no planejamento do sistema de distribuição das empresas deve-se considerar a presença ou não de fontes de GD na rede [95].

4.4 Ressurgimento da geração distribuída

No início deste capítulo mostrou-se as diferenças entre um sistema com GD e um sistema centralizado. Para o sistema centralizado há grandes blocos de energia sendo gerados e transmitidos até os distantes centros de carga através das linhas de transmissão. Já no sistema com GD a energia não é gerada nem transmitida de forma centralizada.

Atualmente ocorre o ressurgimento da GD em todo mundo [6] e um dos motivos para o ressurgimento da GD é o auxílio na confiabilidade e qualidade da energia local, além das questões ambientais, que são um dos principais fatores que fazem com que os geradores distribuídos sejam vistos por muitos como uma perspectiva futura para a geração de energia. As principais causas para uma nova visão sobre a aplicação da GD em um sistema centralizado energeticamente são apresentadas na tabela 4.3. Nesta tabela são apresentados os fatores de influência mundial e no caso específico brasileiro.

Tabela 4.3: Fatores que motivaram o surgimento da GD.

Mundo	Brasil [22]
Políticas ambientais rigorosas, onde a preservação do meio ambiente e desenvolvimento sustentável trabalham em conjunto;	Conscientização dos problemas ambientais;
Redução dos custos na Transmissão de Energia, assim como das perdas técnicas;	Custos associados a perdas na transmissão e distribuição;
Melhoramento do nível de tensão em alimentadores radiais;	Reestruturação do setor elétrico que criou a figura dos consumidores livres e produtores independentes de energia (PIE);
Possibilidade de geração de energia em um curto intervalo de tempo, relativo ao tempo necessário à construção de usinas convencionais, através de hidrelétricas, como é o caso do Brasil;	Disponibilidade crescente do gás natural;
Aumento da confiabilidade local de um consumidor ou consumidores;	Forte propensão ao aumento das tarifas de eletricidade, devido ao incremento da geração termelétrica na matriz nacional, em regimes emergenciais;
Melhoramento da QEE de um modo geral.	Progresso da tecnologia eletrônica e consequente redução nos custos do sistema de controle para sistemas cada vez mais complexos;
	Vontade por parte dos consumidores de diminuir sua compra de energia, verificando as questões custo-benefício associadas [15].

Vários estudos mostram que até 2010, 25% das novas fontes de geração de energia serão provenientes de GD [13] e que se terá um aumento de até 40% de GD em todo mundo [96]. Devido a isso os sistemas centralizados são vistos em um futuro próximo, com uma grande e intensa integração de tais fontes de GD [97], conforme ilustrado na figura 4.2.

O objetivo da GD não é substituir o sistema centralizado, e sim operar em consonância com o mesmo [16], [22], diminuindo as perdas nos sistemas de T&D e aumentando a confiabilidade e outros requisitos de QEE.

Conforme visto no capítulo anterior, um dos fatores que motivam o estudo da QEE é justamente o aumento de sensibilidade dos diferentes processos a afundamento de tensão, provocado pela grande aplicação das tecnologias de eletrônica de potência. Tais processos podem ter diferentes sensibilidades e custos de parada, de acordo com cada tipo de indústria (e.g., material bélico, petróleo, refinaria, semicondutores, papel, metal) [45]. No entanto, a confiabilidade do fornecimento de energia é de extrema importância para os diferentes tipos de indústrias [43].

4.5 Benefícios da geração distribuída

Vimos anteriormente que um sistema descentralizado e com GD, fornece vários benefícios. Esses benefícios são descritos logo a seguir [22], [31].

4.5.1 Benefícios para o consumidor

As vantagens da GD para o consumidor ocorrem quando verifica-se:

- Que a tecnologia e arranjo são implantados de forma adequada, unidades de GD podem ter índices de confiabilidade de até 100%;
- Que unidades de GD podem suprir o consumidor com energia de qualidade no que se refere à tensão, frequência, e minimização de harmônicos;
- A diminuição na frequência de ocorrência de afundamento de tensão para consumidores distantes de grandes centros de geração [98];
- Que a GD é a alternativa mais viável para se evitar o consumo de energia utilizando-se das onerosas tarifas de horário de ponta de carga, sendo algumas aplicabilidades de GD: Energia contínua, energia verde, energia *premium*, geração de emergência, geração de *Standby*;
- Que a GD pode trazer benefícios de calor e frio distribuído (*chillers* de absorção) quando utilizada como cogeração;

- Que o fornecimento de energia a áreas remotas é econômica ou tecnicamente inviável;
- Que há a melhora da regulagem de tensão da linha em regime permanente; e
- Que há a melhora nos indicadores de qualidade do fornecimento, principalmente aqueles referentes à duração, tal como DEC e DIC pois, com uma falta de energia no sistema principal, as cargas podem ser recompostas de acordo com a capacidade de GD instalada. O mesmo não ocorre com os indicadores relacionados à frequência pois, na maioria das vezes que ocorre a saída do sistema principal, ocorre também a saída dos geradores conectados no mesmo [14].

4.5.2 Benefícios para a concessionária

As vantagens da GD para a concessionária ocorrem quando verifica-se:

- A redução das perdas no sistema;
- Uma maior estabilidade da tensão elétrica;
- O adiamento de investimentos em subestações de transformação e em capacidade adicional de transmissão;
- O aumento da confiabilidade do sistema próximo à geração local (os geradores da GD possuem confiabilidade própria);
- A redução dos investimentos para o atendimento da demanda no horário de ponta (*peak shaving*);
- Que unidades de menor capacidade minimizam os erros de planejamento (pois permitem incrementos de geração menores e ajustam-se melhor ao crescimento da demanda, facilitam o procedimento de redespacho durante manutenções programadas e reduzem o montante de capacidade instalada que se tornará indisponível);
- Que unidades de geração oferecem maior modularidade e tempo de construção reduzido;
- Menores entraves burocráticos devido a problemas políticos e ambientais relacionados à construção de novas centrais geradoras ou linhas de transmissão; e
- Que uma melhora da regulação de tensão da linha em regime permanente é um benefício para o consumidor.

Dentre os benefícios supra, a diminuição das perdas pode ser bastante justificável no caso do Brasil, pois o sistema elétrico brasileiro é caracterizado como sendo centralizado, formado por geradores de grande porte distantes dos centros de carga. De fato, as perdas nos sistemas de T&D do Brasil são consideradas uma das maiores do mundo, nos sistemas de distribuição as perdas estão entre 7 e 15% [99].

4.5.3 Benefícios para o sistema elétrico interligado

As vantagens da GD para o sistema elétrico interligado ocorrem quando verificasse:

- A redução do carregamento das redes e, conseqüentemente, maior flexibilidade operativa das mesmas;
- A melhoria do perfil de tensão das LTs;
- A redução das perdas nos sistemas de T&D;
- Uma maior eficiência energética pela operação conjugada entre a GD e geração centralizada;
- A possibilidade de prestação de serviços ancilares, tais como: controle de frequência, reserva de potência e auto-restabelecimento, também conhecido como capacidade de restabelecimento, *black-start* ou ilhamento; e
- A redução do nível de curto-circuito dos sistemas de transmissão, evitando a utilização de outras técnicas para esta finalidade como, por exemplo, a utilização de reatores série.

4.6 Barreiras da geração distribuída

Conforme visto no item anterior, a GD pode oferecer diversas vantagens para as diferentes partes envolvidas; porém, ainda assim, existem diversas barreiras para sua utilização. Essas barreiras podem ser caracterizadas como: regulatórias, sociais, culturais, ambientais, econômicas, políticas, técnicas, tecnológicas, de ordem institucional ou de mercado [22]. Uma das principais barreiras que levam a não utilização de GD é a barreira econômica, pois seu custo por kWh, quando comparado com aquele de centrais geradoras convencionais, é muito mais elevado [22]. Embora o custo da GD seja elevado, este tipo de geração pode ser a solução para aquelas situações que necessitam de alta confiabilidade [28], [43], [94].

No caso específico do Brasil, uma das principais barreiras, segundo pesquisa feita sobre a impressão das concessionárias em relação à GD, é a dificuldade de operação do sistema com tais unidades geradoras, conforme ilustra a figura 4.3 [31].

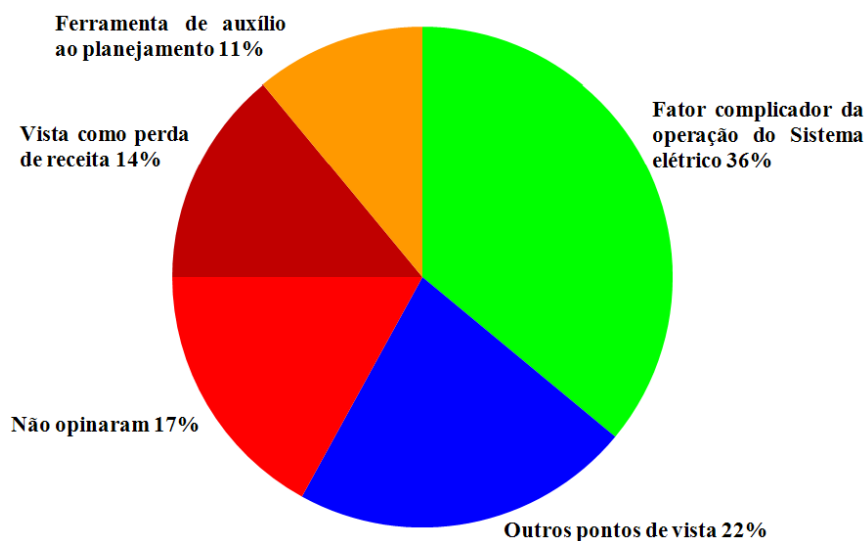


Figura 4.3: Ponto de vista das concessionárias sobre a geração distribuída.

De acordo com esta figura, 36% das concessionárias entrevistadas vêem a GD como fator complicador para a operação do sistema. No Brasil, além das barreiras citadas anteriormente e apesar da criação de programas como o PROINFA e COGENRIO, ocorre também certo desconhecimento por parte das concessionárias de energia sobre os benefícios elétricos que novas fontes podem trazer ao sistema como um todo. Tais concessionárias consideram a implantação de novas fontes distribuídas em seu sistema somente nos locais que permitem algum aproveitamento energético, sem levar em consideração os vários benefícios elétricos que novas fontes de energia não convencionais poderiam trazer para o sistema.

4.7 Tecnologias

Atualmente, devido aos benefícios citados no item 4.2, a GD vem ganhando espaço em todo mundo, especialmente nos Estados Unidos e na Europa. O Brasil também pode ser citado. Todavia, com uma taxa de crescimento bem menor e com objetivos ainda não totalmente voltados para a QEE, tal como nos Estados Unidos e Alemanha.

Nos Estados Unidos, o estágio atual da GD é de ascensão. Estas novas fontes vêm sendo amplamente utilizadas, basicamente para melhorar os baixos níveis de confiabilidade em que o sistema elétrico deste país se encontra [89].

Na Europa, o desenvolvimento de tecnologias não está tão avançado devido ao processo de liberalização ser mais recente e a energia ser, de um modo geral, de boa qualidade. A principal razão para os investimentos em GD são as questões ambientais e isto levou ao desenvolvimento de tecnologias de fontes renováveis. Isto faz com que, apesar do alto custo de tais tecnologias, as mesmas estão em ascensão com o apoio governamental [15].

Conforme visto anteriormente, a GD vem sendo adotada de acordo com os objetivos almejados de cada país, seja do ponto de vista técnico ou do ponto de vista ambiental, em consonância com as diferentes barreiras que diferentes fontes de GD estão submetidas. As diferentes tecnologias de GD, renováveis e não renováveis, são apresentadas na tabela 4.4 [12].

Tabela 4.4: Tecnologias utilizadas em GD: renováveis e não renováveis.

Tecnologia	Faixa de potência típica por módulo
Não Renováveis	
Turbina a gás de ciclo combinado	35 – 400 MW
Motores Alternativos de combustão interna (MACI)	5 kW – 10 MW
Turbina de combustão	1 – 250 MW
Microturbinas	25 kW – 1 MW
Renováveis	
Hidro pequena	1 – 100 MW
Hidro micro	25 kW – 1 MW
Turbina eólica	200 W – 6 MW
Sistemas fotovoltaicos	20 W – 100 kW
Térmica solar, receptor central	1 – 10 MW
Térmica solar, sistema Lutz	10 – 80 MW
Biomassa, baseada na gaseificação	100 kW – 20 MW
PAFC*	200 kW – 2 MW
MCFC*	250 kW – 2 MW
PEFC*	1 kW – 250 kW
SOFC*	250 kW – 5 MW
Geotérmica	5 – 100 MW
Energia oceânica**	100 kW – 1 MW
Motor ciclo Stirling	2 – 10 kW
(*) FC refere-se a fuel cells ou células a combustível	
(**) Existe protótipo em Portugal de 2.25 MW	

4.7.1 Solar

4.7.1.1 Termelétrica solar

Este tipo de tecnologia utiliza o mecanismo de captação da energia solar por meio de concentradores cilíndrico-parabólicos. Estes concentradores têm a função de concentrar a radiação que incide sobre os refletores, elevando a temperatura do fluido que circula no interior do equipamento através de um tubo. O fluido aquecido gera vapor de água, que aciona uma turbina, responsável pela geração de eletricidade. O formato cilíndrico-parabólico permite que se atinjam temperaturas mais elevadas do que aquelas que são alcançadas por coletores solares planos com dimensões semelhantes.

No Brasil a primeira usina termelétrica solar foi implantada pela Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig, ainda em caráter experimental, por meio de um projeto de Pesquisa & Desenvolvimento - P&D. A usina, com capacidade para gerar 10 kW, está instalada no campus do Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - Cefet/MG, na capital mineira [100].

Este tipo de tecnologia é bastante promissora, pois, complementa outras formas de geração que dependem das condições climáticas, como por exemplo, a energia eólica. Nesse caso a geração de energia eólica atenderia aos picos de inverno, enquanto que, a energia solar térmica atenderia aos picos de verão. Sabendo que, nos períodos secos, o potencial hidrelétrico é baixo, a energia solar também pode ser de grande valia.

4.7.1.2 Células fotovoltaicas

Esta energia é vista como uma das principais fontes de energia renováveis para o futuro, visto que converte energia diretamente da radiação solar [94]. As energias solar e eólica são consideradas por muitos como o futuro para a geração de eletricidade [42]. Uma perspectiva completa sobre as fontes de energia do futuro podem ser encontradas em [101].

O custo da geração de energia fotovoltaica é o maior de todas as outras tecnologias de geração de eletricidade existentes [42]. O custo da energia gerada por kWh é aproximadamente sete vezes maior do que aquele proveniente de PCH [31]. Entretanto, como a tecnologia é formada por quase nenhuma parte móvel, os custos de manutenção são muito baixos, o que pode justificar a utilização desta energia em longo prazo.

Uma das principais formas de desenvolver tal tecnologia é o incentivo através de tarifa de energia diferenciada. Uma das grandes vantagens do uso deste tipo de fonte renová-

vel, além de ser totalmente limpa, é o fato de poder ser armazenada durante o dia, período onde a maioria da energia pode ser consumida, evitando assim as perdas no sistema.

Um estudo feito pela comissão europeia diz que o sul de Portugal é visto hoje, como tendo o maior potencial europeu para produção de eletricidade através de células fotovoltaicas, pois lá o sol brilha 3300 horas por ano. Nesta região existe o maior parque fotovoltaico do mundo, formado por 52000 painéis solares, com potência total de 11 MW, suficiente para atender ao consumo de 8000 pessoas. Este projeto foi desenvolvido por um conjunto de empresas (General Electric, PowerLight e Catavento) e, será seguido de outro, a poucos quilômetros, cuja capacidade será de cerca de 62 MW.

Um exemplo de sistema de geração por painéis fotovoltaicos é mostrado na figura 4.4 [102]. Nesta figura observa-se a energia gerada nos painéis fotovoltaicos é armazenada em um banco de baterias e convertida de CC para CA, para o abastecimento de cargas locais.

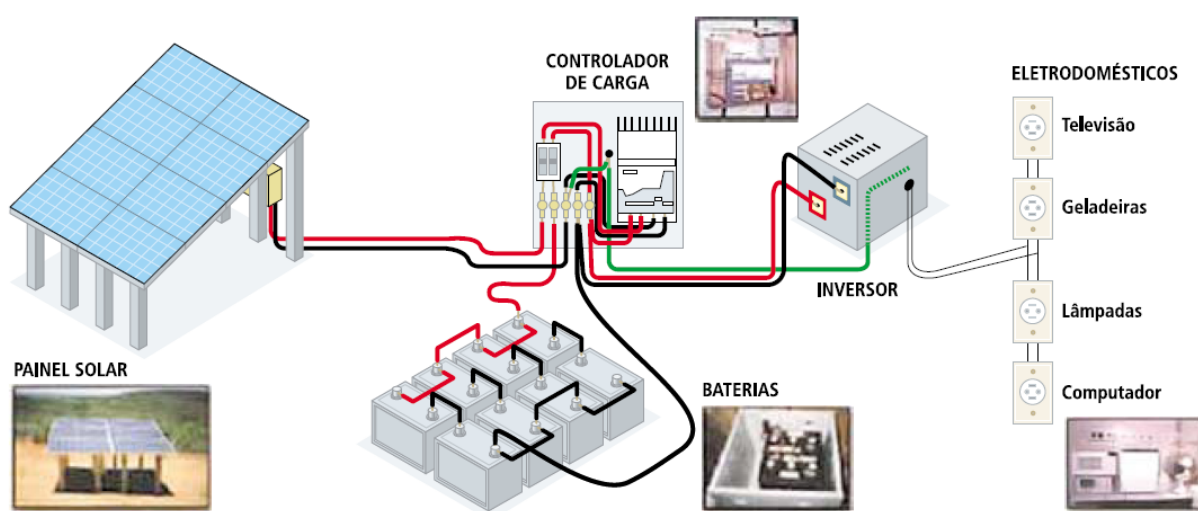


Figura 4.4: Sistema de geração fotovoltaica.

4.7.2 Eólica

Este tipo de tecnologia possui boa perspectiva de implantação futura em países tais como Alemanha, EUA, Espanha, Dinamarca e Índia. A Dinamarca possui a ambiciosa pretensão de até o ano de 2030 suprir 50% de sua demanda através de fontes eólicas. Devido à escassez de terreno, tais usinas estão sendo implantadas em alto mar, surgindo desafios de linhas de transmissão submersas [103].

No Brasil, que possui o considerável potencial eólico de aproximadamente, 143500 MW, a energia eólica começou a fazer parte na matriz energética no ano de 2006, em que foram instalados 208 MW chegando a um total de 237 MW. Ao final de 2007, com a

construção de um novo parque eólico, a capacidade instalada era de 247 MW, sendo as áreas de maior potencial localizadas no nordeste e regiões do sul e do sudeste [102].

Devido à matriz energética brasileira ser basicamente hidrotérmica e a escassez de oferta de energia em 2001, o governo federal incentivou a inserção de novas fontes na atual matriz energética. Em 2002 foi criado o PROINFA para incentivar a instalação de 3300 MW de energias renováveis na matriz nacional, igualmente divididos em energia eólica, energia de biomassa e de PCH. Espera-se aproximadamente 901 MW até o primeiro semestre de 2009 [104].

Uma das barreiras para a energia eólica no Brasil é a tecnológica, pois os custos com importação de tecnologias é elevado. Apesar disso, esse tipo de energia possui boas perspectivas em um futuro próximo [104].

A principal limitação para a utilização da energia eólica é a natureza cíclica da energia primária (vento) e, por este motivo, este tipo de energia é considerado como não confiável [94]. Outro fator limitante é o fato da grande maioria das usinas eólicas serem formadas na maioria das vezes por geradores de indução, necessitando de reativo do sistema [94].

Outro aspecto técnico que deve ser considerado é a confiabilidade de parques eólicos, pois, no caso de muitas unidades falharem simultaneamente devido a eventos diversos no sistema, surge o risco de instabilidade [94]. Devido a esse risco, devem existir estudos que otimizem a operação de tais parques, principalmente em países com grandes parques eólicos como Dinamarca e Estados Unidos.

4.7.3 Células a combustível

Uma célula combustível é um dispositivo eletroquímico que combina hidrogênio e oxigênio para produzir eletricidade, com água e calor como seus subprodutos. Enquanto o combustível é fornecido, permanece a geração de energia através da célula combustível. Uma vez que o processo de geração da energia não envolve queima de combustível, ele é considerado limpo, duas ou três vezes mais eficiente do que com a queima do combustível.

Nenhuma outra fonte de geração de energia fornece os benefícios que a célula combustível fornece, tais como: emissão zero, fácil remanejamento de sua localização, alta eficiência, baixo ruído, além de fornecer subprodutos que podem ser aproveitados em outras aplicações como, por exemplo, no aquecimento de ambientes [15]. Sistemas estacionários estão sendo instalados em aplicações industriais e comerciais nos EUA e Europa [103].

No Brasil já existem alguns sistemas de GD a base de célula combustível, como é o caso de uma planta de 200 kW instalada no laboratório LACTEC [105].

4.7.4 Geradores síncronos

4.7.4.1 Microturbinas

Atualmente existem turbinas a gás de vários megawatts. Microturbinas têm potência nominal entre 25 kW e 1 MW, conforme tabela 4.4, e podem ser alimentadas por diferentes tipos de combustível (e.g., gás natural, GLP, hidrogênio, e diesel). As figuras 4.4 e 4.5 ilustram este tipo de fonte de energia.

Uma das desvantagens em relação aos motores de combustão é o baixo rendimento, em torno de 20 a 30% (com recuperador de calor). De acordo com a faixa de potência das microturbinas, este tipo de geração tem maior aplicabilidade em comércios, tais como restaurantes, hotéis, além de condomínios residenciais [14]. As principais vantagens dessa forma de tecnologia é o pequeno número de partes em movimento, tamanho compacto, baixa relação entre peso e potência, elevada eficiência em aplicações de co-geração, baixo nível de emissão, e longo tempo de intervalo entre manutenções.

Além da baixa eficiência elétrica, essa tecnologia possui como desvantagem a perda de potência e de eficiência para locais de alta altitude e temperatura.

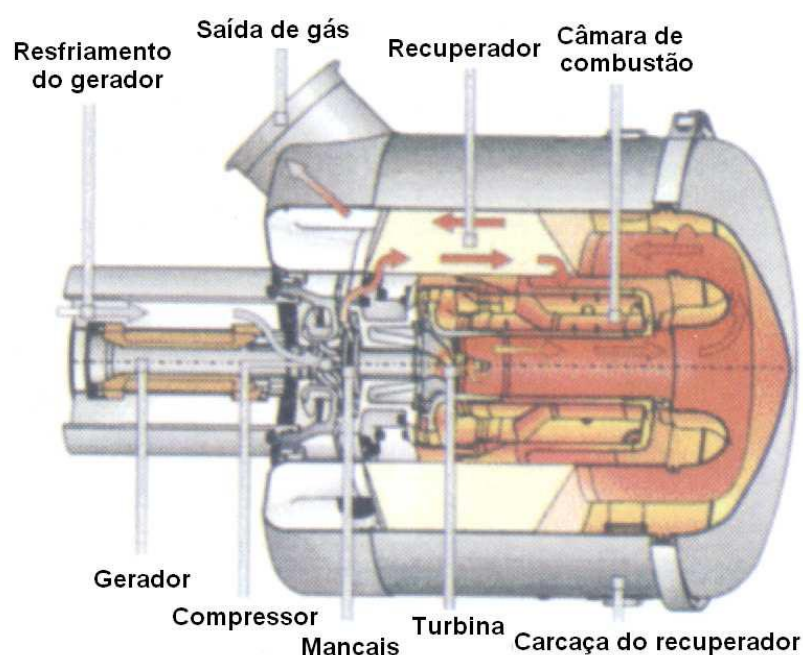


Figura 4.4: Vista em corte de uma microturbina.



Figura 4.5: Conjunto de microturbinas instaladas em planta industrial.

4.7.4.2 Motores alternativos de combustão interna (MACI)

Um motor alternativo de combustão interna é uma máquina térmica, que transforma a energia proveniente de uma reação química em energia mecânica. Estando o eixo destes motores diretamente acoplados aos eixos de geradores elétricos, esta energia mecânica é transformada em energia elétrica. Uma representação deste motor é mostrada na figura 4.6.

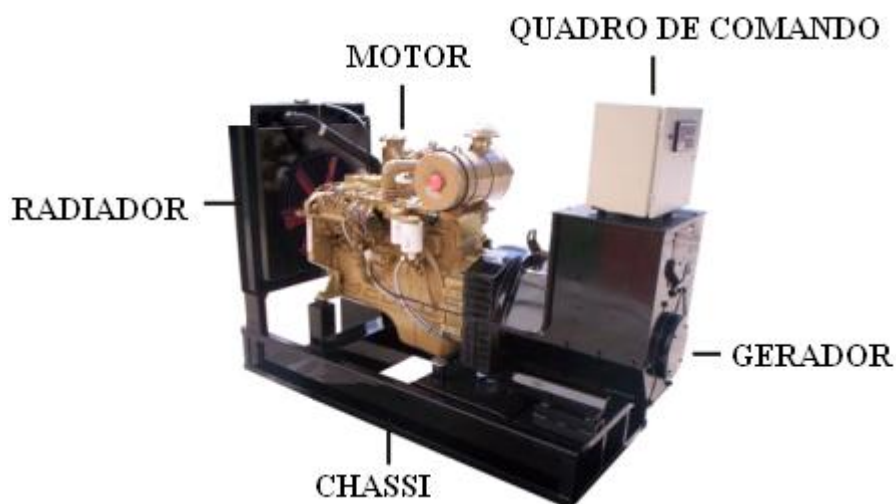


Figura 4.6: Motor alternativo de combustão interna.

Tal tecnologia também é conhecida por motores de combustão interna. No entanto, sua definição como MACI é mais adequada, pois as microturbinas a gás, conforme visto anteriormente, também são de combustão interna. Essa tecnologia é atualmente a forma de GD mais utilizada, apesar de poder chegar à ordem de alguns kW até vários MW, conforme

tabela 4.2, a maior parte das instalações varia da ordem de até algumas centenas de kW. Até 1996, 600 mil unidades foram instaladas somente nos EUA, 70% destas tinham potência variando de 10 a 200 kW [103]. A aplicação de tal tecnologia enquadra-se no suprimento de serviços essenciais tais como: hospitais, grandes centros de armazenamentos de dados, aeroportos, instalações militares, hotéis e outros serviços, nos quais a falta de energia pode causar grandes danos.

A principal desvantagem deste tipo de fonte é a grande emissão de gases da família dos óxidos de nitrogênio (NO_x) A utilização de filtros para minimização de tal poluição é, na maioria dos casos, economicamente inviável.

4.7.4.3 Pequena central hidrelétrica

Uma pequena central hidrelétrica (PCH) é definida como sendo uma usina hidrelétrica com potência instalada entre 1 MW e 30 MW. As PCH são uma das principais formas de GD no Brasil [23].

O atual marco legal do setor elétrico introduz incentivos aos empreendedores interessados na multiplicação de aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte e baixo impacto ambiental no Brasil. Tais empreendimentos procuram atender a demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão [102].

Apesar das novas tecnologias de GD que vêm surgindo atualmente (e.g., fotovoltaica, eólica, e células a combustível) e que possuem várias vantagens sobre as tradicionais, a grande maioria da GD existente é formada por geradores síncronos e assíncronos [21], [103].

4.7.4.5 Biomassa

No Brasil a maior parte da GD é formada por geradores síncronos acionados por turbinas a vapor, cuja energia primária é a biomassa [23], [106]. De acordo com a tabela 4.6 as principais fontes de GD no Brasil são formadas por geradores síncronos. Sabendo disso surge uma boa justificativa para a utilização da modelagem somente desses geradores em estudos envolvendo o impacto da GD na rede ou nos distúrbios de QEE oriundos da mesma.

A tabela 4.6 [103] mostra que, a grande maioria das tecnologias anteriormente apresentadas possui o gerador síncrono (GS) como interface com a rede.

Tabela 4.6: Tipos de tecnologias de GD e interfaces com o sistema.

Tecnologia	Interface com a concessionária
Eólica	Gerador assíncrono ou síncrono
PCH	Gerador síncrono ou conversor CA para CA
Ciclo combinado	Gerador síncrono
Turbinas a combustão	Gerador síncrono
Solar, fotovoltaica	Conversor CC para CA
Célula combustível	Conversor CC para CA

Os geradores síncronos são de extrema abundância e importância no sistema elétrico e, devido a este fato, possuem diversos modelos disponíveis na literatura, desde aqueles que representam máquinas menores, os quais desconsideram a dinâmica da máquina, até os modelos mais completos, para os grandes geradores, os quais fornecem maiores detalhes referentes ao funcionamento do mesmo. Estes modelos incluem os efeitos do regulador de velocidade, da constante de inércia etc.

O dimensionamento dos GS é feito com base na potência aparente, onde os valores de potência ativa e reativa fornecidos em regime constante são tais que não permitam o sobreaquecimento de mancais, enrolamentos e outras limitações físicas da máquina.

A contribuição dos GS para a corrente de falta é maior do que aquela de um gerador de indução (GI) de mesma potência e nas mesmas condições operativas. No caso de faltas simétricas, os GI contribuem com a corrente de falta somente nos primeiros ciclos [21].

As tecnologias que utilizam da eletrônica de potência para serem conectadas ao sistema (i.e., fotovoltaica) não contribuem para a corrente de falta. Isso ocorre tendo em vista que os respectivos conversores são projetados para operar com corrente nominal e fator de potência unitário. Portanto, se os estudos de afundamento de tensão forem feitos na distribuição de baixa tensão, a contribuição dos conversores não é desprezível [30], [47], podendo fornecer algum impacto na análise de estudos de afundamentos de tensão em redes de baixa tensão, por exemplo, em 220/380 V.

4.7.5 Estratégia de controle de geradores síncronos

Nos grandes geradores existe tanto o controle de frequência quanto o controle do sistema de excitação. O controle de frequência é feito no sentido de aumentar ou diminuir a

energia primária a ser convertida em eletricidade. O controle do sistema de excitação pode ser feito no sentido de manter o fator de potência constante ou a tensão constante. Devido à condição sistêmica em que os grandes geradores se encontram no sistema, o controle da excitação é sempre feito para manter a tensão constante.

Atualmente ainda não existe um consenso geral sobre qual a melhor forma de controle, se em tensão ou fator de potência constante, quanto à aplicação de GS como GD nos sistemas de distribuição. De fato, nenhum co-gerador quer ônus de energia reativa e, por isso, o sistema de excitação é controlado de modo a manter o fator de potência constante, independente da tensão da rede. O diagrama de blocos que representa o sistema de controle de geradores síncronos é mostrado na figura 4.7.

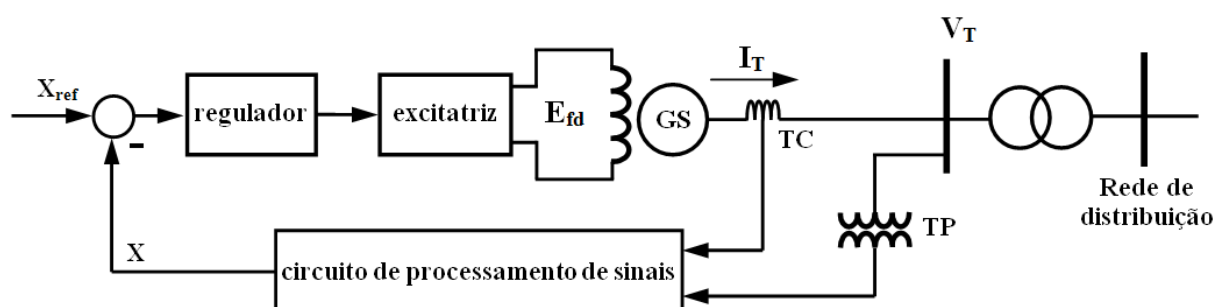


Figura 4.7: Sistema de controle de geradores síncronos.

Uma análise completa no domínio da frequência do modelo do gerador síncrono e demais componentes do sistema, tais como, transformadores, linhas de transmissão, capacitores e cargas de um modo geral, incluindo os modelos de impedância constante, é descrita no APÊNDICE A.

4.8 Impacto da GD no sistema de distribuição

Os principais problemas de QEE causados pela GD são: variações na tensão, injeção de harmônicos na rede e flicker [17]. Dentre estes, o flicker é o mais preocupante em tecnologias que dependem de condições climáticas, como, por exemplo, os aerogeradores e a fotovoltaica. Além dessas consequências na QEE, outros problemas fazem com que a integração de GD na rede, exija um estudo prévio sobre seu impacto, o que é feito comparando-se as condições de funcionamento da rede antes e depois de sua inserção [97], [103].

A distinção entre os geradores distribuídos e outra carga qualquer é o fato de que o sistema de distribuição não fora projetado para tais fontes, provocando impactos na QEE do sistema de distribuição, devido basicamente a variações na tensão do sistema e necessidade de reajuste das proteções.

4.8.1 Impacto na tensão do sistema de distribuição

Dentre os impactos da inserção de GD nos sistemas de distribuição, destacam-se: as variações de tensão (principalmente elevações de tensão) [107] e, no caso de GD baseada em energia solar ou eólica, a geração de harmônicos e flicker. Atualmente são utilizados equipamentos com tecnologia de eletrônica de potência para a correção de variações de tensão, flicker, desbalanço, e harmônicas de baixa frequência. Assim, a GD pode ser usada para a correção de tais problemas de QEE e ainda evitar a inserção de harmônicos de alta frequência na rede, devido aos dispositivos de eletrônica de potência.

As elevações de tensão em redes de distribuição causadas pela inserção de GD podem ser explicadas conjuntamente pela figura 4.8 e equação 4.5. A figura 4.8 representa uma GD exportando uma determinada quantidade potências ativa e reativa.

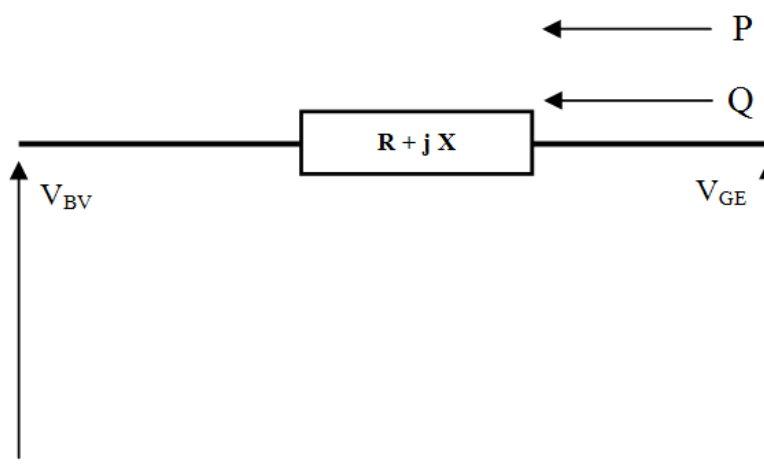


Figura 4.8: Ponto de conexão de GD.

Por definição, a variação de tensão em p.u, causada por uma fonte conectada em um sistema trifásico equilibrado é dada pela equação 4.5 [10], [107].

$$\Delta V_{gd} = \frac{RP + XQ}{V_{GE}} \quad (4.5)$$

Para um circuito trifásico com todas as grandezas em p.u, a equação 4.5 pode ser representada pela equação 4.6 [10].

$$\Delta V_{gd} = RP + XQ \quad (4.6)$$

Sendo:

ΔV_{gd} – Variação de tensão entre o ponto de conexão da GD e a barra vizinha (p.u);

R – Resistência da linha (p.u);

X – Reatância da linha (p.u);

P – Potência ativa (W);

Q – Potência reativa (VAr);

V_{GE} – Tensão no ponto de conexão do gerador (p.u);

V_{BV} – Tensão na barra vizinha do gerador (p.u).

Assim como a GD pode aumentar a tensão no sistema de distribuição, principalmente nos casos de fluxo de potência inversa, tais geradores também podem provocar subtensões, principalmente nos casos em que a fonte de GD está a jusante de reguladores de tensão [25].

Geralmente em circuitos de distribuição o controle de tensão é feito por compensação da queda de tensão na linha, ou seja, do tipo *linedrop*. Esse tipo de compensação realiza o controle de comutadores sob carga de acordo com o carregamento do sistema ou alimentador de distribuição elevando tensão a medida que o carregamento aumenta. Caso a fonte de GD esteja à jusante do regulador, tal como na figura 4.9, a carga vista pelo comutador será menor, fazendo com que o comutador não eleve a tensão de forma adequada, devido somente ao carregamento parcial visto pelo mesmo. Isto provoca subtensões ao final da linha, conforme mostra a figura 4.10.

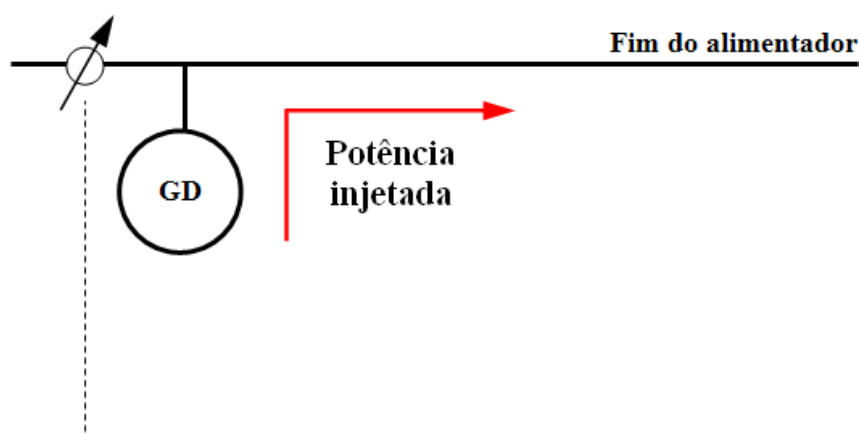


Figura 4.9: GD a jusante do regulador de tensão.

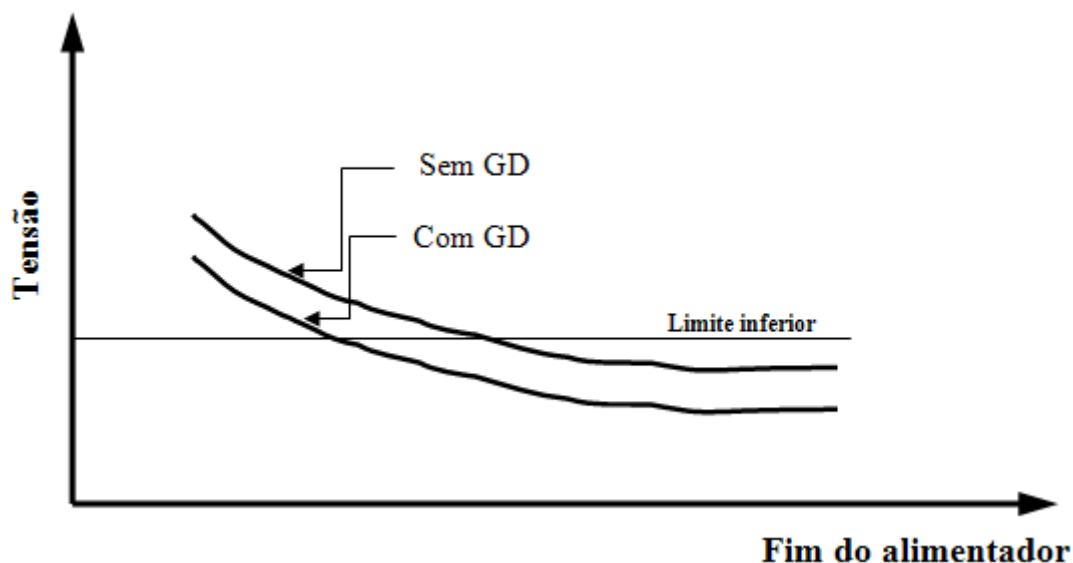


Figura 4.10: Redução de tensão devido estar a GD à jusante de um regulador de tensão.

4.8.2 Impacto no sistema de proteção

Uma das principais questões sobre a instalação de geradores distribuídos são os efeitos sobre a proteção e potência de curto-circuito do sistema. Os alimentadores de distribuição são dimensionados de modo a atender a demanda local [91]. Este dimensionamento pode ser feito reduzindo a bitola do cabo ao longo do mesmo, de forma que o circuito seja projetado de forma descendente e radial.

O impacto da GD no sistema de proteção depende da potência, tipo e localização da GD [28]. Conforme visto anteriormente, as redes de distribuição geralmente não são projetadas para futura inserção de GD. Porém, atualmente estas fontes devem ser consideradas nos projetos de distribuição [91]. Nos casos de curto-circuitos, tais fontes poderão colaborar para as correntes de falta, tal como mostrado na figura 4.11. Uma maior ou menor contribuição irá depender da potência da GD, nível de tensão a qual está conectada, e topologia da rede. Em alguns sistemas de média tensão, onde ocorre o desarme do circuito principal devido a uma falta em um baixo nível de curto-circuito da rede, tais fontes, dependendo de suas proteções e do tipo de conexão do transformador que as conecta a rede, podem alimentar a falta encherando-a como carga. Isto ocorre basicamente em sistemas não isolados e leva um maior risco à integridade física de pessoas, animais e também para a segurança do sistema e seus equipamentos. Portanto, a instalação destes geradores altera a configuração radial das redes, necessitando de novos ajustes nos sistemas de proteção. O aumento da GD em alimentadores de distribuição causa aumento do nível de curto-circuito [15]. Por este motivo, a severidade de aprofundamentos pode ser reduzida em locais próximos de onde a GD está conectada. Por outro

lado, outros consumidores podem estar submetidos a afundamentos de tensão mais severos devido ao aumento da PCC [21].

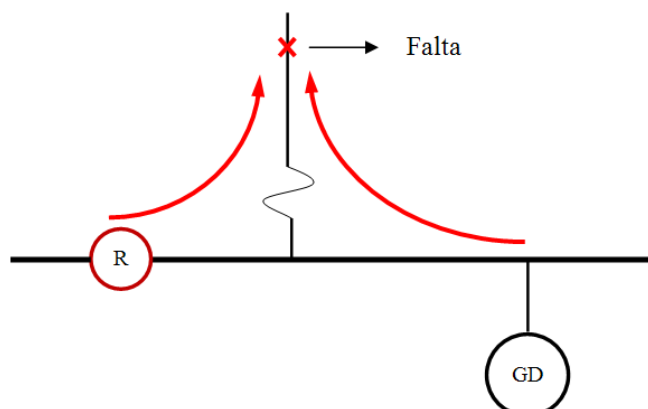


Figura 4.11: Contribuição dos geradores distribuídos para a corrente de falta.

4.9 Impacto de variações e eventos nas fontes de GD

Um dos grandes temas desta dissertação é o impacto da GD na rede a qual está conectada, com ênfase a afundamentos de tensão. Sendo assim, os efeitos da rede na GD estão fora do escopo do presente trabalho, entretanto tornou-se necessário tecer alguns comentários a respeito.

Com relação ao impacto que variações e eventos podem provocar em uma fonte de GD, considera-se que este gerador não irá falhar para eventos de chaveamentos normais que ocorrem no sistema, tais como energização de bancos de capacitores e transformadores.

Para a condição de ilhamento, mesmo esta não sendo permitida para geradores distribuídos [28], [91], recomenda-se que os mesmos permaneçam no sistema no caso de saída de grandes blocos de geração, observados os limites de proteção do gerador, tal como mostrado na figura 4.12, pois, isso irá favorecer a estabilidade do sistema.

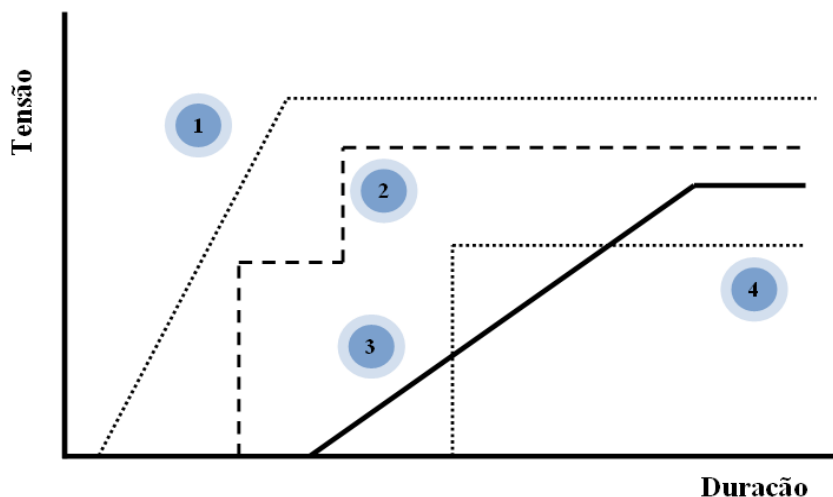


Figura 4.12: Regiões de operação de GD frente a diferentes eventos.

Pode-se dizer que os geradores distribuídos possuem 4 faixas de operação, conforme mostra a figura 4.12 [10]. Estas faixas de operação são descritas a seguir [10]:

A curva 1 mostra o requisito de imunidade estabelecido pelo operador da rede de transporte ou pelo operador responsável pelo sistema, a fim de garantir que os geradores permaneçam conectados durante uma falta no sistema de transmissão. Esta curva é o requisito mínimo: A unidade não poderá ser desconectada do sistema caso ocorra algum distúrbio acima ou a esquerda da curva.

A curva 2 mostra a imunidade real dos geradores determinada pelo ajuste de proteção. O operador da unidade é livre para definir esta curva com as limitações impostas pelas curvas 1, 3, e 4.

A curva 3 mostra os limites fixados para as propriedades físicas dos componentes do gerador: térmica, dielétrica, mecânica, e propriedades químicas. Esta curva é determinada pelo projeto da unidade e classificação dos componentes. O operador do gerador somente pode mudar essa curva de acordo com as especificações da unidade. De maneira geral, movendo esta curva para a direita tornará o gerador mais caro.

A curva 4 mostra os requisitos de proteção ditados pelo operador do sistema de distribuição para garantir que a unidade geradora não irá interferir no sistema de proteção do sistema de distribuição. Esse é o máximo requisito: A unidade pode falhar para todo distúrbio abaixo e a direita desta curva.

4.10 Considerações finais

O presente capítulo abordou de forma geral a geração distribuída, tendo sido apresentados os seguintes aspectos: sua origem, a distinção entre sistema centralizado e sistema distribuído, seu ressurgimento, suas tecnologias, as barreiras para seu uso, seu impacto no sistema de distribuição e, de forma breve, o impacto de variações e eventos nas fontes de GD.

Os capítulos que seguem são destinados a mostrar as principais contribuições deste trabalho. Inicialmente será tratado o impacto da impedância de falta e, posteriormente, o impacto da GD em estudos de afundamentos de tensão.

5 IMPACTO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA EM ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

5.1 Considerações iniciais

Em capítulos anteriores foi visto que em estudos de afundamentos de tensão, quanto mais variáveis de influência forem consideradas, mais preciso o estudo será. Esta precisão é de grande importância para estudos que visam fornecer o desempenho de barras frente a estes afundamentos de tensão ou até mesmo na obtenção de índices, como o SARFI. Portanto, em estudos prospectivos, que visam quantificar o valor médio anual de afundamentos em uma ou mais barras do sistema, a consideração da impedância de falta é de suma importância. Esta importância torna-se ainda maior quando se pretende utilizar este valor médio de afundamentos para dimensionar equipamentos de mitigação ou em contratos de performance entre as partes envolvidas, seja entre o consumidor e a concessionária ou entre o consumidor e uma empresa de estudo e serviços de energias (ESCO).

Portanto, sabendo que a impedância de falta é uma importante variável de influência e que pode causar um grande impacto na amplitude de afundamentos de tensão [37], este capítulo irá tratar do impacto desta impedância em estudos quantitativos de afundamentos de tensão. O estudo será voltado para três consumidores, clientes da CELG-D, sensíveis a afundamentos de tensão.

5.2 Metodologia de estudo

Para a obtenção dos resultados referentes ao impacto da impedância de falta nos afundamentos de tensão, foram consideradas somente faltas FT em linhas (essa escolha foi feita considerando que tais faltas possuem a maior taxa de ocorrência). Para cada linha sorteada, posição e impedância de falta, foram monitoradas as tensões em 34 barras. Dentre estas, três são de 380 V e o restante de 13,8 kV da área Goiânia e algumas do entorno. Uma maior quantidade de barras foi escolhida visando formar um arquivo de dados o mais completo possível. Isto possibilita que, futuramente, outros estudos sejam feitos para qualquer barra da área Goiânia, sem a necessidade de executar o ANAFAS-GUI novamente.

Foram selecionados alguns consumidores sensíveis a afundamentos de tensão e, para tal, o autor contou com o apoio do setor de Planejamento de Distribuição da CELD-D.

Estes consumidores serão chamados neste trabalho de: consumidor A, consumidor B e consumidor C.

As seguintes informações sobre cada um deles foi obtida:

- Sua localização exata na rede de distribuição;
- O comprimento do circuito, partindo da barra secundária da subestação até seu ponto de conexão;
- Os dados técnicos dos cabos que compõem o circuito principal que o alimenta; e
- Potência e tipo de ligação de seu(s) transformador(es).

Com estes dados foi possível modelar a rede, da barra secundária da subestação até a barra do consumidor, de 380 V.

Devido à dificuldade de obter os dados reais dos transformadores dos consumidores, foram utilizados dados de transformadores de mesmas características que já haviam sido ensaiados e aprovados pelo Laboratório de Metrologia da Universidade Federal de Goiás (LABMETRO). Os dados dos transformadores utilizados são apresentados no APÊNDICE B. Os modelos dos circuitos até a barra de 380 V dos consumidores foram inseridos no arquivo de dados do sistema elétrico da CELG e do Sistema Interligado Nacional (SIN). Nas simulações de afundamentos de tensão foi utilizada a versão acadêmica do software ANAFAS [33] concedida pelo CEPEL.

Na versão acadêmica o limite de barras é de 120, porém o arquivo de dados da malha nacional continha alguns milhares de barras e circuitos. Portanto, a utilização de equivalentes foi indispensável no estudo. A área equivalentada, mostrada na figura 5.1, compõe o sistema utilizado neste estudo. Esta área é composta pela cidade de Goiânia e algumas linhas sistêmicas de influência direta nesta região. Ao todo o sistema estudado, mostrado na figura 5.1, é formado por 62 Linhas e 42 transformadores, incluindo dois transformadores de distribuição, dos consumidores de menor carga instalada, e dois transformadores de 1000 kVA, do consumidor de maior carga instalada.

5.3 Simulação de afundamentos de tensão

Os afundamentos de tensão foram simulados através de curto-circuitos deslizantes em cada uma das linhas mostradas no sistema da figura 5.1. Portanto a utilização de um software de simulação de faltas foi imprescindível. O software utilizado pode realizar dois estudos, dentre outros, sendo eles: estudo macro e estudo individual, ambos orientados a pon-

to de falta. No estudo macro o software possui a capacidade de simular faltas deslizantes sólidas variando a posição de falta com passo mínimo de 1%, ou seja, 100 faltas por linha. Já no estudo individual, este programa tem a capacidade de simular apenas uma falta considerando ou não a impedância de falta.

Como um dos objetivos deste trabalho foi o de analisar o impacto da impedância de falta em estudos de afundamentos de tensão, então as limitações do estudo macro do ANAFAS deveriam ser eliminadas. Assim, foi necessária a criação de uma ferramenta computacional para tal, de modo que se pudesse considerar ou não a impedância de falta nos curto-circuitos deslizantes.

5.3.1 Ferramenta computacional: ANAFAS-GUI

A ferramenta computacional referida, denominada de ANAFAS-GUI, foi desenvolvida em linguagem de programação JAVA e com o auxílio de um programador. O principal objetivo desta ferramenta é o de executar o ANAFAS em segundo plano (*background*), de acordo com as características de curto-circuito escolhidas pelo usuário. Por exemplo, se o usuário escolher executar curto-circuitos deslizantes não sólidos de 0 a 100% de uma determinada linha, do sistema mostrado na figura 5.1, o que a ferramenta em JAVA irá fazer, é executar o ANAFAS em modo individual, 101 vezes em segundo plano. A grande vantagem do programa desenvolvido é a de possibilitar que o usuário trabalhe com janelas, facilitando assim a entrada de dados do ANAFAS.

O arquivo de dados gerados por este programa caracteriza-se como uma matriz. O número de linhas desta matriz representa a quantidade de curto-circuitos e as colunas de 1 a 6 contém os dados das faltas (i.e, barra “DE”, barra “PARA”, posição da falta em (%) e tipos de falta de acordo com o arranjo das impedâncias Z_{an} , Z_{bn} , Z_{cn} e Z_{ng}). Os dados relativos às tensões das “N” barras estão nas colunas de 7 a “N+6”. O número de barras e o número das barras, cujas tensões serão monitoradas, são escolhidos pelo usuário. O valor de tensão que é registrado pelo programa é a menor tensão fase-neutro. Neste estudo, para cada consumidor foram geradas 31310 faltas, sendo que foram monitoradas aproximadamente 34 barras. Portanto para cada consumidor uma matriz de 31310 x 40 foi encontrada. Para o correto processamento destes dados foi necessário uma ferramenta computacional específica e, para tanto, escolheu-se fazê-lo em MATLAB.

5.3.2 Processamento da matriz de dados pelo MATLAB

A fim de mostrar o impacto da impedância de falta nos estudos de afundamentos de tensão, a faixa de valores considerada foi de 0 a 15 Ω e os seguintes valores específicos foram utilizados para cada linha e posição de falta: 0, 2, 5, 10 e 15 Ω . Esta faixa de valores foi considerada devido o valor de impedância de falta usado pela CELG, nos estudos de ajustes de proteção, ser de 20 Ω . A matriz de dados foi estruturalmente formada na sequência crescente de impedância de falta, de modo que, as primeiras 6262 linhas da matriz de dados eram referentes à impedância de falta de 0 Ω .

O principal objetivo da ferramenta em MATLAB foi o de fazer o tratamento estatístico e estocástico dos dados. Este estudo consiste nas seguintes etapas:

- Escolhe-se a barra que será feito o estudo;
- Escolhe-se o número de cenários ou anos de simulação;
- Obtém-se a quantidade de faltas previstas no sistema de acordo com a taxa de falta de cada linha que o compõe; As taxas de falta das linhas, de acordo com os níveis de tensão, são mostradas na tabela 5.1. De acordo com estas taxas de falha e com o comprimento de cada linha, obteve-se aproximadamente 113 faltas que irão ocorrer no sistema em estudo, mostrado na figura 5.1.

Tabela 5.1: Taxa de falha para linhas de transmissão e distribuição

Tensão (kV)	230	138	69 *	13,8 **
Taxa de falhas Nº falha/km.ano	0,0232	0,0399	0,06	0,54
* Taxa de falha adotada pela empresa ** Taxa de falha adotada pelo autor				

- Sorteia-se, para cada ano de simulação, a linha sob falta (barras “DE” e “PARA”);
- Sorteia-se um número aleatório que irá representar a posição da falta. Se este número não for inteiro o programa arredonda para o número mais próximo, devido o passo mínimo considerado pelo ANAFAS ser de 1%. Assim, por exemplo, no caso de um curto-circuito FT (entre a fase “A” e a terra) com impedância de falta igual a 2 Ω , as colunas 4, 5 e 6, são preenchidas pelo programa como sendo 2, 0 e 0, respectivamente. Se o curto fosse do tipo FFT, envolvendo as fases “B” e “C”, com impedância de falta de 5 Ω , as colunas 4, 5

e 6, são preenchidas pelo programa como sendo 0, 5, 5, respectivamente. De acordo com estes dados o programa escolhe, na matriz de dados, a linha para a qual os dados das seis primeiras colunas coincidem com os valores anteriores. Por exemplo, se uma falta sorteada, do tipo FT, for à 50% da barra “X” em sentido à barra “Y” e com impedância de falta de 2 Ω , então o programa procurará a linha para a qual os dados das seis primeiras colunas coincidem com os dados sorteados (X Y 50 2 0 0). Ao encontrá-la terá que registrar o valor de tensão da coluna que represente a barra monitorada. Se, por exemplo, o número previsto de faltas por ano for 113, então para cada ano, o programa terá que buscar 113 valores de tensões na barra de monitoração.

- Incrementa-se o número de cenários ou anos de simulação. Se o resultado for menor ou igual ao valor inicialmente definido, o programa retorna ao passo anterior. Caso contrário, ele gera os dados de saída e termina sua execução.

Para maior precisão nos resultados de simulação, foram fixadas as linhas e posições de curto-circuitos, de modo a variar somente a impedância, para uma mesma posição e linha sob falta. Apesar de não constar no presente trabalho, considerou-se também o caso em que não foram congeladas as linhas e posições de falta, porém a diferença foi mínima.

A quantidade de afundamentos por ano é o número de vezes em que o valor registrado estiver entre 0,1 e 0,9 p.u. Em um determinado número de anos a média de afundamentos é dada pela equação 5.1. Esta equação é utilizada pelo programa para a plotagem da curva de tendência da quantidade média de afundamentos de tensão esperados uma determinada barra.

$$N_{sag} = \frac{1}{N_{anos}} \sum_{i=1}^{N_{anos}} X_i \quad (5.1)$$

Onde:

N_{sag} – Número médio de afundamentos esperado para um cenário de N_{anos} ;

N_{anos} – Número de anos de simulação;

X_i – Número de afundamentos de tensão em um dado ano.

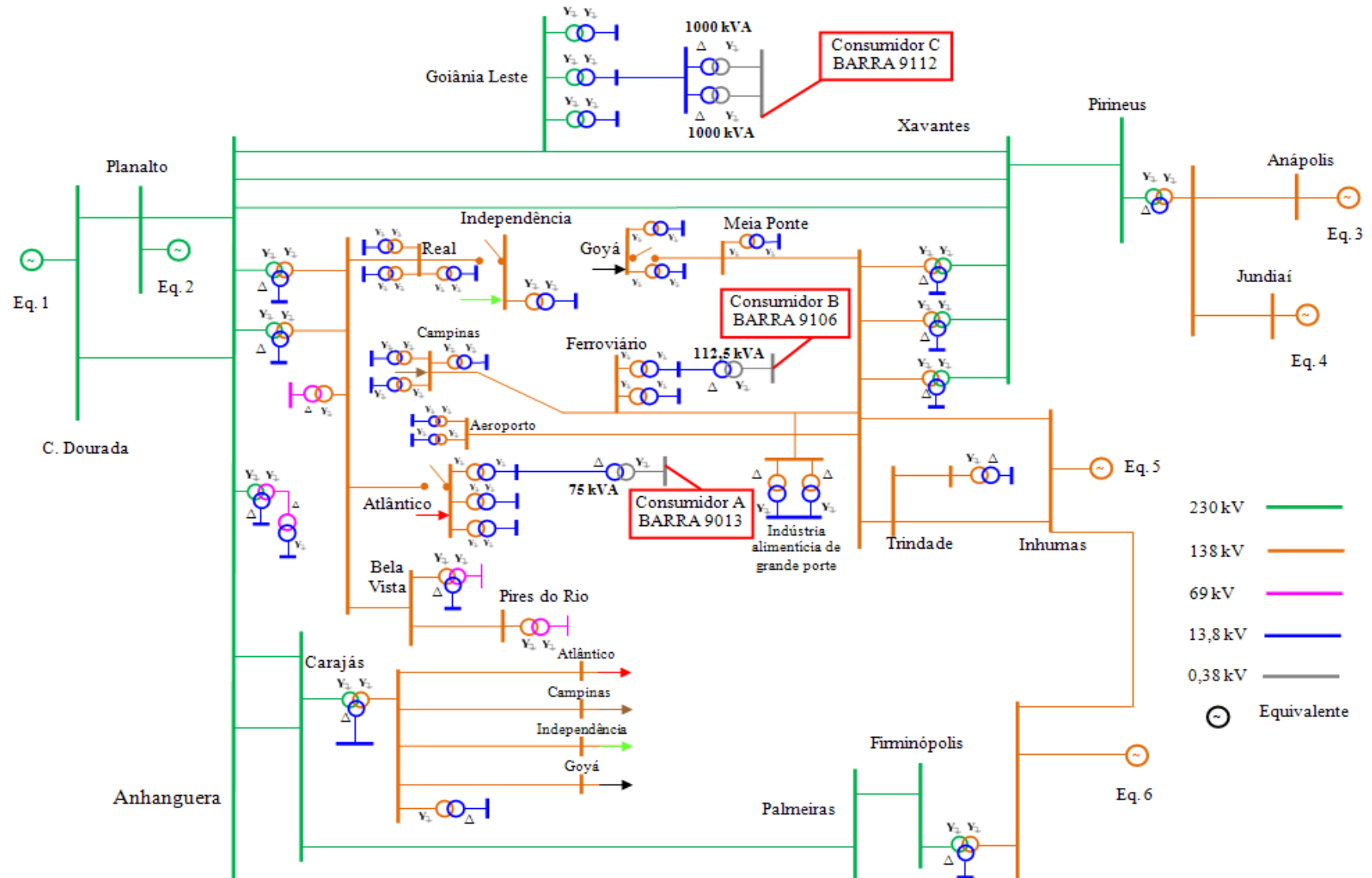


Figura 5.1: Sistema elétrico de Goiânia.

5.4 Consumidores sensíveis a afundamentos de tensão

A realização deste estudo foi baseada em três estudos de caso com a distinção entre consumidores, todos considerados sensíveis neste estudo. Os consumidores A e B são alimentados por transformadores de distribuição de 75 e 112,5 kVA respectivamente, por sua vez, o consumidor C é suprido por dois transformadores de 1000 kVA.

Os consumidores A, B e C estão localizados conforme mostrado na figura 5.1. Visando fornecer informações adicionais sobre tais consumidores, segue abaixo a descrição de cada um deles.

Os consumidores A, B e C estão localizados nas barras 9013, 9106 e 9112 mostradas na figura 5.1. Na figura 5.1 nota-se que o transformador que alimenta a barra secundária de 13,8 kV, à qual está conectado o circuito 6 da S/E Atlântico que alimenta o consumidor A, é de 33,3 MVA. Cabe ressaltar que, nos circuitos dos consumidores A, B e C, os trechos monofásicos e radiais do alimentador principal e dos circuitos adjacentes ao mesmo, não foram considerados no estudo. Os circuitos adjacentes aos consumidores, não foram representados na figura 5.1, porém, foram modelados e considerados na análise de curto-circuitos.

O consumidor A é do tipo residencial e é alimentado pelo circuito 6 da S/E Atlântico. Ele reclama de constantes variações de tensão. Apesar de residencial, este consumidor será considerado no estudo como sendo uma indústria de pequeno porte. A distância entre a barra secundária da subestação até seu transformador é de aproximadamente 10 km. Ao longo do circuito existem trechos com cabos de diferentes bitolas, sendo que cada trecho será considerado como uma linha. Assim, de acordo com a figura 5.2, o circuito que alimenta o consumidor A é formado por duas linhas.

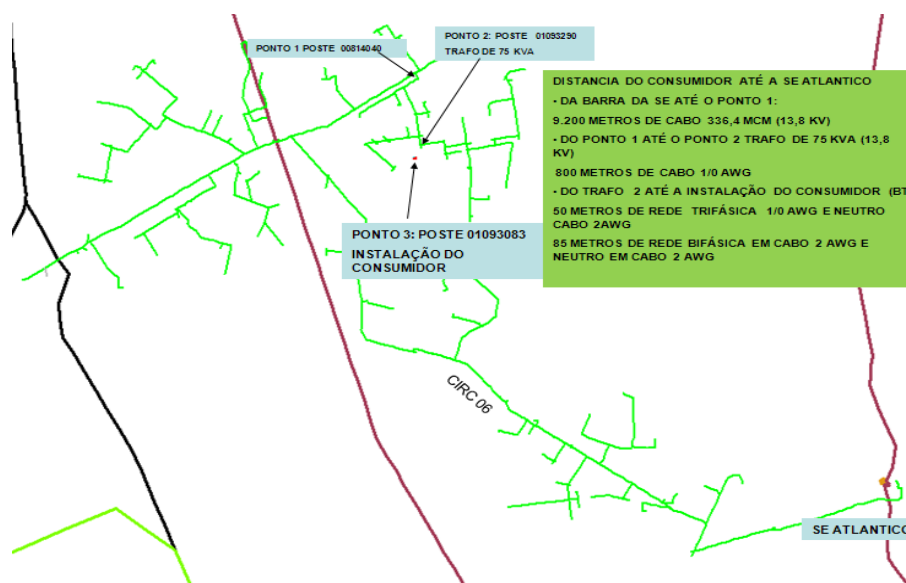


Figura 5.2: Localização do consumidor A na rede de distribuição da CELG (área Goiânia).

O consumidor B é um laboratório farmacêutico suprido pelo circuito 5 da S/E Ferroviário. O comprimento deste circuito até o ponto de conexão do ramal que alimenta o transformador deste consumidor é de aproximadamente 8,5 km. Já o transformador que alimenta a barra secundária da subestação é de 32 MVA.

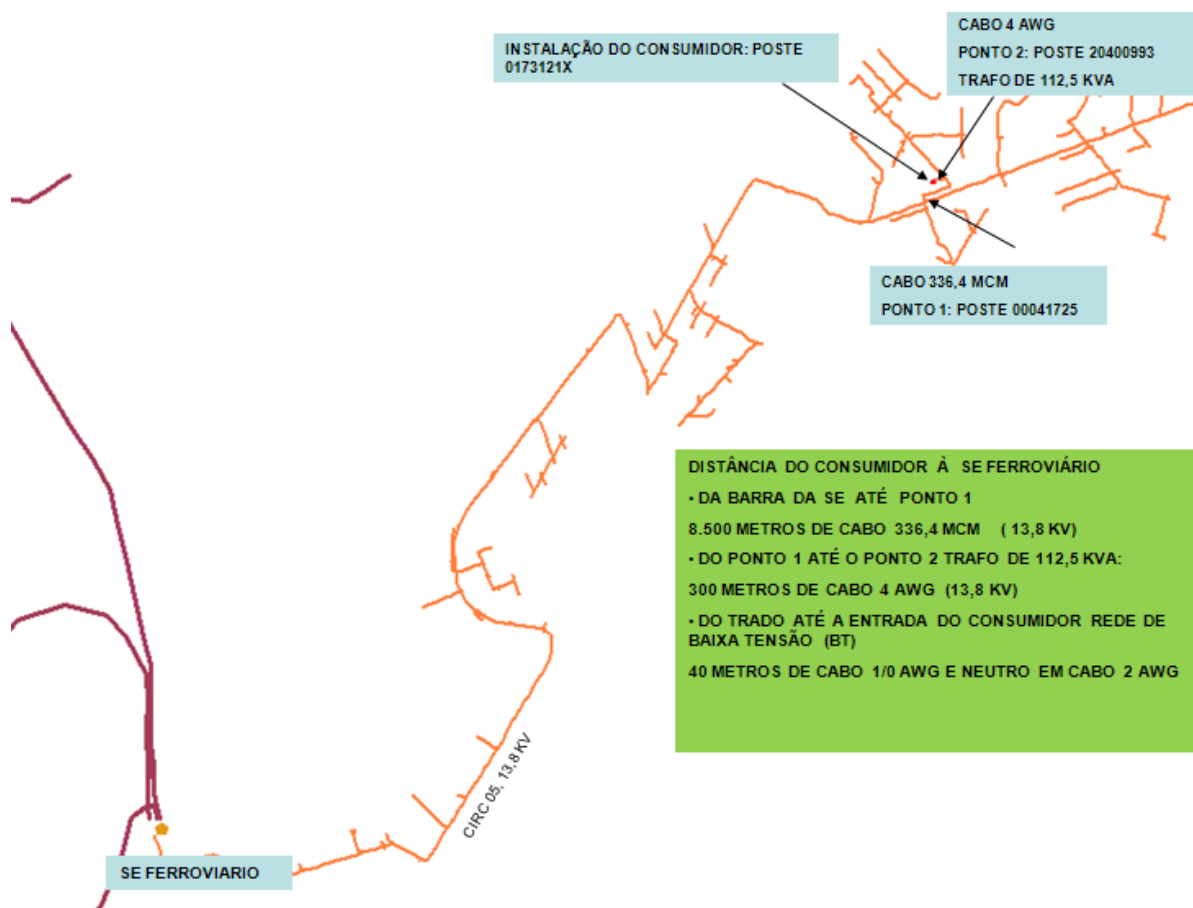


Figura 5.3: Localização do consumidor B na rede de distribuição da CELG (área Goiânia).

O consumidor C é uma indústria farmoquímica e é suprido pelo circuito 13 da S/E Goiânia Leste. De acordo com a figura 5.4 este circuito é composto por 4 trechos e, conseqüentemente, por quatro linhas. O comprimento em análise deste circuito é de aproximadamente 19 km. Nesta figura, observa-se que o consumidor está conectado ao trecho de circuito com maior nível de curto-circuito; do ponto 1 em diante a bitola dos condutores do circuito diminui.

Com relação à localização do consumidor no sistema, observa-se que o mesmo é alimentado por um circuito de uma subestação sistêmica de 230 kV. De acordo com a figura 5.1, a barra secundária de 13,8 kV da subestação é suprida por um transformador de 50 MVA. De acordo com estes dados, pode-se dizer que esta barra de 13,8 kV é a de maior nível de curto-circuito.

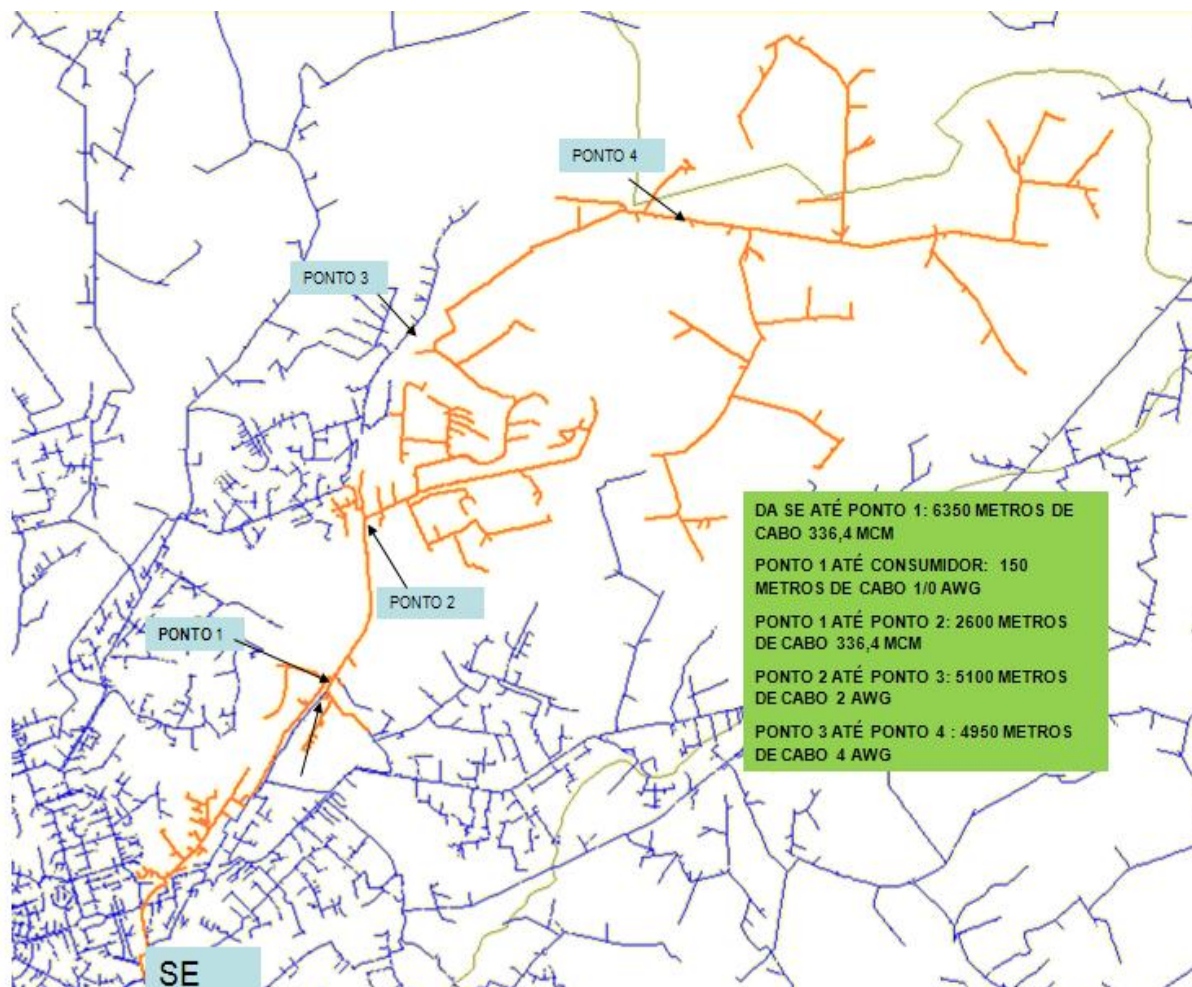


Figura 5.4: Localização do consumidor C na rede de distribuição da CELG (área Goiânia).

Os resultados de simulação são apresentados a seguir.

5.5 Impacto da impedância de falta em estudos de afundamentos de tensão na barra do Consumidor A - BARRA 9013

As primeiras simulações de afundamentos foram realizadas considerando somente faltas sólidas, ou seja, com impedância de falta igual a 0Ω . Os respectivos resultados são mostrados a seguir. Para uma informação mais detalhada, o estudo estatístico sobre o número médio de afundamentos de tensão, foi feito para um período de 40 e 1000 anos de simulação.

5.5.1 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 0Ω

As figuras 5.5-5.7 mostram a média de afundamentos de tensão por ano que o consumidor A pode estar submetido.

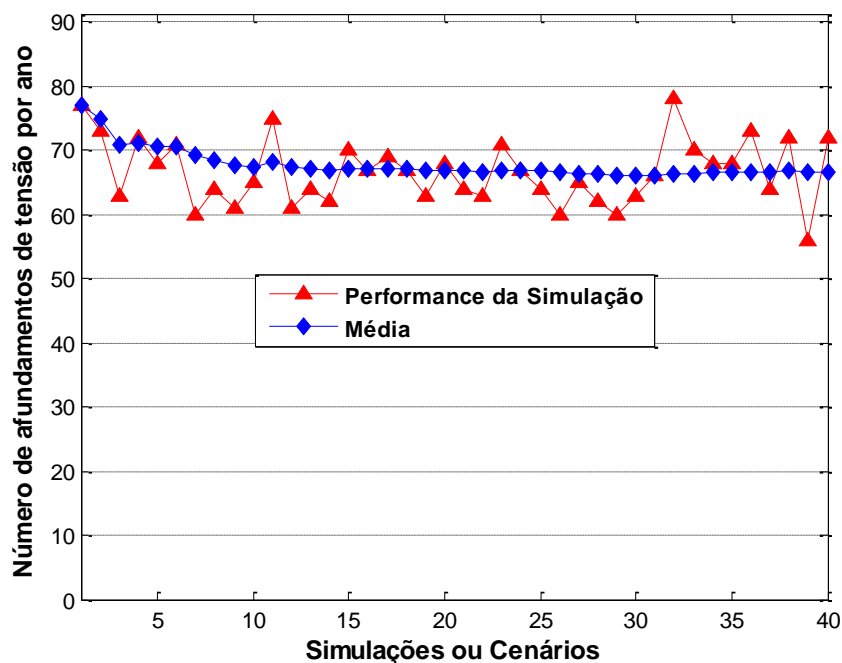


Figura 5.5: Performance da simulação e quantidade média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

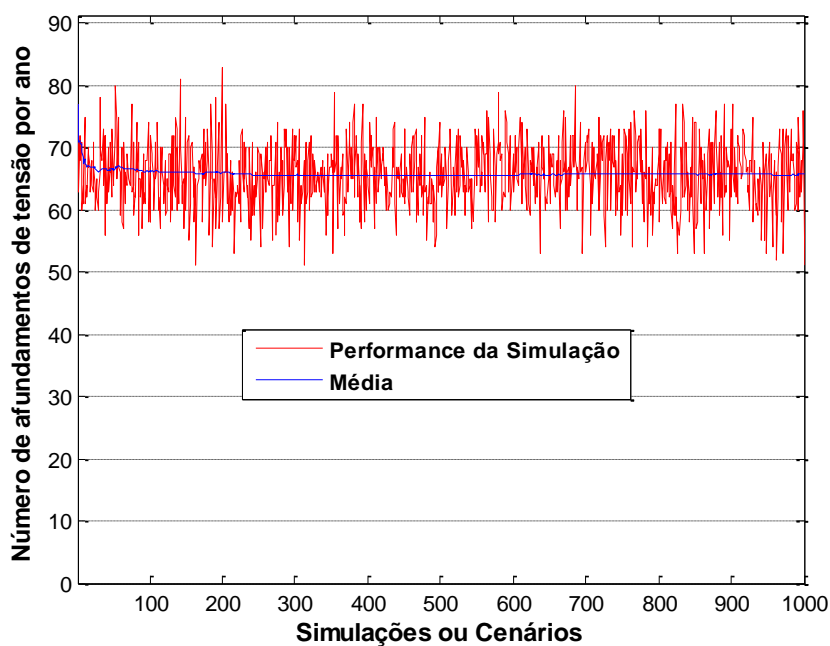


Figura 5.6: Performance da simulação e quantidade média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

A curva em azul nas figuras 5.5 e 5.6 foram calculadas de acordo com a equação 5.1. Estas figuras mostram a performance da simulação por ano e o comportamento da média de afundamentos ao longo do tempo. Esta performance mostra a característica aleatória dos afundamentos de tensão. Nestas figuras observa-se que o número médio de afundamento muda a cada ano, mas que, no entanto, sua média tende a convergir para um único valor que, no caso, é de aproximadamente 66 afundamentos de tensão. Esta situação é mostrada com maior clareza na figura 5.6.

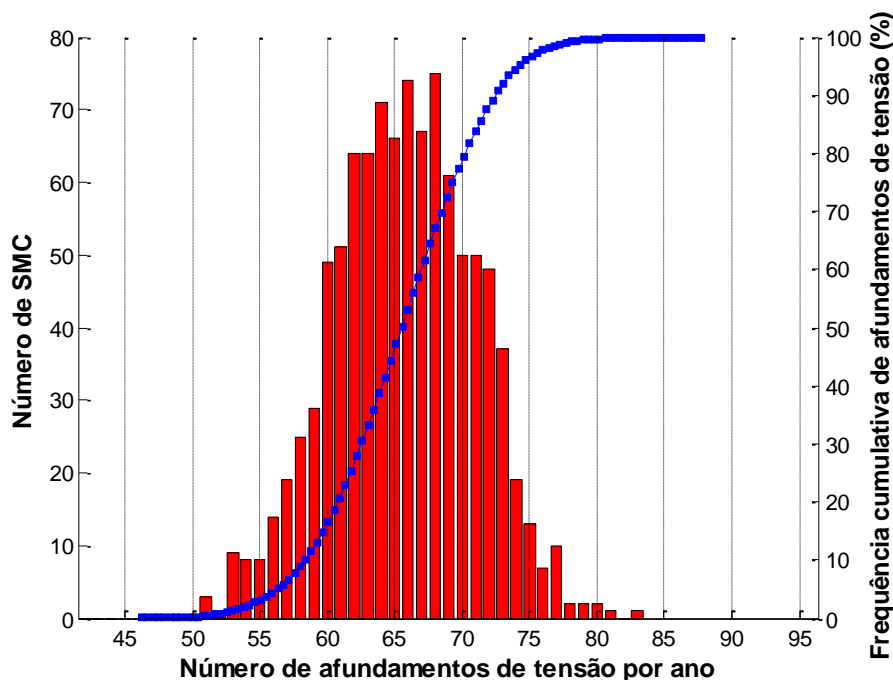


Figura 5.7: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

A figura 5.7 mostra a quantidade de Simulações de Monte Carlo (SMC) que resultaram em 66 afundamentos de tensão por ano. Por exemplo, o gráfico de barras mostra que dentre as 1000 SMC o número 68 foi o que mais repetiu ao longo dos anos, aproximadamente 75 vezes. No entanto, o maior número mostrado no gráfico de barras nem sempre irá coincidir com o valor mostrado no gráfico de tendência, e isso ocorre devido à sensibilidade deste gráfico à quantidade de simulações. Portanto, nestes casos, o número médio de afundamentos esperados anualmente na barra do consumidor, será aquele mostrado nos gráficos de tendência que, de acordo com as figuras 5.5-5.6, foi aproximadamente 66.

Os resultados mostrados nas figuras 5.5-5.7 fornecem uma visão geral do desempenho da barra do consumidor A quanto a afundamentos de tensão. Estes resultados podem ser utilizados na análise de custos por ano que o consumidor terá com essa quantidade média de afundamentos. Neste tipo de estudo é necessário conhecer também a sensibilidade do processo, obtida através da análise dos dados de sensibilidade dos equipamentos presentes na instalação consumidora, fornecidos pelo fabricante, juntamente com as curvas de sensibilidade de equipamentos, tais como CBEMA e ITIC [86]. Além disso, as informações constantes na figura 5.7 oferecem suporte ao dimensionamento correto de um equipamento que mitigue esse problema de QEE. Por exemplo, esta figura mostra que o consumidor A estará submetido, em média, a 66 afundamentos de tensão por ano, porém há uma probabilidade de 20% deste número exceder 70 afundamentos de tensão. Considerando que, caso o consumidor A fosse uma planta industrial projetada para operar durante um período de 30 anos, neste período

do o número médio de afundamentos poderia exceder 70 durante 6 anos. Esta informação também é de grande relevância nos estudos de dimensionamento de equipamentos de mitigação e previsão de ônus anual com problemas de afundamentos de tensão para o consumidor em estudo.

Além da visão geral fornecida pela figura 5.7, também é interessante conhecer a quantidade de afundamentos, previstos na barra do consumidor, de acordo com as classes de afundamentos de tensão. A figura 5.8 mostra a quantidade média de afundamentos que irá ocorrer no consumidor A, de acordo com a classificação adotada nos procedimentos de rede do ONS em termos da amplitude destes afundamentos (vide capítulo 3).

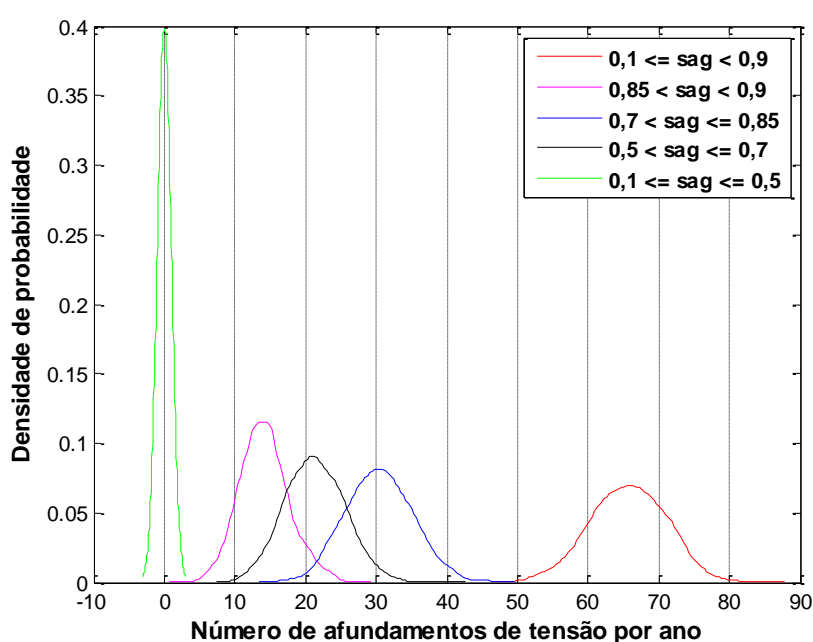


Figura 5.8: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

Na figura 5.8 observa-se que o valor médio do número de afundamentos de tensão, representado pela curva em vermelho, é equivalente aos valores encontrados nos gráficos das figuras 5.6 e 5.7, ou seja, aproximadamente 66. Ainda nesta figura é mostrado que, quando se considera curto-circuitos sólidos, os afundamentos com maior probabilidade de ocorrência são aqueles cuja amplitude está entre 0,85 e 0,9 p.u. Os afundamentos com amplitude entre 0,5 e 0,7 p.u têm probabilidade de ocorrência um pouco menor, mas isto pode ser considerado motivo de preocupação para o consumidor, visto que afundamentos com amplitude menor que 0,7 p.u podem trazer sérios problemas para consumidores industriais [86]. Sobre as outras duas classes, pode-se esperar anualmente aproximadamente 30 afundamentos com amplitude entre 0,7 e 0,85 p.u e nenhum afundamento com amplitude entre 0,1 e 0,5 p.u. Cabe ressaltar que, os valores negativos representados pela curva verde, surgem quando o MATLAB aproxima um vetor de zeros em uma gaussiana.

A mesma análise feita para este caso em que a impedância de falta foi considerada nula foi feita para outros dois casos. Porém, nestes casos se utilizou a impedância como sendo uma variável aleatória e por último, a impedância de falta igual a 15 Ω , respectivamente. Estes dois casos são mostrados a seguir.

5.5.2 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta como uma variável aleatória

A distribuição de probabilidade da impedância de falta foi adotada de acordo com a tabela 5.2. Esta tabela mostra que impedâncias de falta iguais a 0 ou 15 Ω têm as mais baixas probabilidades de ocorrer, enquanto que, o valor de impedância com maior probabilidade de ocorrer é de 2 Ω .

Tabela 5.2: Distribuição de probabilidade de impedância de falta.

Impedância de Falta (Ω)	0	2	5	10	15
Probabilidade (%)	5	60	20	10	5

As figuras 5.9-5.11 mostram a média de afundamentos de tensão por ano que o consumidor A pode estar submetido quando se considera a impedância de falta como sendo uma variável aleatória.

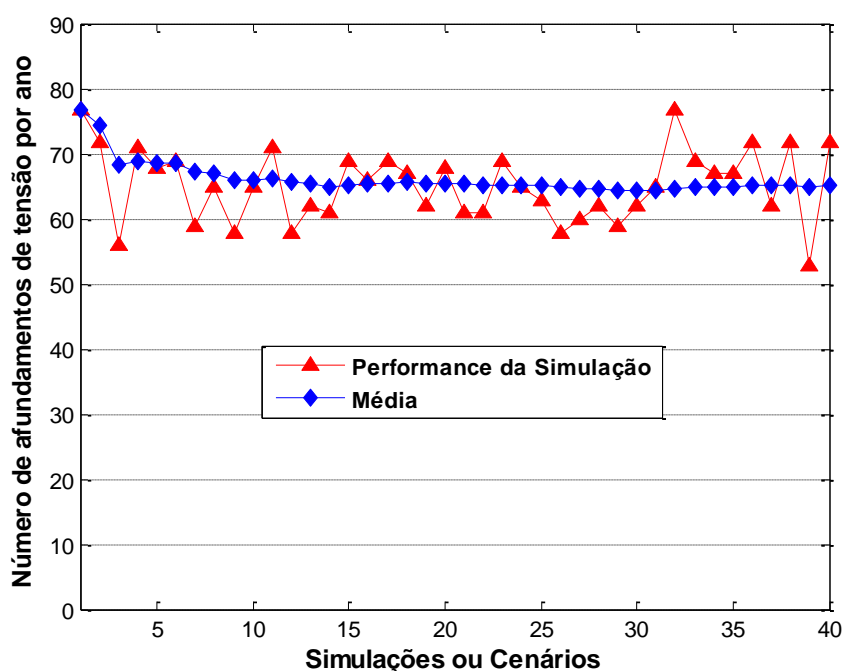


Figura 5.9: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 40 anos e considerando a impedância de falta aleatória.

A figura 5.10 mostra, da mesma forma que no caso anterior, que o número médio de afundamentos de tensão muda a cada ano de simulação, no entanto a média converge para um único valor, que no caso é de aproximadamente 64 afundamentos de tensão.

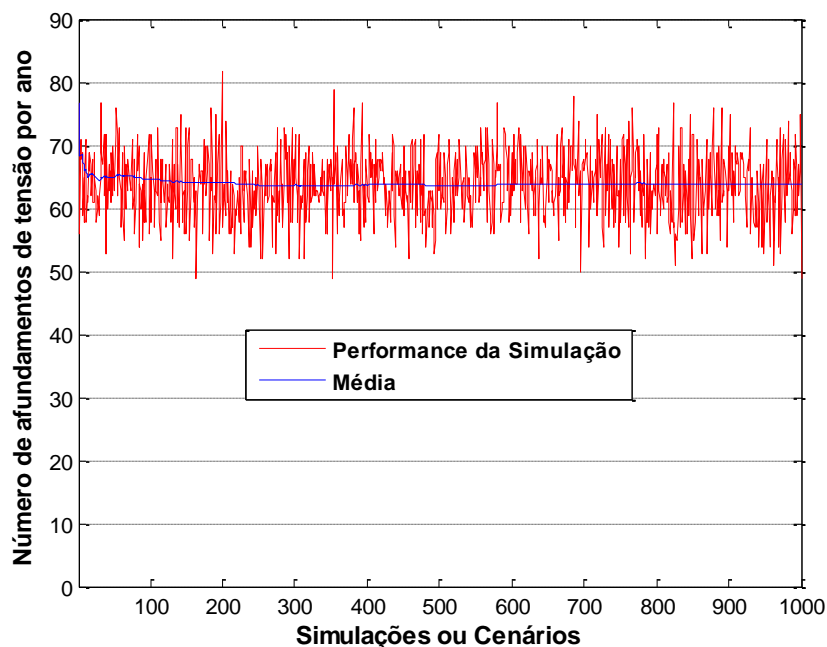


Figura 5.10: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta aleatória.

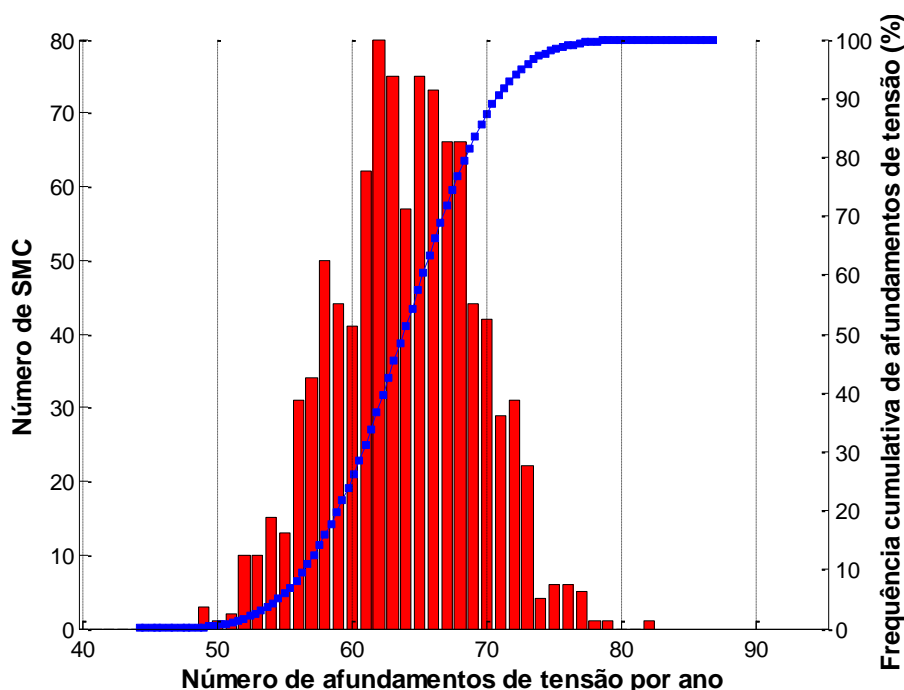


Figura 5.11: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta aleatória.

Os resultados mostrados nas figuras 5.9-5.11 indicam que, quando se considera a impedância de falta de forma probabilística, pode-se esperar a ocorrência anual de aproximadamente 64 afundamentos de tensão na barra do consumidor A.

A curva de frequência cumulativa mostra que 20% dos afundamentos previstos em um ano irão exceder 68. Considerando que a planta consumidor A foi projetada para operar durante um período de 30 anos, neste período esta carga será exposta a uma quantidade de afundamentos maior que 68 durante um período de 6 anos.

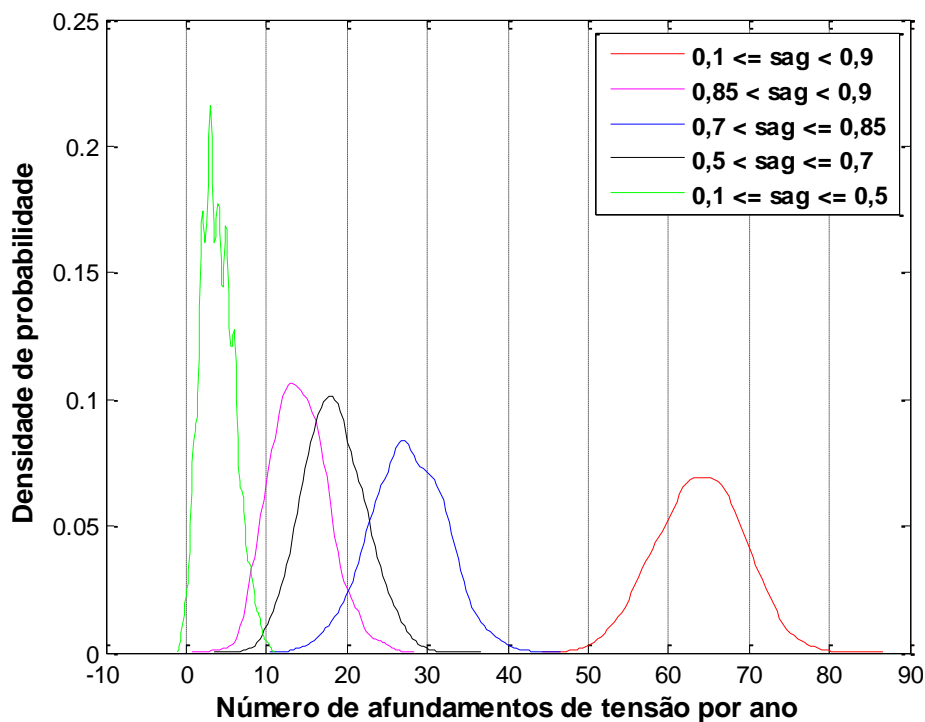


Figura 5.12: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta aleatória.

Na figura 5.12 observa-se que, quando a impedância de falta é considerada aleatória, a quantidade de afundamentos de tensão diminui (64) quando comparada ao caso em que esta impedância é considerada nula (66). Entretanto ocorre um aumento da quantidade de afundamentos nas classes de $0,1 \leq \text{sag} \leq 0,5$. A quantidade de afundamentos pertencentes à classe de $0,85 < \text{sag} < 0,9$ permanece quase inalterada.

Observa-se que, as faltas sólidas causam uma maior quantidade de afundamentos de magnitude entre $0,5 < \text{sag} \leq 0,7$ p.u e $0,7 < \text{sag} \leq 0,85$ p.u apresentados nas figuras 5.12 e 5.8. Para a classe de afundamentos entre $0,1 \leq \text{sag} \leq 0,5$ p.u isso não ocorre e, uma justificativa para isso é o efeito do tipo de conexão do transformador do consumidor. Outro fator que pode causar este efeito são as alterações das tensões de sequência na barra do consumidor devido ao aumento da impedância de falta. Uma análise do impacto da impedância de falta e, consequentemente, das tensões de sequência na barra do consumidor, é feita em [37], [83].

A seguir é feito o estudo de afundamentos para o consumidor A considerando uma impedância de falta relativamente alta (isto é, de 15Ω) quando comparada com os outros casos.

5.5.3 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 15Ω

De uma forma geral as figuras 5.13-5.16 apresentam aspectos similares àquelas mostradas no caso anterior. Portanto, aqui serão enfatizadas as questões quantitativas e comparativas.

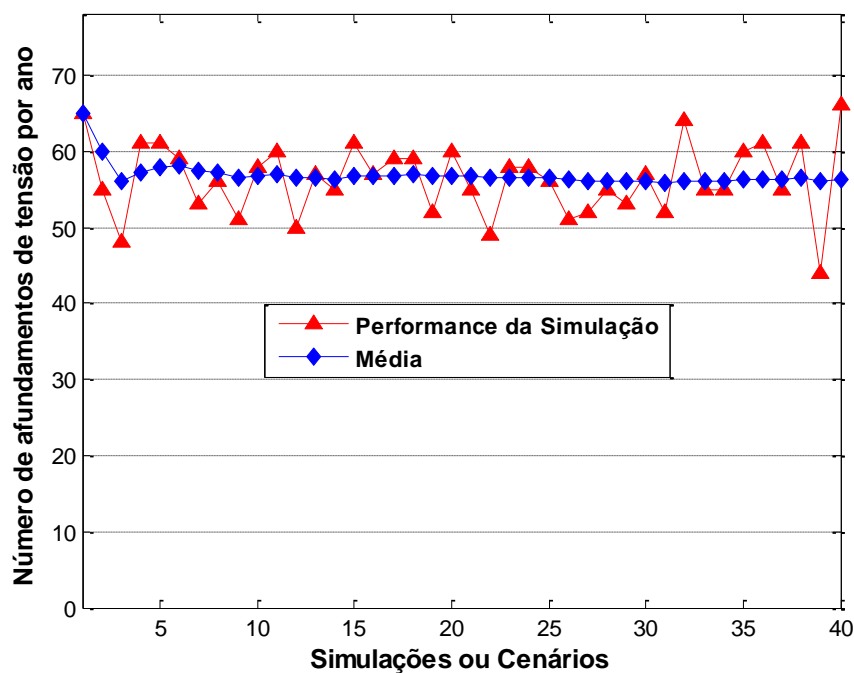


Figura 5.13: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

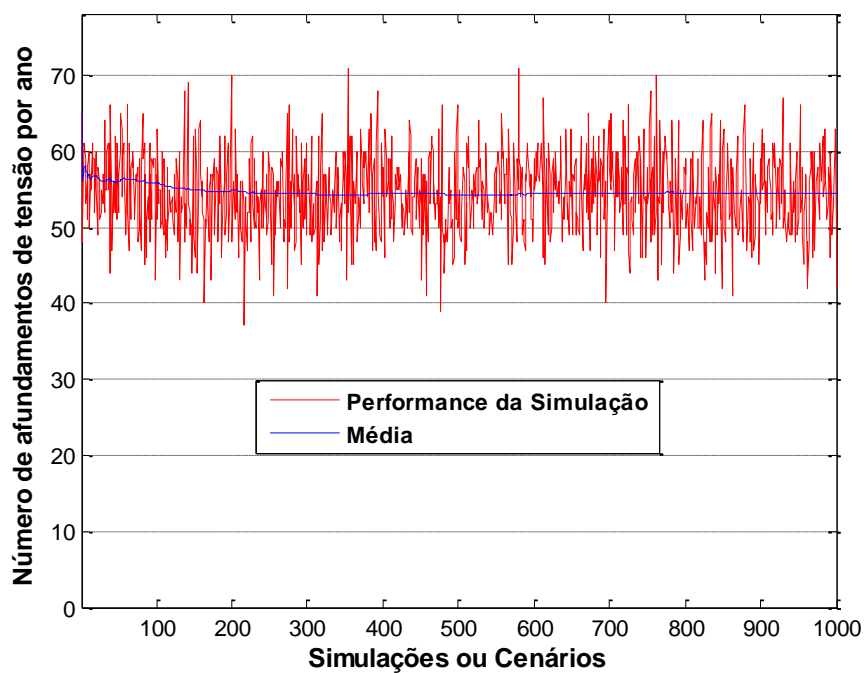


Figura 5.14: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

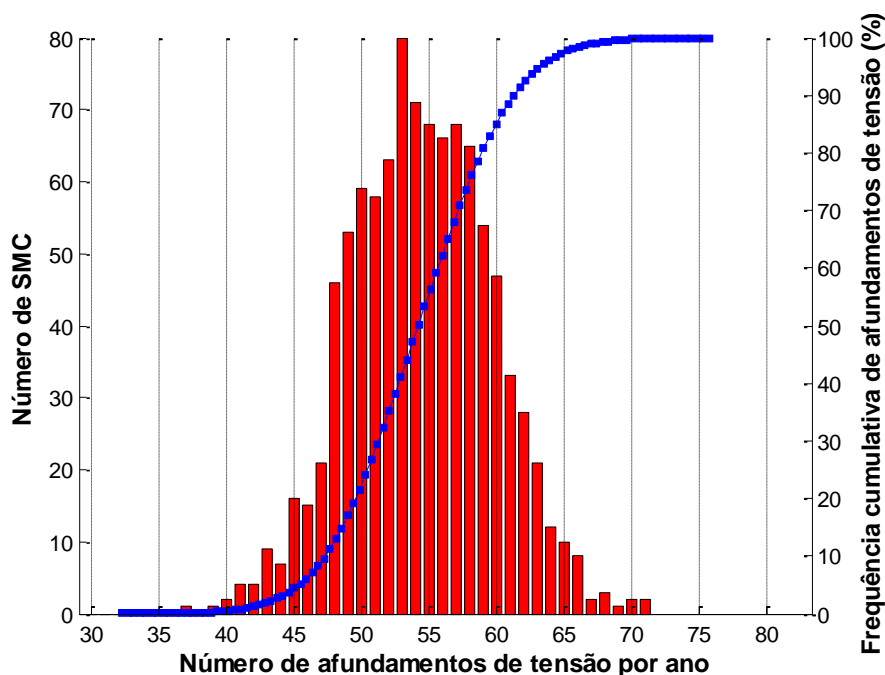


Figura 5.15: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9013 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

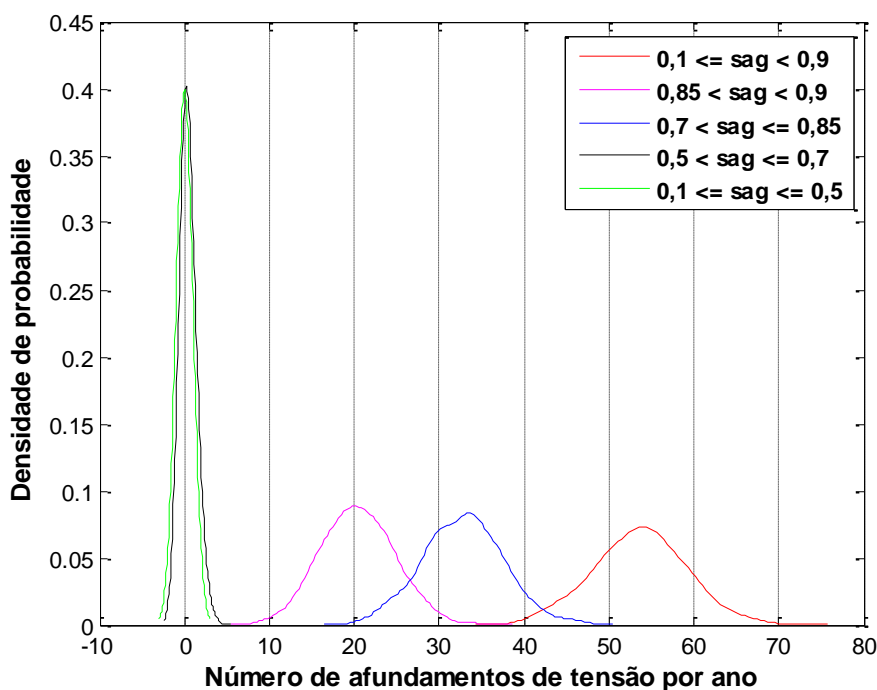


Figura 5.16: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

As figuras 5.13-5.16 mostram que, para o caso em que a impedância de falta é considerada igual a 15Ω , a quantidade média de afundamentos de tensão diminuiu consideravelmente. No caso atual, o número de afundamentos esperado para o consumidor A em um ano será de 54. Comparando-se as figuras 5.6, 5.10 e 5.14, observa-se uma diferença considerável com relação ao número esperado de afundamentos de tensão por ano na barra do consumidor.

A figura 5.16 mostra ainda que, quando se considera um alto valor de impedância de falta, os afundamentos abaixo de 0,7 p.u praticamente deixam de existir na barra do consumidor A, ao passo que os afundamentos menos severos passam a ser os mais frequentes.

Visando realizar uma análise comparativa dos três estudos anteriores, mostra-se na figura 5.17 as curvas de densidade de probabilidade de afundamentos para o consumidor A. Na figura 5.18 são mostradas as curvas de frequência cumulativa da figura 5.17.

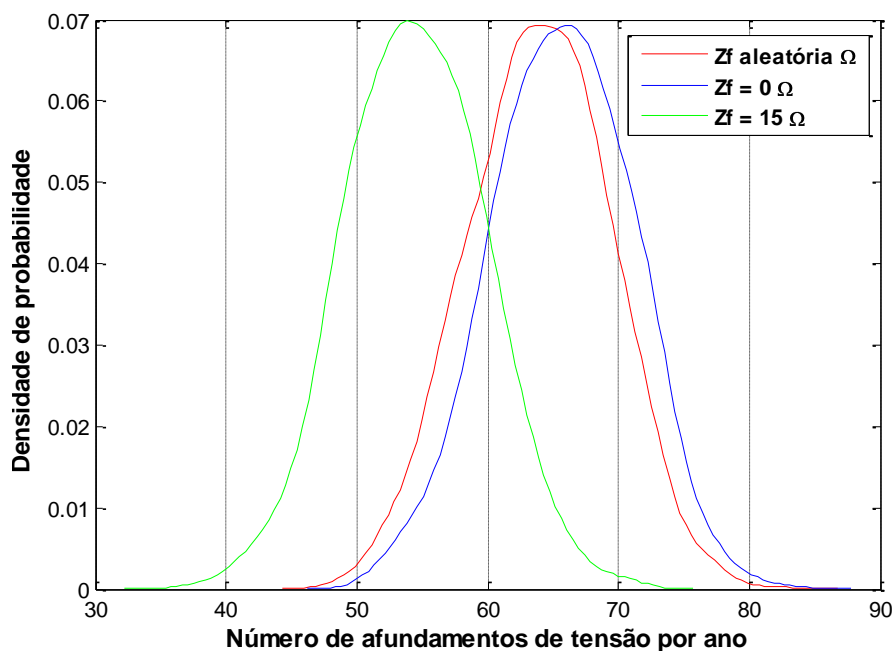


Figura 5.17: Densidade de probabilidade de afundamentos de tensão para a barra 9013 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0Ω , aleatória e 15Ω .

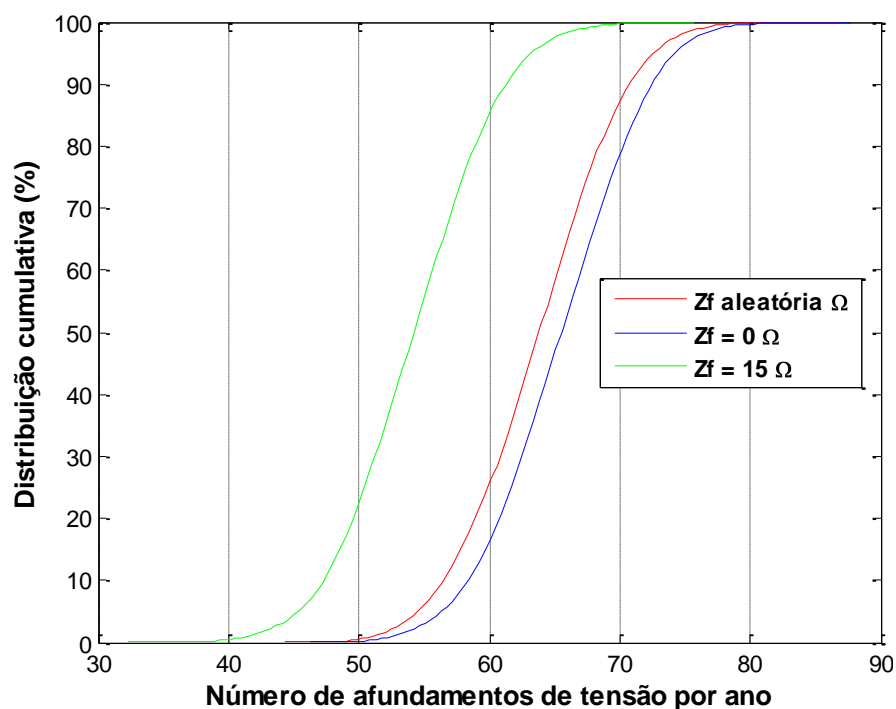


Figura 5.18: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0Ω , aleatória e 15Ω .

Na figura 5.18 observa-se que, considerando-se impedância de falta aleatória, o número médio de afundamentos na barra do consumidor A fica entre um valor máximo (causado pela impedância de falta nula) e um valor mínimo (causado pela impedância de falta de 15Ω).

Considerando-se que para outros valores de impedância de falta entre, 0 e 15Ω , as curvas de frequência cumulativa de afundamentos estarão localizadas entre estes valores extremos, da mesma forma que a impedância de falta aleatória na figura 5.18, então, para os valores de impedância de falta iguais a 2, 5 e 10Ω , serão analisadas somente os impactos destas impedâncias nas classes de afundamentos de tensão.

Comparando-se as curvas de densidade de probabilidade das classes de afundamentos, considerando impedância de falta nula, mostradas na figura 5.8, com as curvas da figura 5.19, observa-se que há uma grande similaridade. Isso ocorre devido às impedâncias de falta iguais a 0 e 2Ω causarem aproximadamente a mesma quantidade de afundamentos de tensão na barra do consumidor A. Mesmo assim, a impedância de 2Ω causa uma ligeira diminuição na quantidade de afundamentos de tensão, de aproximadamente 65 eventos por ano.

Para o caso de impedância de falta igual a 2Ω , ocorre uma maior quantidade de afundamentos com amplitude na classe de $0,1 \leq \text{sag} \leq 0,5$, porém há uma redução nos valores de afundamentos compreendidos nas outras classes. Uma justificativa para isso é a modificação das tensões de sequência no ponto de monitoração, causada pela impedância de falta.

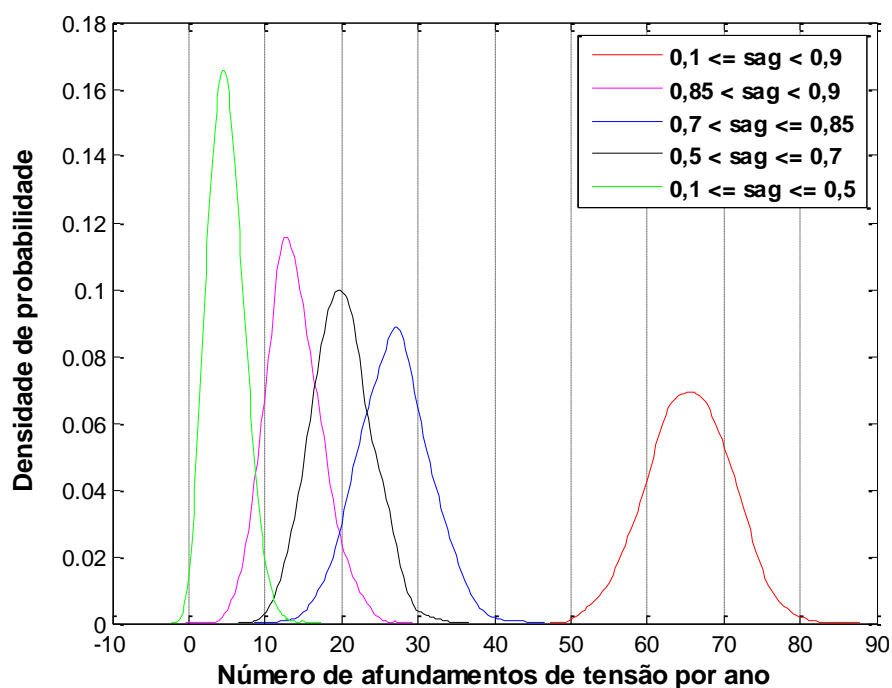


Figura 5.19: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 2Ω .

Analisando a figura 5.20, observa-se que para impedância de falta igual a 5Ω , ocorre uma visível redução no número médio de afundamentos de tensão. Com relação às classes de afundamentos, comparando-as com o caso anterior, não houve uma diferença significativa.

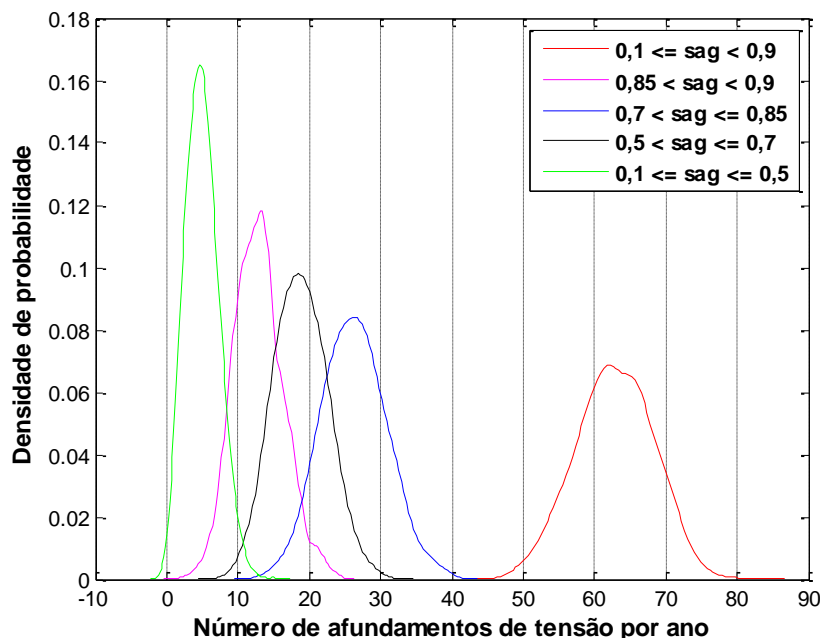


Figura 5.20: Densidade de Probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 5Ω .

A figura 5.21 mostra que quando se utiliza 10Ω como valor de impedância de falta, ocorre uma diminuição geral do número de afundamentos por ano, além do que os afundamentos menos severos passam a ser mais frequentes, assim como os mais severos passam a ser menos frequentes.

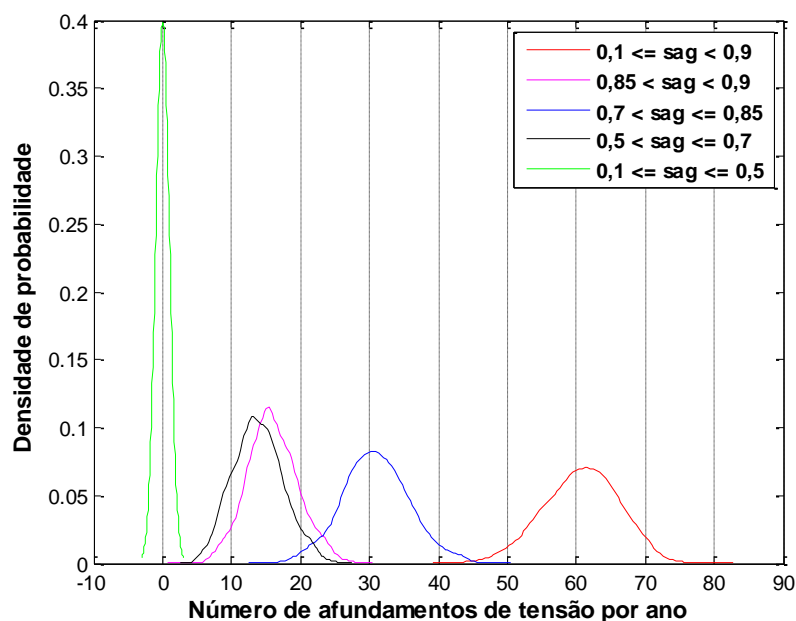


Figura 5.21: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9013 considerando a impedância de falta igual a 10Ω .

Os mesmos cenários de curto-circuitos gerados para estudos de afundamentos no consumidor A, foram gerados para os outros dois consumidores selecionados. Os resultados referentes aos outros dois consumidores são descritos a seguir.

5.6 Impacto da impedância de falta em estudos de afundamentos de tensão na barra do consumidor B - BARRA 9106

Os itens que se seguem mostram o impacto da impedância de falta nos estudos de afundamentos de tensão, considerando a impedância de falta nula, aleatória e igual a 15Ω , respectivamente, na barra do consumidor B.

5.6.1 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 0Ω

As figuras 5.22-5.24 mostram que a média de afundamentos de tensão para o consumidor B será de aproximadamente 65. Cabe ressaltar que este valor é válido quando se considera, na simulação de afundamentos, somente curto-circuitos sólidos.

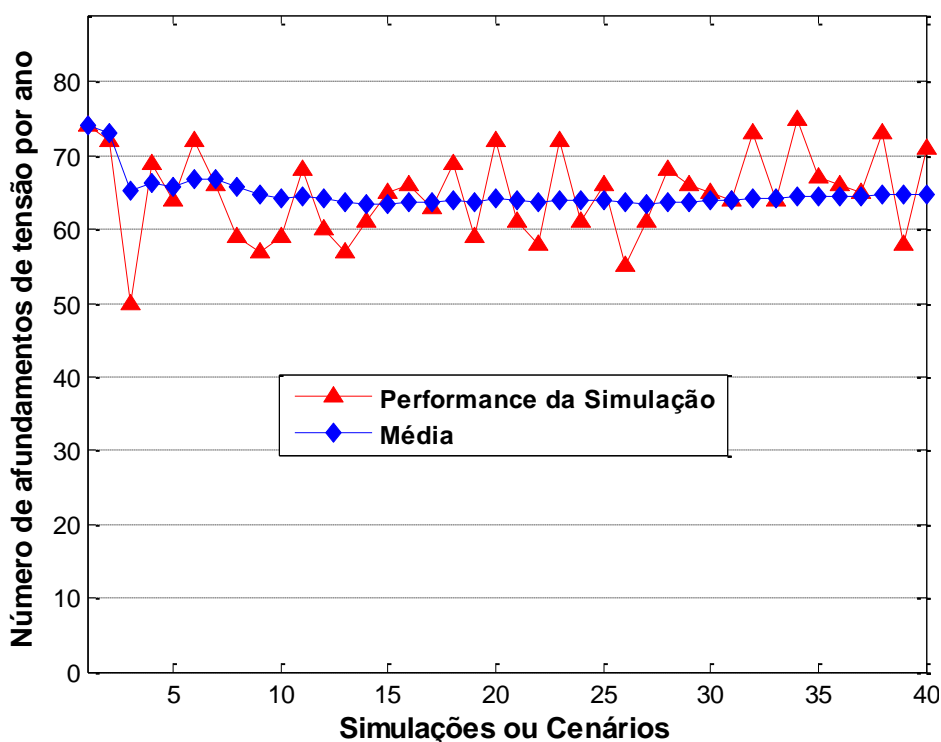


Figura 5.22: Performance da simulação e quantidade média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

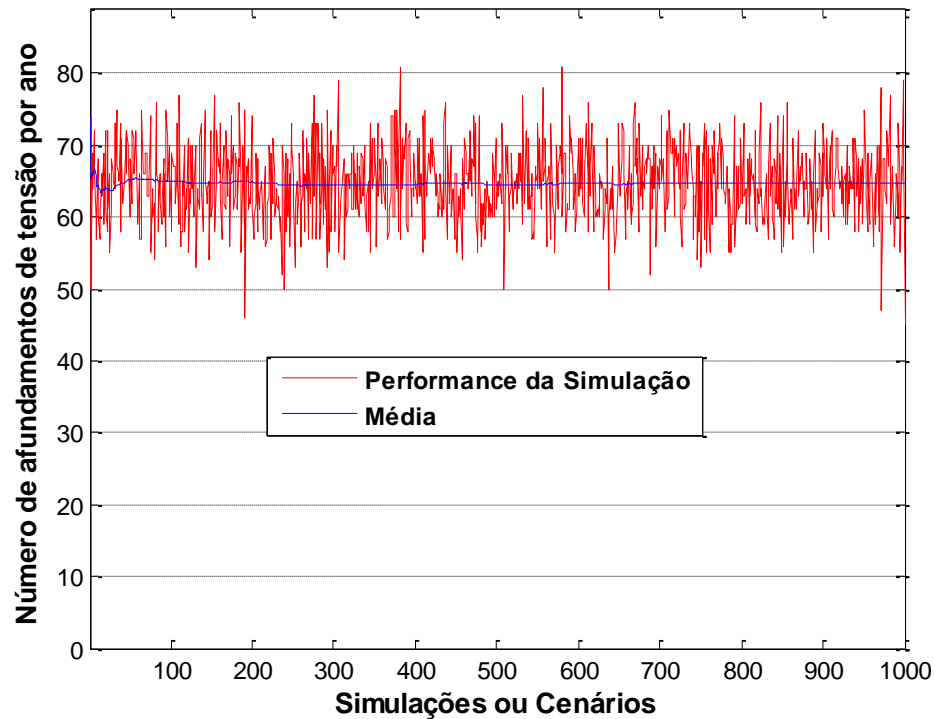


Figura 5.23: Performance da simulação e quantidade média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

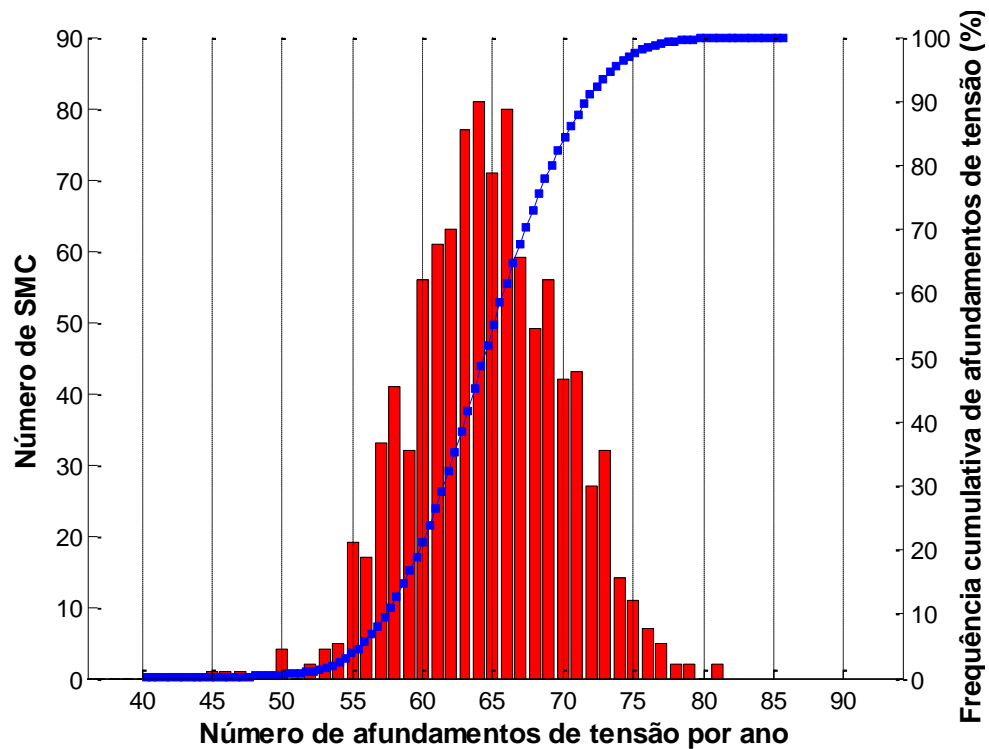


Figura 5.24: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

A figura 5.25 mostra que, apesar da barra 9106 não estar submetida a afundamentos com amplitude entre 0,1 e 0,5 p.u, ela estará sujeita a uma maior quantidade de afundamentos com amplitude entre 0,5 e 0,7 p.u.

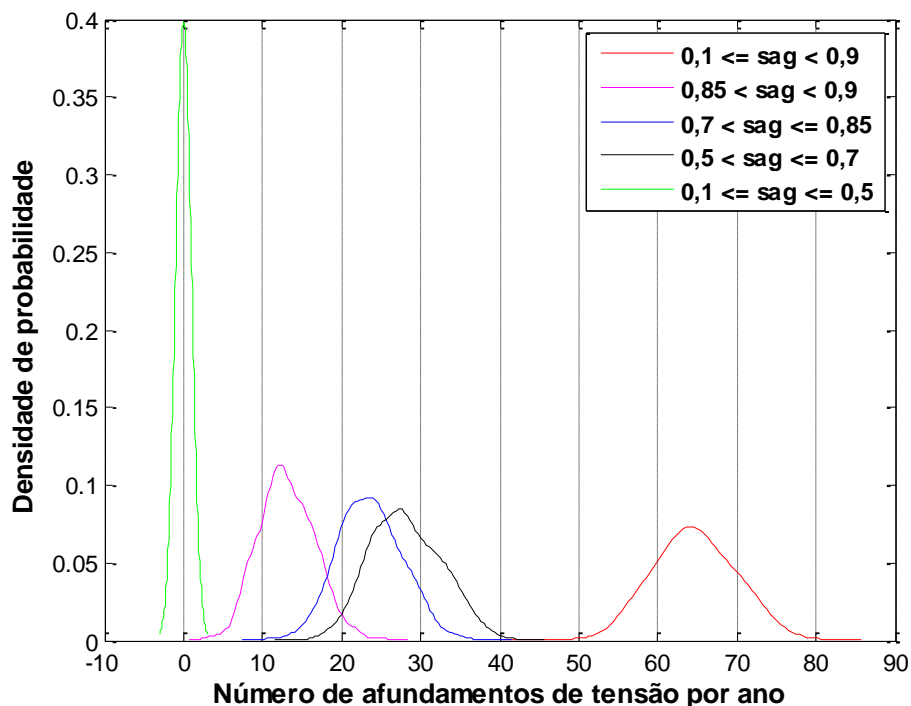


Figura 5.25: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

5.6.2 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta como uma variável aleatória

No caso em que se considera a impedância de falta aleatória nas simulações de afundamentos de tensão, o número previsto de afundamentos anual cai para 63, conforme mostrado nas figuras 5.26-5.28.

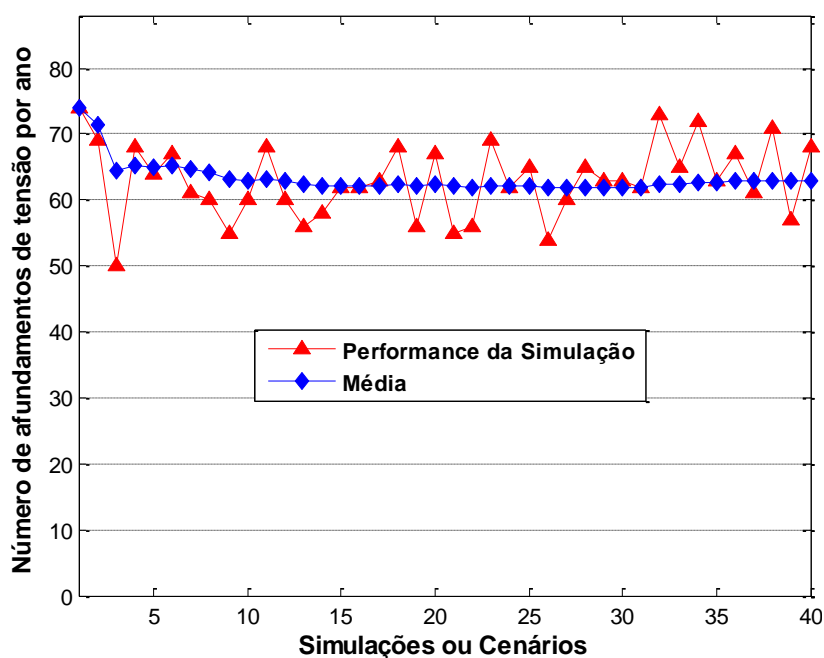


Figura 5.26: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 40 anos e considerando a impedância de falta aleatória.

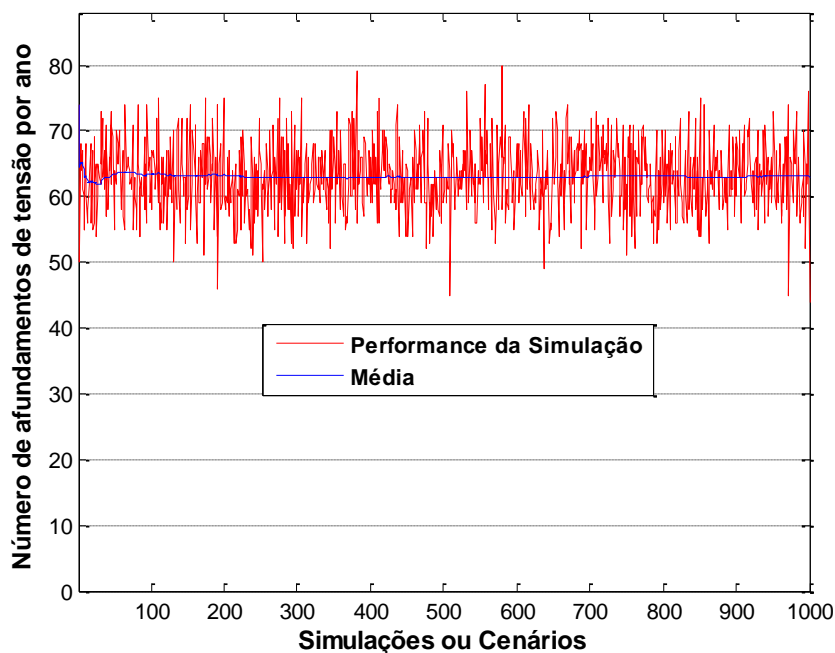


Figura 5.27: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta aleatória.

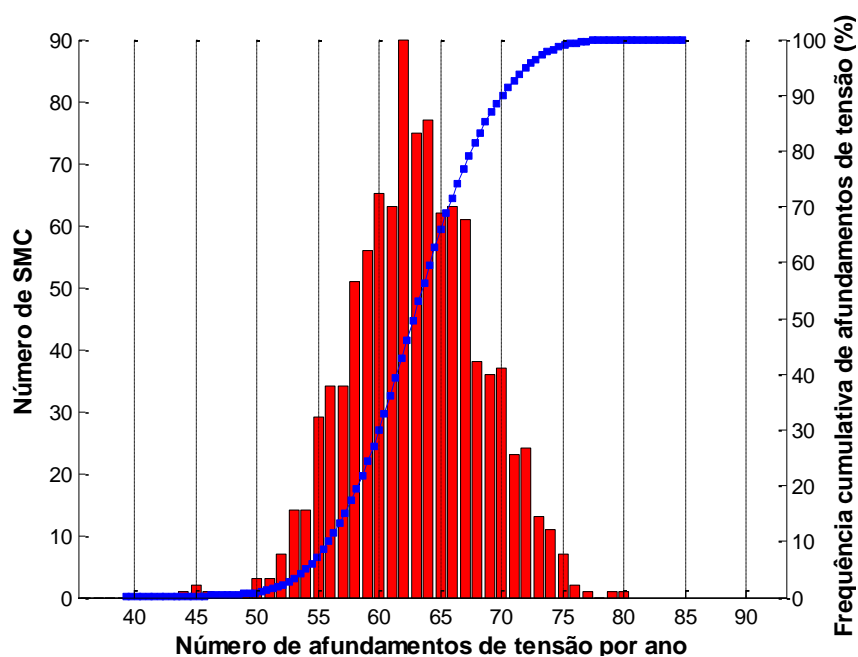


Figura 5.28: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta aleatória.

Analisando as classes de tensão, mostradas na figura 5.29 observa-se que o número de afundamentos com amplitude entre 0,5 e 0,7 p.u diminui. Os afundamentos desta classe tendem a igualar-se aos afundamentos com amplitude entre 0,7 e 0,85 p.u. Comparando-se as figuras 5.29 e 5.25, observa-se que considerando a aleatoriedade da impedância de falta, surgem alguns afundamentos com magnitude entre 0,1 e 0,5 p.u, no entanto o número de afundamentos da classe 0,5 e 0,7 p.u diminui consideravelmente.

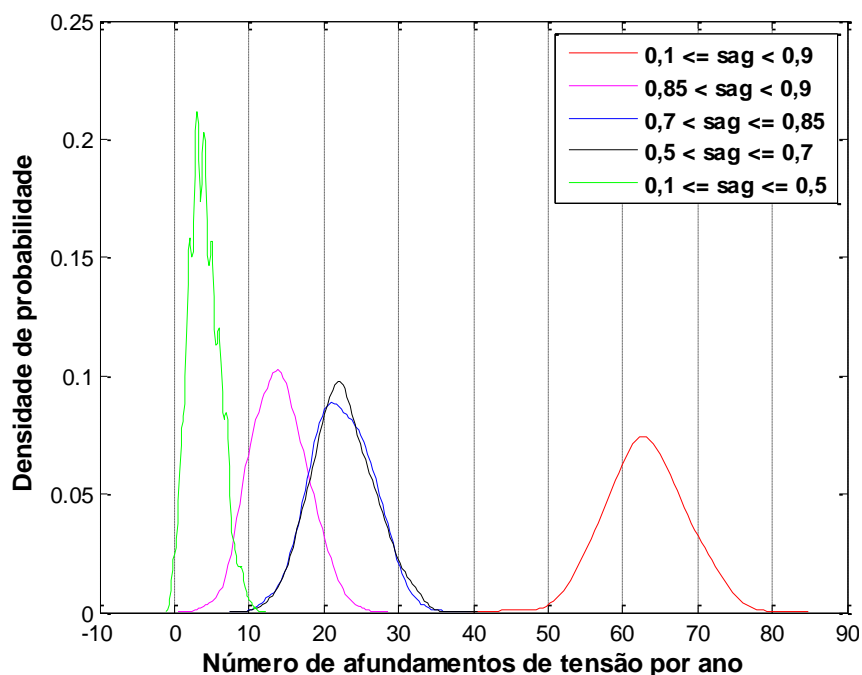


Figura 5.29: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta aleatória.

5.6.3 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

Considerando o valor extremo superior para impedância de falta, ou seja, 15Ω , o número esperado de afundamentos de tensão, mostrado nas figuras 5.30-5.32 será de aproximadamente 53.

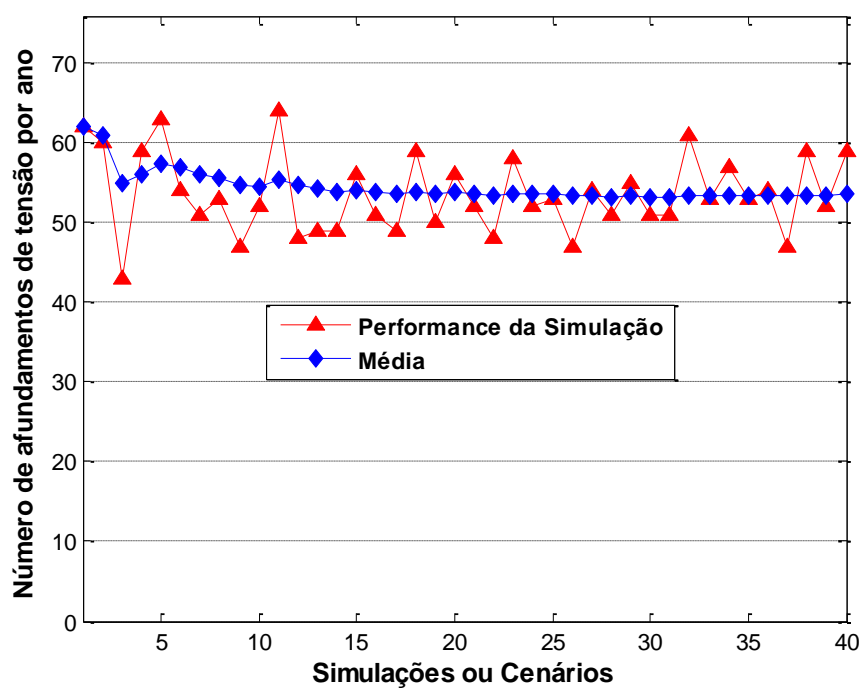


Figura 5.30: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

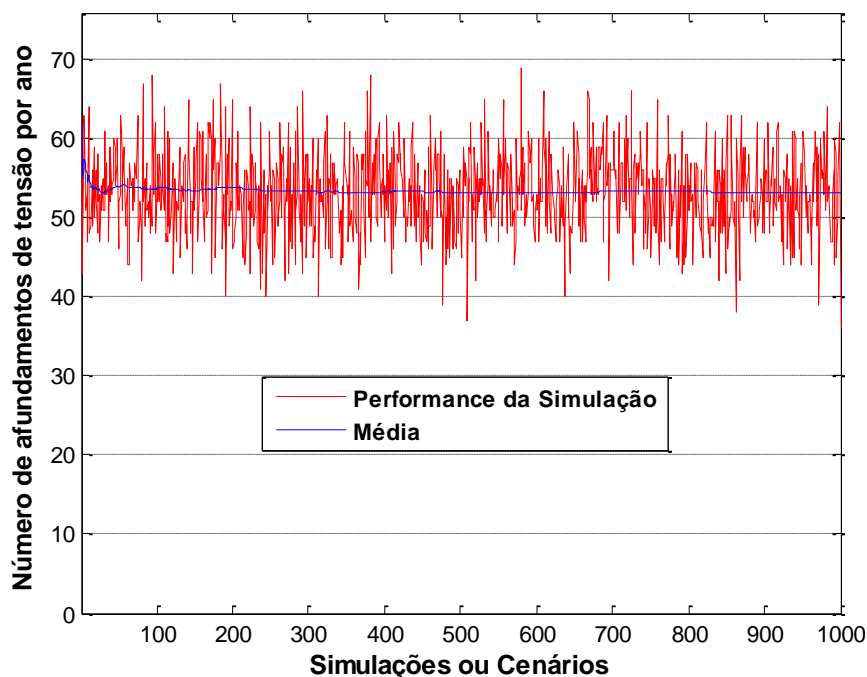


Figura 5.31: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

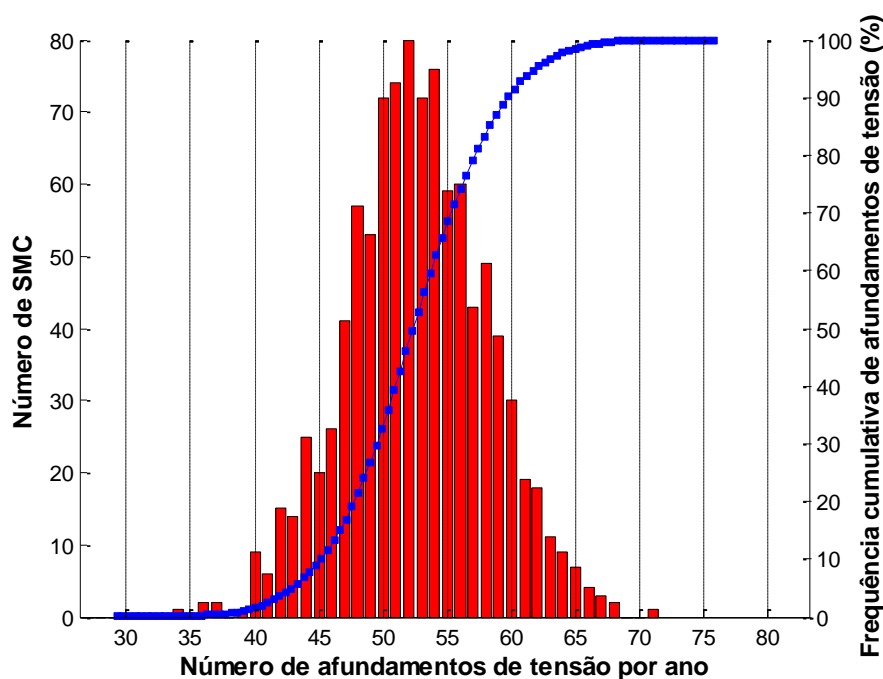


Figura 5.32: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9106 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

A figura 5.33 mostra as curvas de densidade de probabilidade dos afundamentos, de acordo com a classe de tensão. De acordo com esta figura, um valor elevado de impedância de falta além de fazer reduzir o número médio anual de afundamentos de tensão, reduz bruscamente a quantidade de afundamentos severos nas classes de 0,1-0,5 p.u e 0,5-0,7 p.u. Os afundamentos menos severos, com amplitudes entre 0,7-0,9 p.u, tendem a ser mais frequentes.

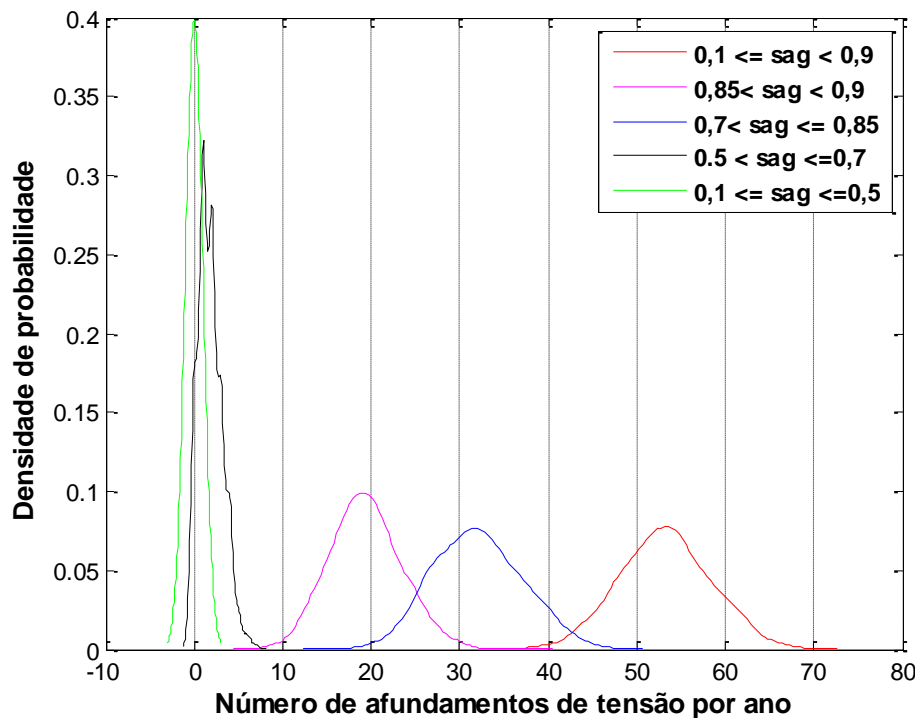


Figura 5.33: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão para a barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

Para se ter uma visão macro do impacto da impedância de falta quando esta é considerada 0Ω , aleatória e 15Ω , são mostradas nas figuras 5.34 e 5.35 as curvas de densidade de probabilidade e frequência cumulativa de afundamentos de tensão, respectivamente.

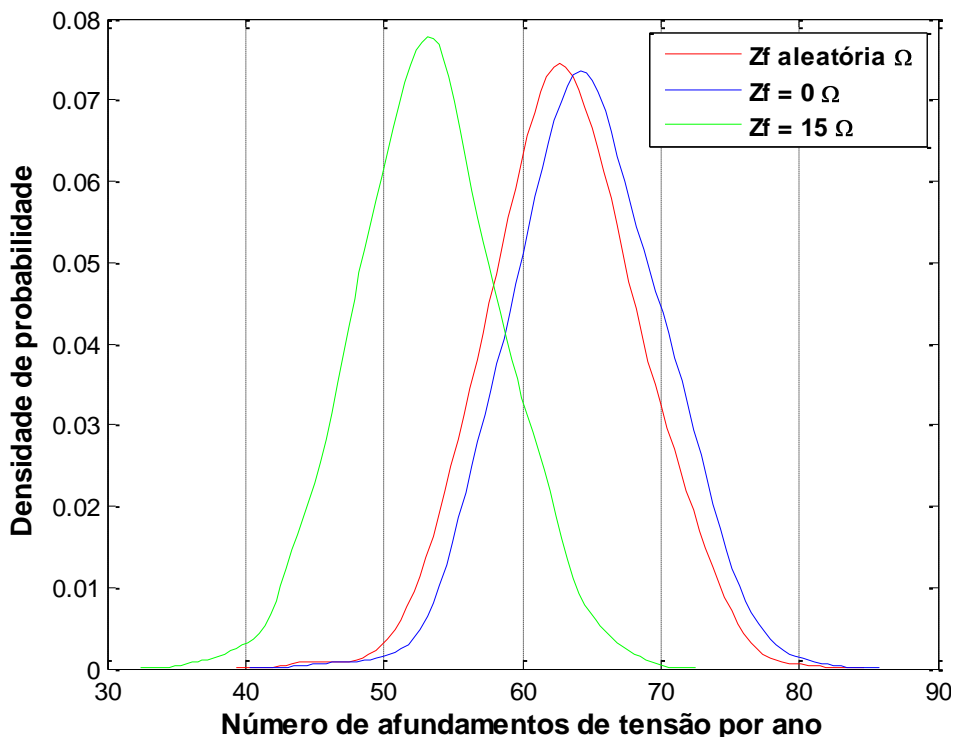


Figura 5.34: Distribuição de probabilidade de afundamentos de tensão para barra 9106 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0Ω , aleatória e 15Ω .

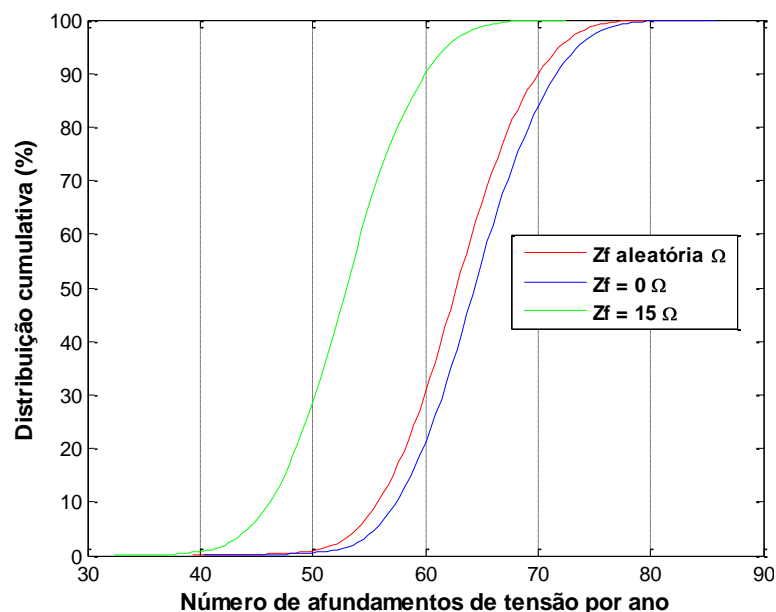


Figura 5.35: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão por ano para barra 9106 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0Ω , aleatória e 15Ω .

As figuras 5.34 e 5.35 mostram que o fato de se utilizar a impedância de falta como uma variável aleatória, faz com que o número médio esperado de afundamentos de tensão anual não fique subestimado (15Ω) e sobreestimado (0Ω).

Considerando as curvas extremas mostradas na figura 5.35, referentes às impedâncias de 0 e 15Ω , e que qualquer valor de impedância de falta entre 0 e 15Ω resultará em distribuições entre estas curvas extremas, então para os valores de 2 , 5 e 10Ω , serão analisados somente os gráficos de classes de afundamentos, representados pelas figuras 5.36, 5.37 e 5.38.

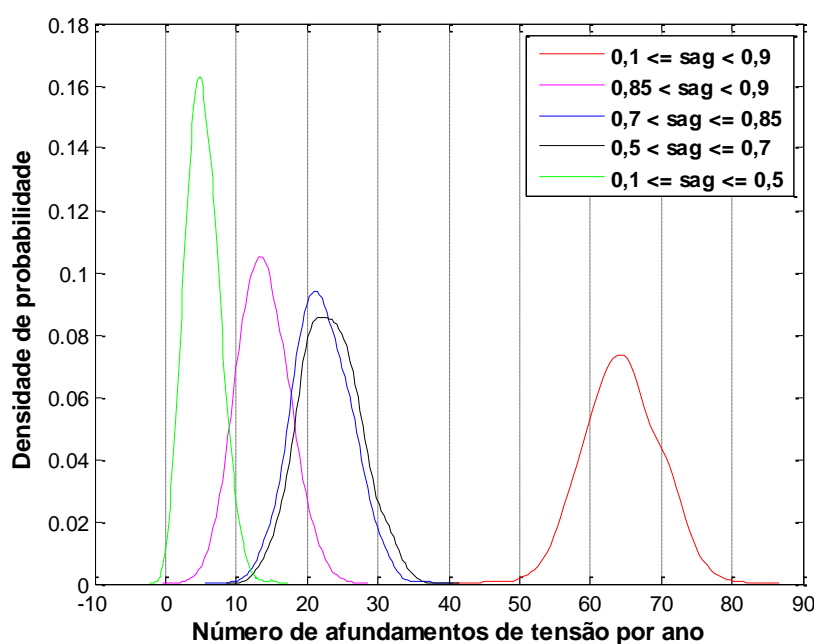


Figura 5.36: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 2Ω .

A figura 5.36, quando comparada com a figura 5.25 em que a impedância de falta é nula, mostra que houve uma pequena redução na quantidade total de afundamentos de tensão. Com relação às classes de tensão, pode-se dizer que surgiram afundamentos com amplitude entre 0,1 e 0,5 p.u, porém o consumidor B estará submetido a uma menor quantidade de afundamentos de tensão com amplitude entre 0,5 e 0,85 p.u.

Na figura 5.37 observa-se que o número total de afundamentos diminuiu mais do que no caso anterior. Além disso, a quantidade de afundamentos das classes 0,5-0,7 e 0,7-0,85 p.u permanecem quase inalteradas. Sobre os afundamentos mais severos, cuja classe é 0,1-0,5 p.u, observa-se que o número de afundamentos esperado anualmente diminuiu um pouco, porém este número possui uma maior probabilidade de ocorrência.

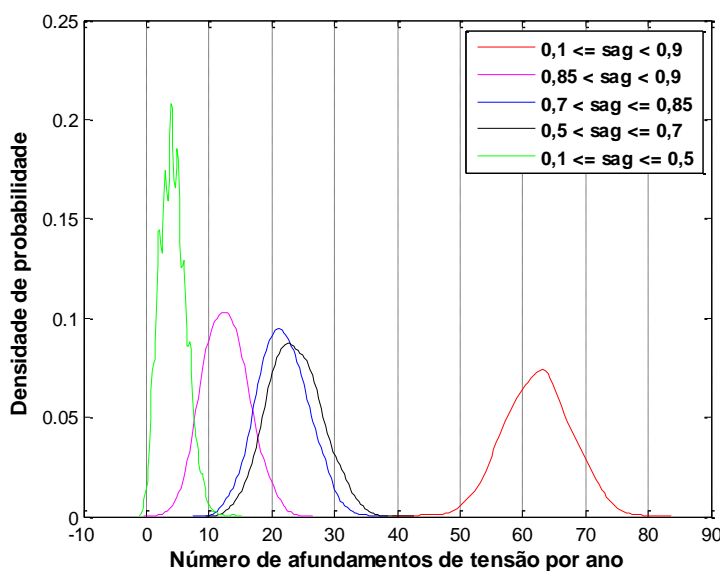


Figura 5.37: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 5 Ω .

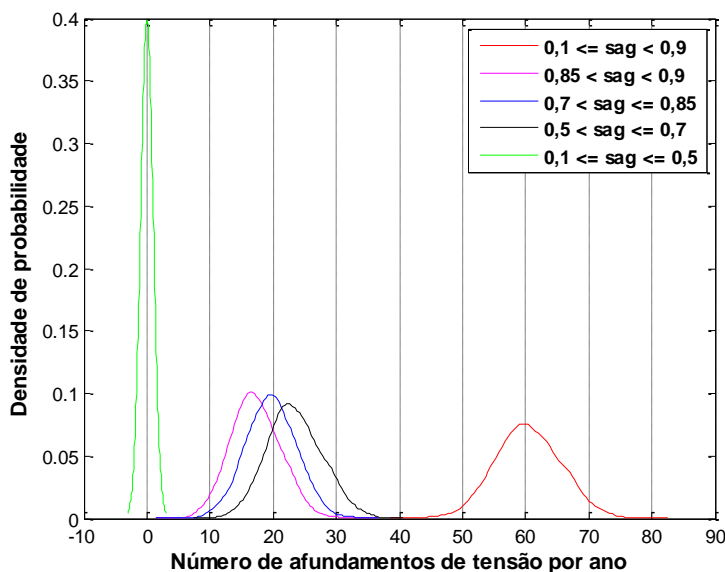


Figura 5.38: Densidade de Probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 considerando a impedância de falta igual a 10 Ω .

De acordo com a figura 5.38, o número total de afundamentos que a barra 9106 será submetida em um ano caiu para próximo de 60. Ainda nesta figura é mostrado que a probabilidade do consumidor B não estar submetido a afundamentos de tensão com amplitude entre 0,1 e 0,5 p.u, é alta.

Outro aspecto interessante a ser observado é que a quantidade de afundamentos com magnitude entre 0,5-0,85 p.u teve uma baixa redução. No entanto, os afundamentos mais severos com amplitude entre 0,85-0,9 p.u, tornaram-se mais frequentes.

5.7 Impacto da impedância de falta em estudos de afundamentos de tensão na barra do consumidor C - BARRA 9112

5.7.1 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

Os gráficos de 5.39-5.41 mostram que a média de afundamentos de tensão para o consumidor C será de aproximadamente 67. A figura 5.41 mostra que, neste caso em específico, o valor máximo de afundamentos previstos para a barra do consumidor, mostrado no gráfico de barras, coincide com o valor mostrado no gráfico de tendência, ou seja, 67.

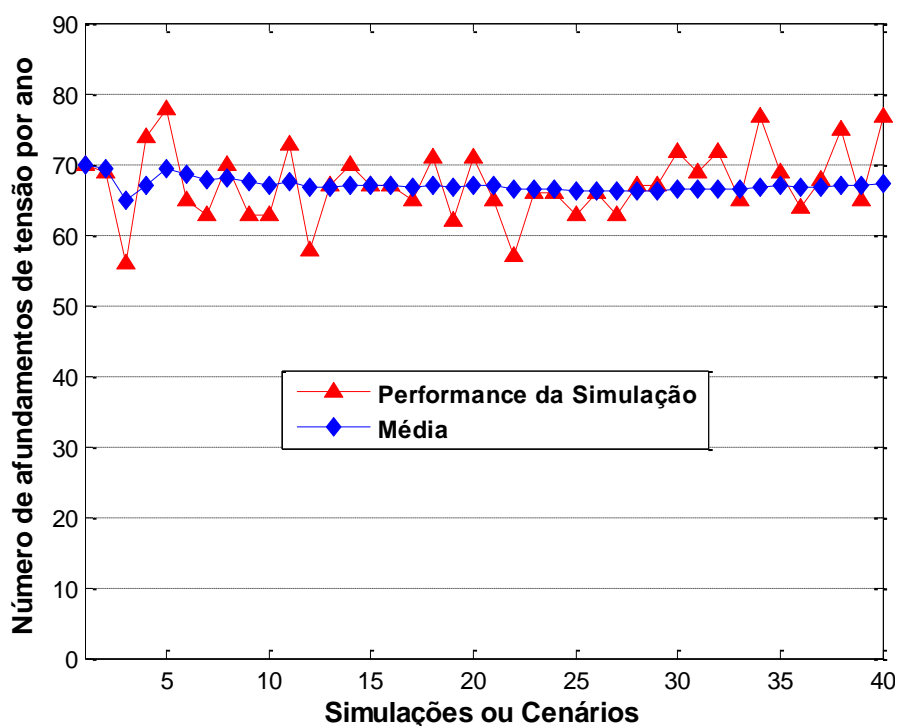


Figura 5.39: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

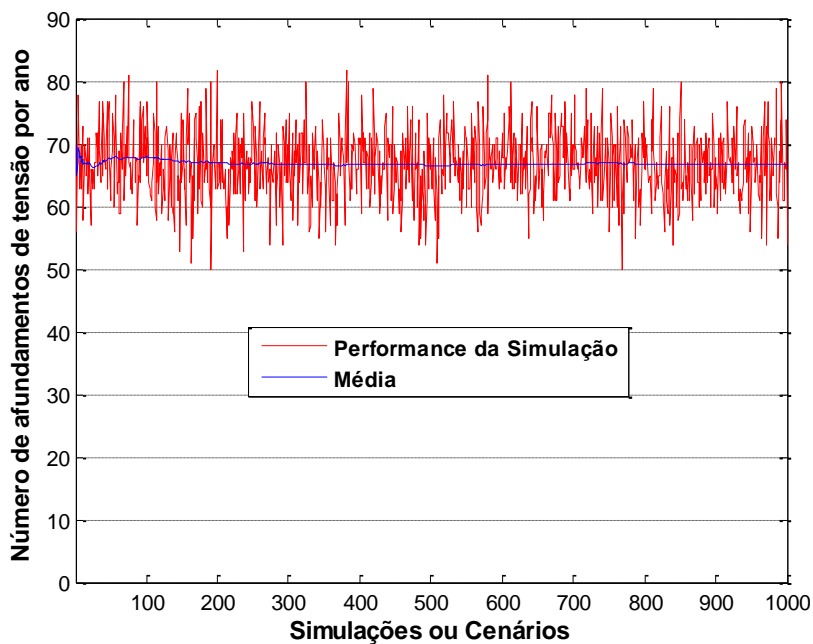


Figura 5.40: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

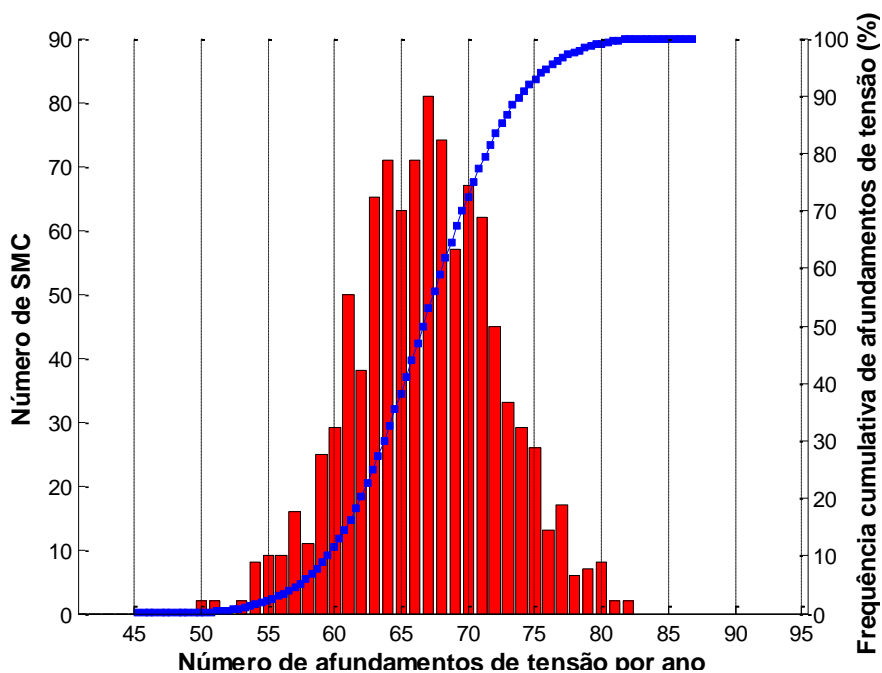


Figura 5.41: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

Analisando a figura 5.42, a qual mostra o comportamento das classes de tensão, verifica-se que o consumidor terá uma maior quantidade de afundamentos entre 0,7-0,85 p.u e entre 0,85-0,9 p.u. Já o número de afundamentos com amplitude entre 0,5 e 0,7 p.u será um pouco menor. A barra 9112 possui grande probabilidade de não estar submetida a afundamentos de tensão com amplitude entre 0,1 e 0,5 p.u.

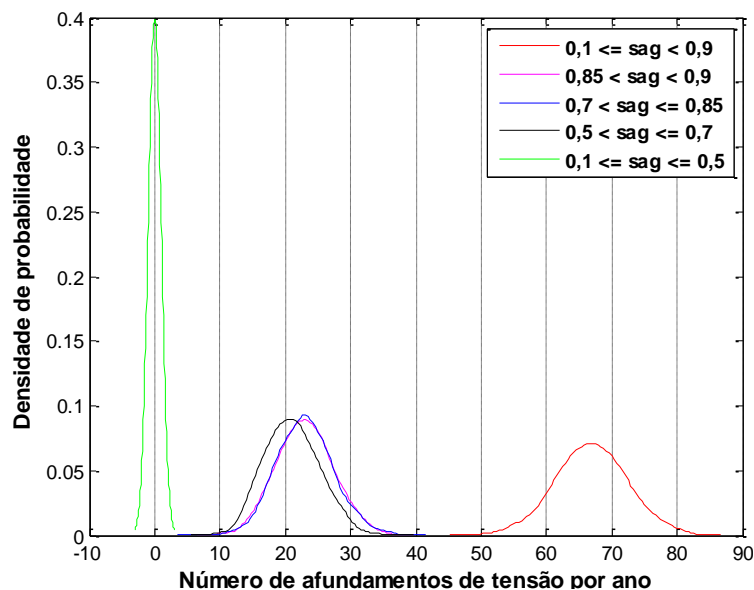


Figura 5.42: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 0Ω .

5.7.2 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta como uma variável aleatória

No caso em que se considera a impedância de falta como sendo aleatória, o número previsto para afundamentos na barra 9112 cai para aproximadamente 59, conforme mostrado nas figuras 5.43-5.45. A Figura 5.46 mostra que aumentou a quantidade de afundamentos com amplitude entre 0,1 e 0,5 p.u na barra do consumidor C. Entretanto, a quantidade de afundamentos em todas as outras classes diminuiu, sobretudo aqueles com amplitude entre 0,5 e 0,7 p.u. Os afundamentos de maior frequência são os de maior amplitude, ou seja, aqueles de menor severidade.

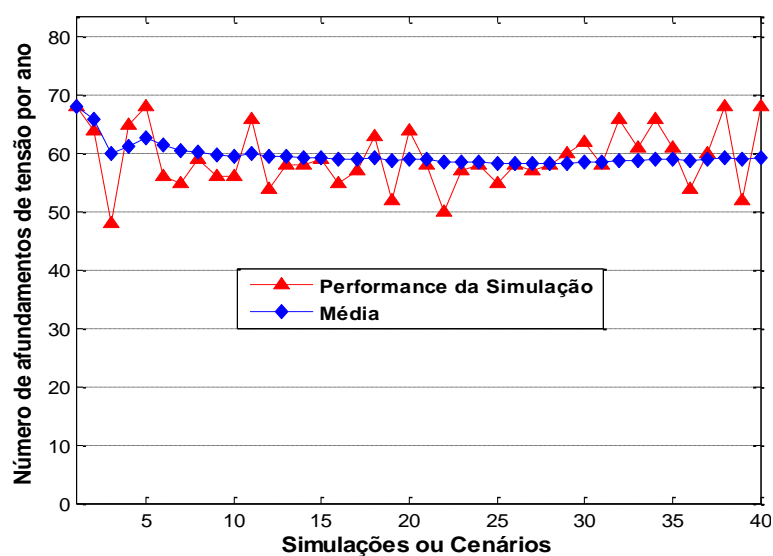


Figura 5.43: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 40 anos e considerando a impedância de falta como sendo aleatória.

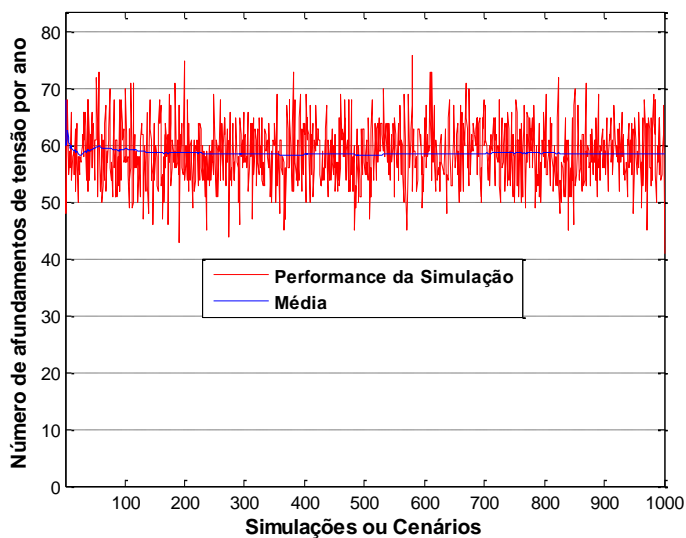


Figura 5.44: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta como sendo aleatória.

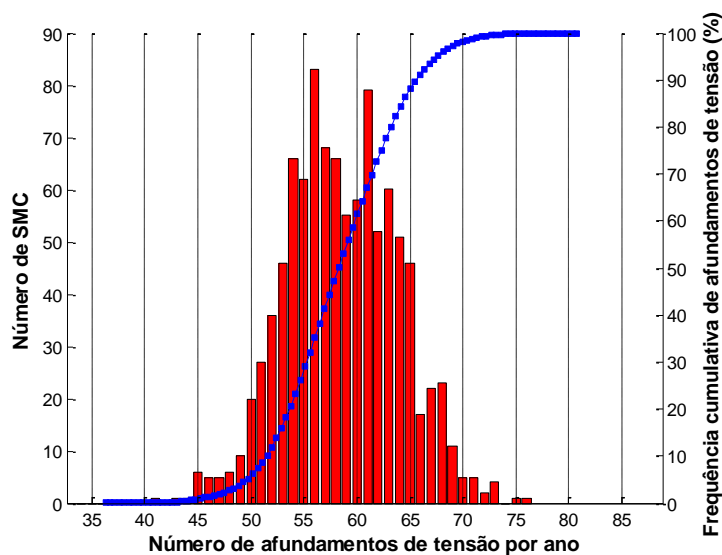


Figura 5.45: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta como sendo aleatória.

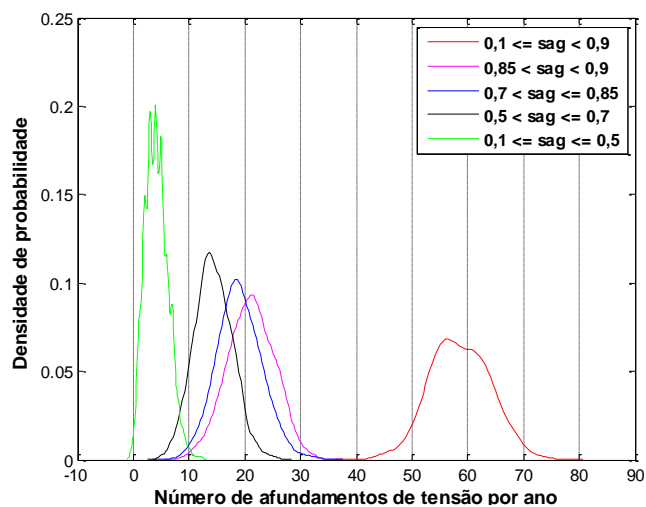


Figura 5.46: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta como sendo aleatória.

5.7.3 Número médio de afundamentos considerando a impedância de falta igual a 15Ω

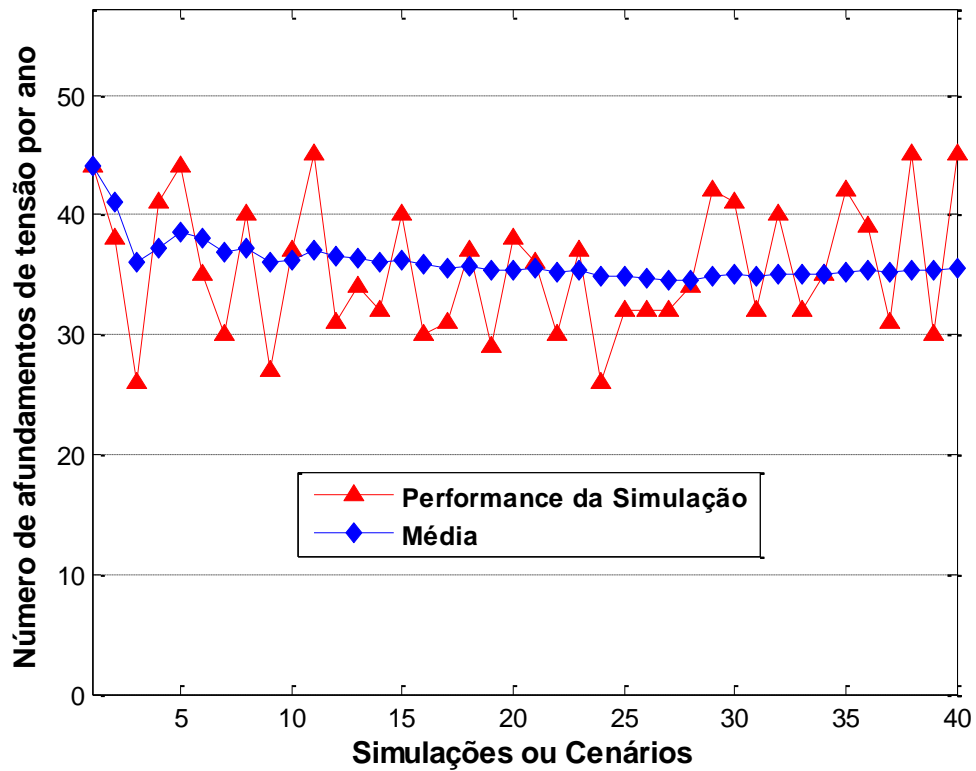


Figura 5.47: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 40 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

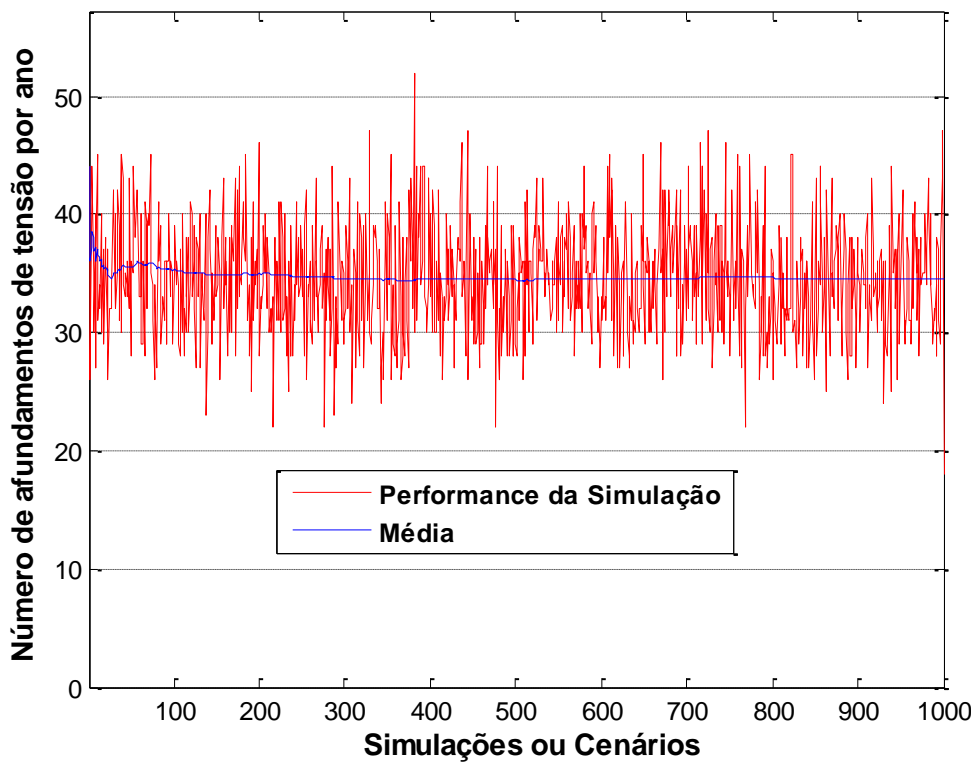


Figura 5.48: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

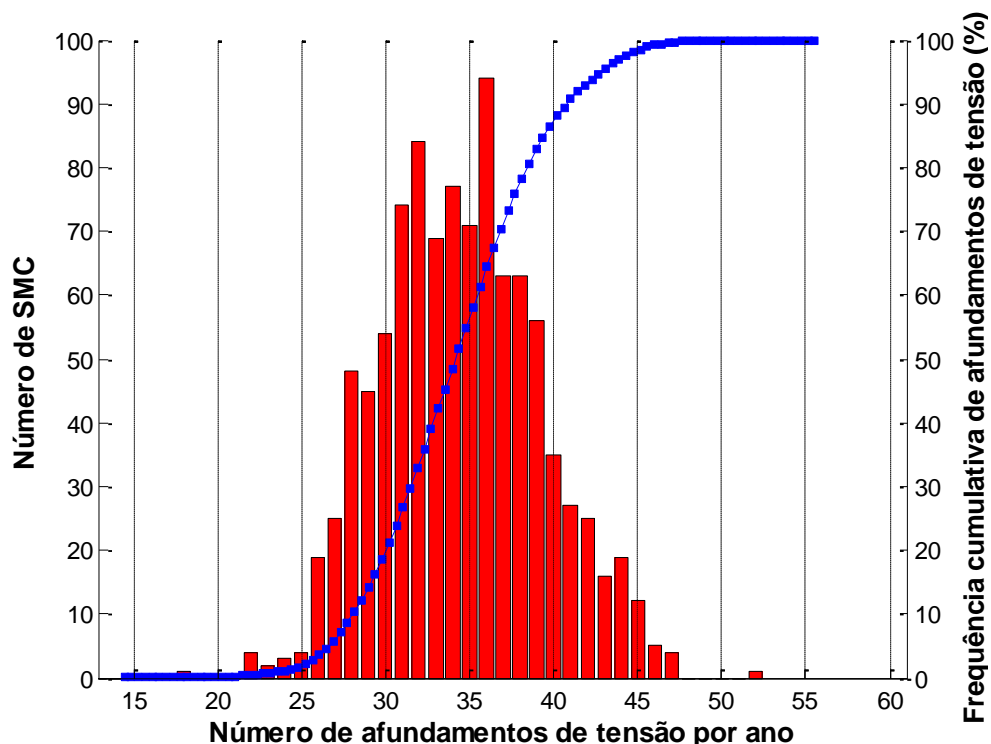


Figura 5.49: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 para 1000 anos e considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

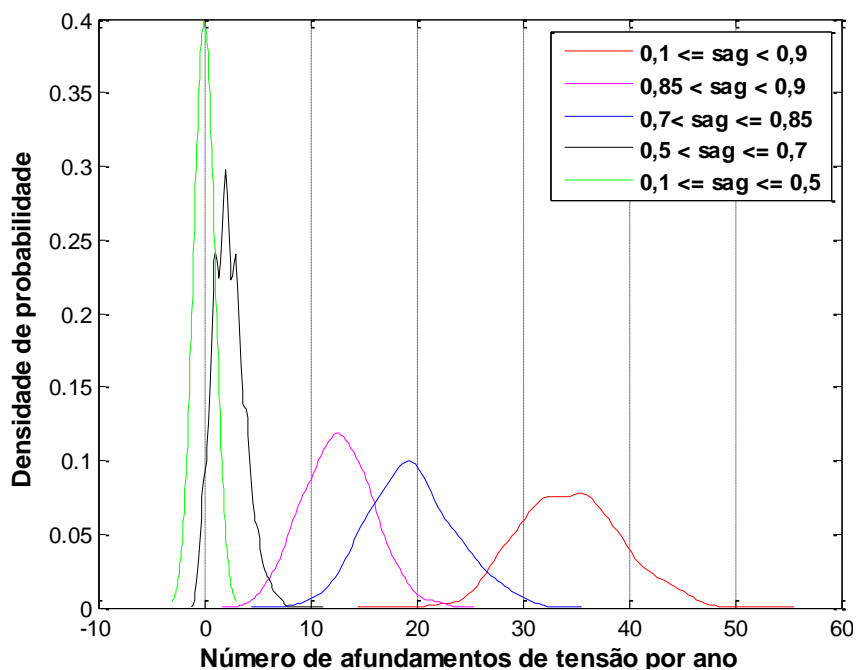


Figura 5.50: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 15Ω .

Considerando o valor extremo superior para impedância de falta, ou seja, 15Ω , o número esperado de afundamentos de tensão, mostrado nas figuras 5.47-5.49 será de aproximadamente 35. Este é a menor valor relativo comparado com as outras barras. Esta situação pode ser observada mais claramente nos gráficos de densidade de probabilidade e frequência cumulativa mostrados nas figuras 5.51 e 5.52 respectivamente.

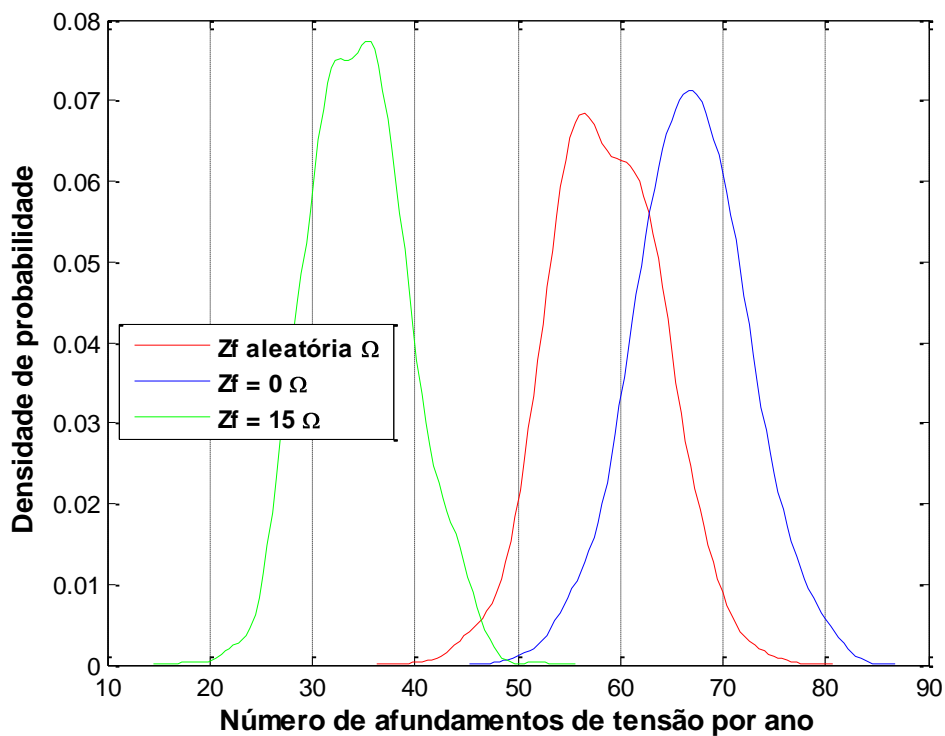


Figura 5.51: Densidade de probabilidade de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0Ω , aleatória e 15Ω .

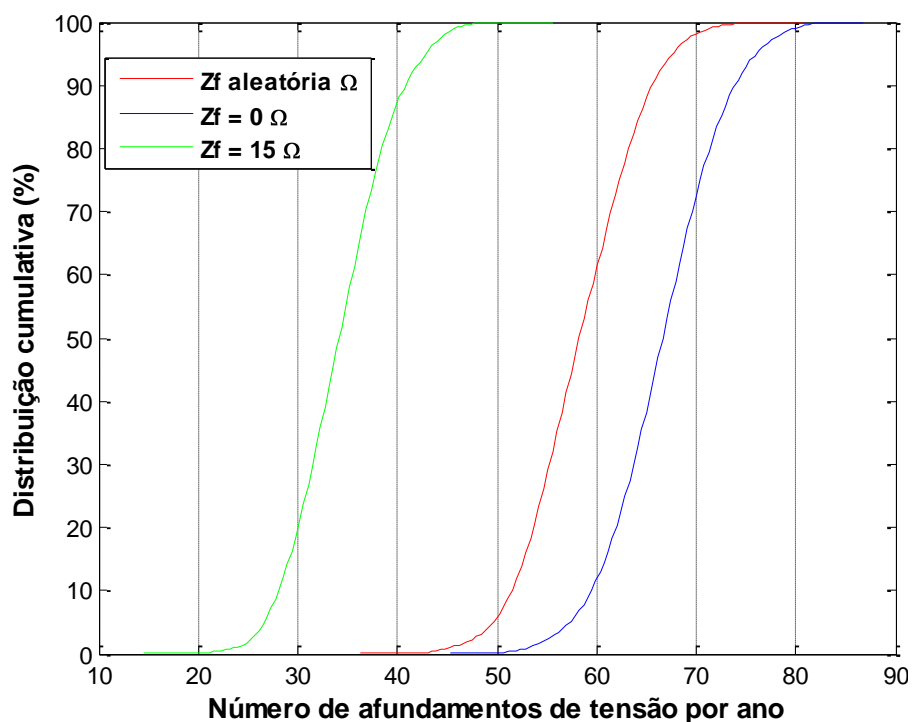


Figura 5.52: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0Ω , aleatória e 15Ω .

As figuras 5.53-5.55 mostram o comportamento das classes de afundamentos de tensão para impedâncias de falta iguais a 2, 5 e 10Ω .

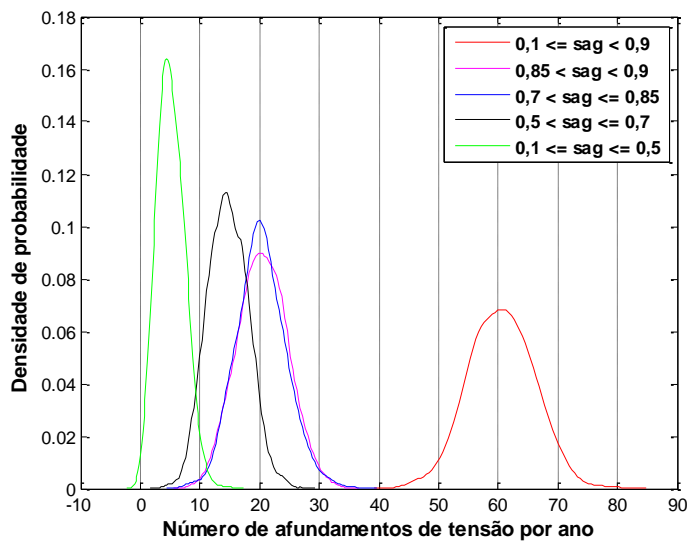


Figura 5.53: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 2Ω .

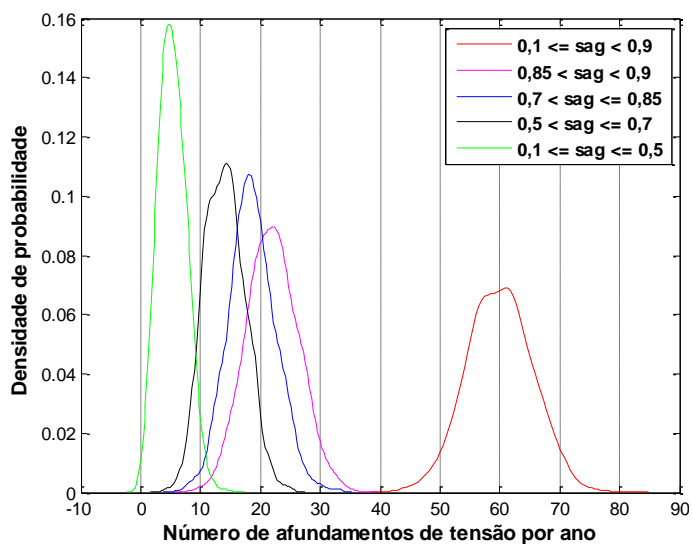


Figura 5.54: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 5Ω .

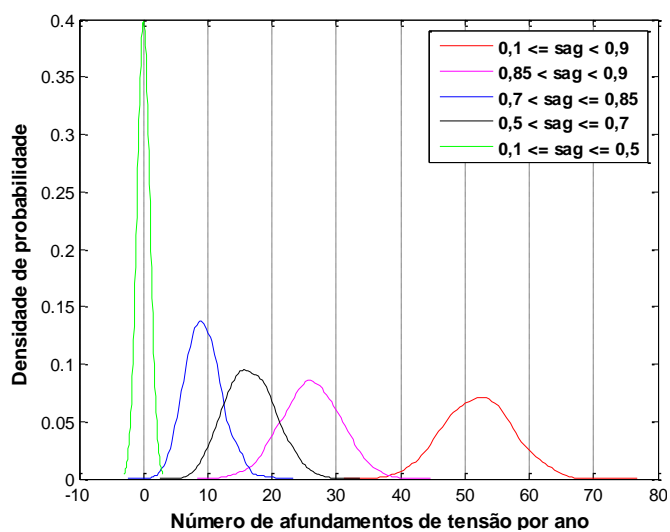


Figura 5.55: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 considerando a impedância de falta igual a 10Ω .

Comparando-se estas três últimas figuras conclui-se que à medida que a impedância de falta aumenta, o número de afundamentos médio na barra 9112 diminui, assim como os afundamentos mais frequentes são aqueles de maior magnitude, ou seja, menos severos.

Para finalizar o estudo e a análise do impacto da impedância de falta nos afundamentos de tensão, a tabela 5.3 faz uma comparação entre o número médio de afundamentos esperado por ano para cada barra, considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0 Ω , aleatória e 15 Ω .

Tabela 5.3: Número médio de afundamentos de tensão por ano de cada barra considerando-se as seguintes impedâncias de falta: 0 Ω , aleatória e 15 Ω .

Consumidor (Barra)	Número médio de afundamentos em função da impedância de falta		
	0 (Ω)	Aleatória (Ω)	15 (Ω)
A (9013)	66	64	54
B (9106)	65	63	53
C (9112)	67	59	35

Analisando a tabela 5.3 observa-se que a barra de maior nível de curto-circuito (isto é, 9112) é menos sensível aos afundamentos quando se considera a impedância de falta igual a 15 Ω . Já as tabelas 5.4, 5.5 e 5.6 possuem um objetivo mais amplo. Estas tabelas visam fornecer dados para análise do impacto da impedância de falta nos afundamentos de tensão de acordo com as classes de tensão dos afundamentos.

A tabela 5.4 mostra que quanto maior for a impedância de falta, menor será a quantidade de afundamentos com amplitude entre 0,5-0,7 p.u no consumidor A. Já as classes 0,7-0,85 e 0,85-0,9 p.u mostram que, para as impedâncias de 10 e 15 Ω , houve um aumento da quantidade de afundamentos menos severos. Por fim, a classe de afundamentos mais severos 0,1-0,5 teve um aumento na quantidade de afundamentos para a impedância de falta de até 5 Ω . Para as impedâncias de 0, 10 e 15 Ω não há afundamentos de tensão para a classe de 0,1-0,5 p.u.

Tabela 5.4: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9013 de acordo com a classe de tensão e impedância de falta.

BARRA 9013 – Consumidor A					
Zf (Ω)	0,1 - 0,5	0,5 - 0,7	0,7 - 0,85	0,85 - 0,9	0,1 - 0,9
0	0	21,335	30,469	14,16	65,677
aleatória	3,953	18,225	27,665	14,154	63,997
2	4,903	20,008	26,85	13,735	65,496
5	4,941	18,772	26,257	12,852	62,822
10	0	13,838	30,941	15,969	60,748
15	0	0,449	33,878	20,111	54,438

A tabela 5.5 mostra que, para a classe de 0,1-0,5 p.u, não existem afundamentos para 0, 10 e 15 Ω . Para a impedância de falta igual a 15 Ω , ocorre nas classes de 0,5-0,7 p.u uma grande redução do número de afundamentos. No entanto, a quantidade de afundamentos da classe de 0,85-0,9 p.u aumenta. Isto significa que os afundamentos mais severos tornam-se quase inexistentes, enquanto que os afundamentos menos severos tornam-se mais frequentes.

Tabela 5.5: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9106 de acordo com a classe de tensão e impedância de falta.

BARRA 9106 – Consumidor B					
Zf (Ω)	0,1 - 0,5	0,5 - 0,7	0,7 - 0,85	0,85 - 0,9	0,1 - 0,9
0	0	28,157	23,565	13,083	64,661
aleatória	4,039	22,582	22,421	13,997	63,039
2	5,272	23,281	22,122	13,771	64,446
5	4,261	23,683	21,777	12,641	62,362
10	0	23,441	19,681	17,23	60,352
15	0	1,818	32,035	19,36	53,213

Comparando-se as tabelas 5.5 e 5.4, observa-se que houve uma menor quantidade de afundamentos na barra do consumidor B. Uma das justificativas para isso é a topologia da rede e as taxas de faltas consideradas.

A tabela 5.6 mostra que para a classe de afundamentos com amplitude entre 0,1-0,5 p.u, o consumidor C é mais susceptível a afundamentos do que os outros consumidores em análise. Observando as outras classes de tensão, há uma considerável redução da quantidade de afundamentos; porém, se comparada com as tabelas 5.3 e 5.4, pode-se observar nas classes de afundamentos que o consumidor C é menos sensível do que os consumidores A e B. Com isso conclui-se que, mesmo o consumidor C sendo submetido a uma quantidade de afundamentos de tensão ligeiramente superior, essa quantidade média de afundamentos diminui de acordo com a impedância.

Tabela 5.6: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9112 de acordo com a classe de tensão e impedância de falta.

BARRA 9112 – Consumidor C					
Zf (Ω)	0,1 - 0,5	0,5 - 0,7	0,7 - 0,85	0,85 - 0,9	0,1 - 0,9
0	0	21,028	23,036	23,016	66,843
aleatória	4,105	14,457	18,934	21,07	58,566
2	5,093	14,658	20,294	20,5	60,545
5	5,288	14,037	18,642	22,007	59,974
10	0	16,631	9,337	26,062	52,03
15	0	2,346	19,569	12,593	34,508

Um aspecto interessante observado quando se compara as tabelas 5.4, 5.5 e 5.6 é a grande sensibilidade que a barra do consumidor C possui quando se considera nos estudos de afundamentos de tensão, valores de impedâncias de falta iguais a 10 e 15 Ω .

Para se ter uma idéia do quanto a impedância de falta pode variar a quantidade de afundamentos de tensão de acordo com cada classe, calculou-se a variação percentual entre o valor máximo e mínimo de afundamentos de tensão encontrados para as impedâncias de falta iguais a 0 e 15 Ω , respectivamente. Esta variação foi calculada de acordo com a equação 5.1 e tais valores são mostrados na tabela 5.7.

$$\Delta Nsag = \left(\frac{Nsag_{15\Omega} - Nsag_{0\Omega}}{Nsag_{0\Omega}} \right) 100 \quad (5.1)$$

Sendo:

$\Delta Nsag$ – Variação do número de afundamentos;

$Nsag_{0\Omega}$ – Número de afundamentos considerando impedância de falta igual a 0 Ω ;

$Nsag_{15\Omega}$ – Número de afundamentos considerando impedância de falta igual a 15

Ω .

Tabela 5.7: Variação entre o número de afundamentos de tensão para a barra 9112 considerando impedâncias de falta iguais a 0 Ω e 15 Ω .

Consumidor (Barra)	Variação (%) anual do número de afundamentos por classe				
	0,1-0,5	0,5-0,7	0,7-0,85	0,85-0,9	0,1-0,9
A (9013)	0	-97,895	11,188	42,027	-17,113
B (9106)	0	-93,543	35,943	47,978	-17,705
C (9112)	0	-88,8434	-15,0504	-45,2859	-48,3745

5.8 Considerações finais

Neste capítulo foi mostrado o impacto da impedância de falta em estudos de afundamentos de tensão. Foram feitos estudos quantitativos nas barras de três consumidores sensíveis a tais eventos. A impedância de falta foi considerada como sendo aleatória ou igual a 0, 2, 5, 10 ou 15 Ω .

Na análise do impacto da impedância de falta, foram considerados gráficos de tendência da média de afundamentos para um cenário de 1000 anos. Foram mostradas as curvas de densidade de probabilidade e de frequência cumulativa do número de afundamentos na barra de cada consumidor. As curvas de densidade também foram analisadas para cada classe de afundamento de tensão.

As principais conclusões acerca do impacto desta variável de influência em estudos de afundamentos, é que a quantidade média de afundamentos previstas em um consumidor aumenta, quando nas simulações de curto-circuitos, a impedância de falta é desconsiderada. Por outro lado, se a impedância de falta considerada for de valor elevado (i.e., 15Ω), a quantidade de afundamentos na barra monitorada irá diminuir muito. Portanto, se a impedância de falta for considerada de forma aleatória, os estudos de afundamentos podem fornecer dados quantitativos mais precisos.

6 IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

6.1 Considerações gerais

No Capítulo 3 foram citadas diferentes variáveis de influência que podem ser consideradas em estudos de afundamentos de tensão. No capítulo anterior foi mostrado o impacto da impedância de falta em tais afundamentos. Neste capítulo será visto o impacto da geração distribuída nestes afundamentos.

6.2 Metodologia de estudo

Para estudar o impacto da GD em afundamentos de tensão, foram consideradas somente faltas FT, por serem estas de maior frequência de ocorrência. A impedância de falta igual a zero foi escolhida a fim de evidenciar o impacto da GD. O sistema utilizado é o mesmo apresentado no capítulo anterior.

Foram simuladas 101 faltas em cada linha mostrada no sistema do capítulo anterior. Sabendo-se que o sistema em estudo possui 62 linhas, considerando os trechos de LT e de circuitos em 13,8 kV, foram simuladas para cada consumidor 6262 faltas. Isto gerou uma grande quantidade de dados, os quais foram manipulados através da ferramenta desenvolvida em MATLAB e descrita no capítulo anterior.

Para analisar o impacto da GD em tais consumidores, buscou-se utilizar uma tecnologia adequada ao tipo de consumidor.

6.3 Processamento da matriz de dados pelo MATLAB

Mostrar o impacto da GD nos estudos de afundamentos de tensão é o outro objetivo deste trabalho. Para tanto, foram considerados quatro níveis ou quantidades de GD em termos de sua potência nominal, próximo à barra de cada consumidor. Este estudo foi voltado para consumidores industriais, os quais são os mais sensíveis a afundamentos de tensão.

Diferentemente do caso da impedância de falta, onde a matriz de dados era composta por dados referentes aos cinco valores de impedância, no caso da GD e, para cada consumidor, foram gerados quatro arquivos. Isto foi necessário devido ao fato, de não haver a

possibilidade de identificar na matriz de dados, cada nível de GD. No caso da impedância de falta, os identificadores da mesma eram os dados das colunas de 4 a 6. Para a GD não existe um identificador.

O principal objetivo da ferramenta em MATLAB foi o de fazer o tratamento estatístico e estocástico dos dados. Este estudo consiste nas seguintes etapas:

- Escolhe-se a barra em que será feito o estudo;
- Escolhe-se o número de cenários ou anos de simulação;
- Obtém-se a quantidade de faltas previstas no sistema de acordo com a taxa de falta de cada linha que o compõe. De acordo com o capítulo anterior, o número de faltas previsto anualmente no sistema em estudo será de 113.
- Escolhe-se o nível ou quantidade de GD na barra escolhida;
- Sorteia-se, para cada ano de simulação, a linha sob falta (barras “DE” e “PARA”);
- Sorteia-se um número aleatório que irá representar a posição da falta. Se este número for não inteiro o programa arredonda para o número mais próximo, devido o passo mínimo utilizado no ANAFAS ser de 1%. Para o mesmo nível de GD, as linhas e posições de falta foram consideradas congeladas.
- Incrementa-se o número de cenários ou anos de simulação. Se o resultado for menor ou igual ao valor de anos inicialmente definido, o programa retorna ao passo anterior. Caso contrário, ele gera os dados de saída e termina sua execução.

A quantidade de afundamentos por ano é o número de vezes em que o valor registrado estiver entre 0,1 e 0,9 p.u. Em um determinado número de anos a média de afundamentos é dada pela equação 5.1, mostrada no capítulo anterior. Esta equação é utilizada pelo programa para a plotagem da curva de tendência da quantidade média de afundamentos de tensão esperados em uma determinada barra.

Para os consumidores industriais a tecnologia utilizada foi baseada em geradores síncronos (i.e grupo motor gerador, microturbinas, etc). Foram simuladas quatro quantidades de GD conectadas no lado da alta do transformador do consumidor. As quantidades de GD foram 0, 1000, 2250 e 4500 kVA. Estes valores estão de acordo com os Procedimentos de Distribuição da ANEEL, que mostra as quantidades aceitáveis de GD, de acordo com o nível de tensão da rede [95]. O modelo de gerador síncrono “fonte de tensão atrás de uma reatância”, foi utilizado para a modelagem das unidades de geração distribuída. Utilizou-se uma

unidade de GD padrão [108] e, com base nesta, encontrou-se os dados da reatância transitória das unidades de GD utilizadas neste trabalho. A referência [76] mostra que, para estudos do impacto da GD na amplitude dos afundamentos de tensão, quando estas fontes são modeladas pelas reatâncias transitórias (X') e subtransitória (X''), há uma diferença mínima na magnitude de tais afundamentos. Portanto, optou-se neste trabalho por modelar as fontes de GD pela reatância transitória. Os dados da GD padrão são mostrados na tabela 6.1 [108].

Tabela 6.1: Dados técnicos da GD padrão.

Potência nominal (MVA)	9
Tensão nominal (kV)	6,9
Reatância transitória, X' (p.u %)	40,8
Reatância subtransitória, X'' (p.u %)	32,9

Os dados da GD padrão nas bases de 100 MVA e 13,8 kV foram encontrados de acordo com a equação 6.1 [81], [82].

$$V_{p.u(nova)} = V_{p.u(dada)} \left(\frac{kV_{BASE(dada)}}{kV_{BASE(nova)}} \right)^2 \left(\frac{S_{BASE(nova)}}{S_{BASE(dada)}} \right) \quad (6.1)$$

A tabela 6.2 mostra a reatância da GD padrão nas bases de 100 MVA e 13,8 kV. Outros valores de GD foram obtidos multiplicando-se este valor de reatância base por um fator multiplicativo inversamente proporcional à potência da unidade de GD, conforme utilizado em [76], [77], ou seja: para as GD de 1000, 2250 e 4500 kVA, a reatância padrão foi multiplicada pelas constantes de 9, 4 e 2 respectivamente. Já a reatância de sequência zero do gerador base, foi obtida de acordo com a aproximação prática de assumir que esta reatância, no caso de uma máquina síncrona, está entre $0,15X''$ e $0,6X''$ [82].

Tabela 6.2: Reatâncias transitórias das fontes baseadas na GD padrão.

S_{BASE} (kVA)	9000 (GD padrão)	1000	2250	4500
V_{BASE} (kV)	13,8	13,8	13,8	13,8
X' (p.u %)	113,33	1020	453,32	226,67
X_0 (p.u %)	50	450	200	100

6.4 Número médio de afundamentos na barra do consumidor B - BARRA 9106

6.4.1 Número médio de afundamentos considerando GD = 0 kVA

Por inspeção nas figuras 6.1 e 6.2 observa-se que o número médio anual de afundamentos de tensão, quando não há GD próximo à barra do consumidor, é de aproximadamente 65. A figura 6.3 mostra a quantidade de afundamentos de acordo com cada classe de tensão.

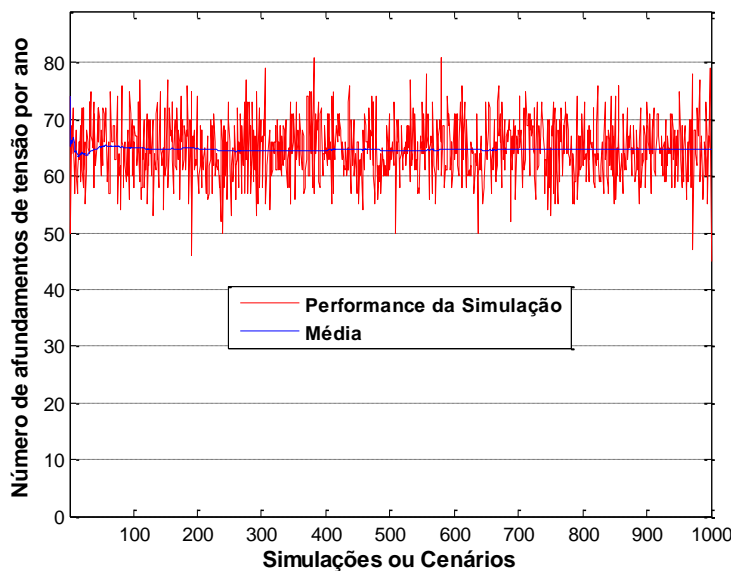


Figura 6.1: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 0 kVA.

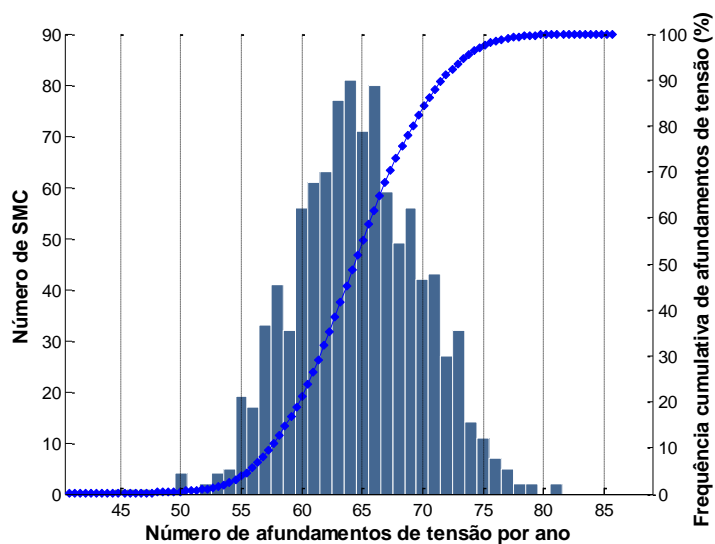


Figura 6.2: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 0 kVA.

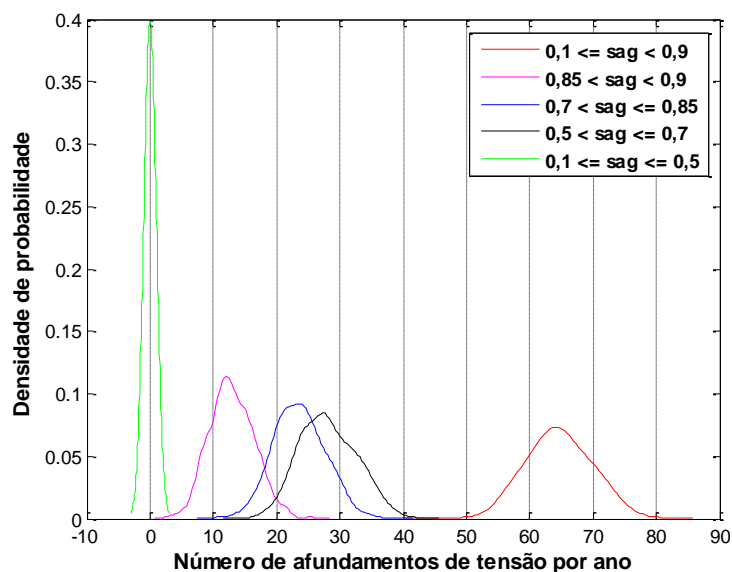


Figura 6.3: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 com GD = 0 kVA.

6.4.2 Número médio de afundamentos considerando GD = 1000 kVA

Quando o nível de GD, próximo ao consumidor, passa de 0 para 1000 kVA, a quantidade de afundamentos diminui de 65 para aproximadamente 59, conforme mostrado na figura 6.4.

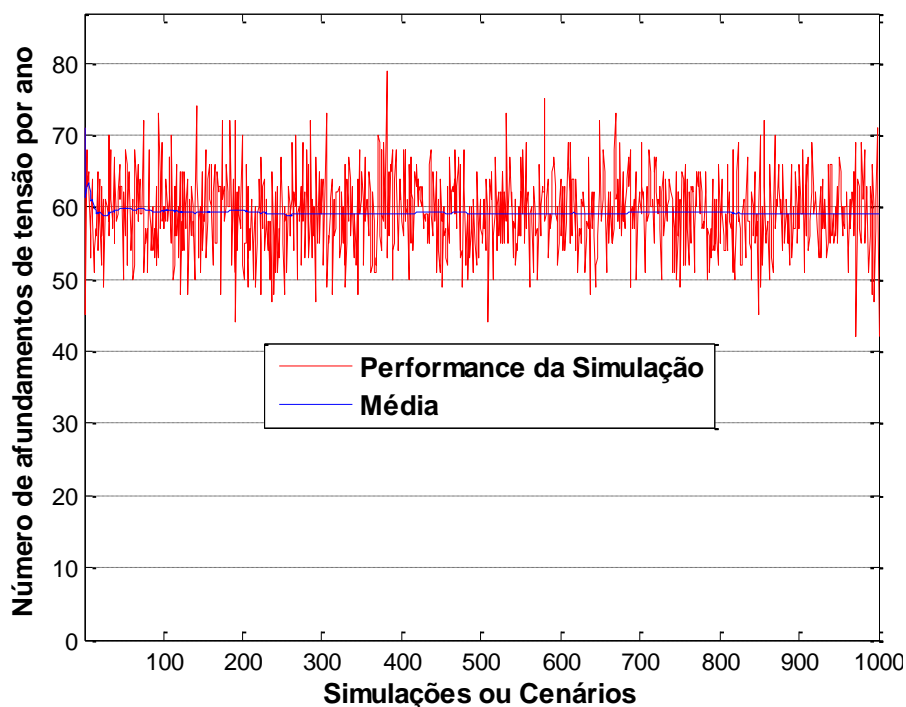


Figura 6.4: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 1000 kVA.

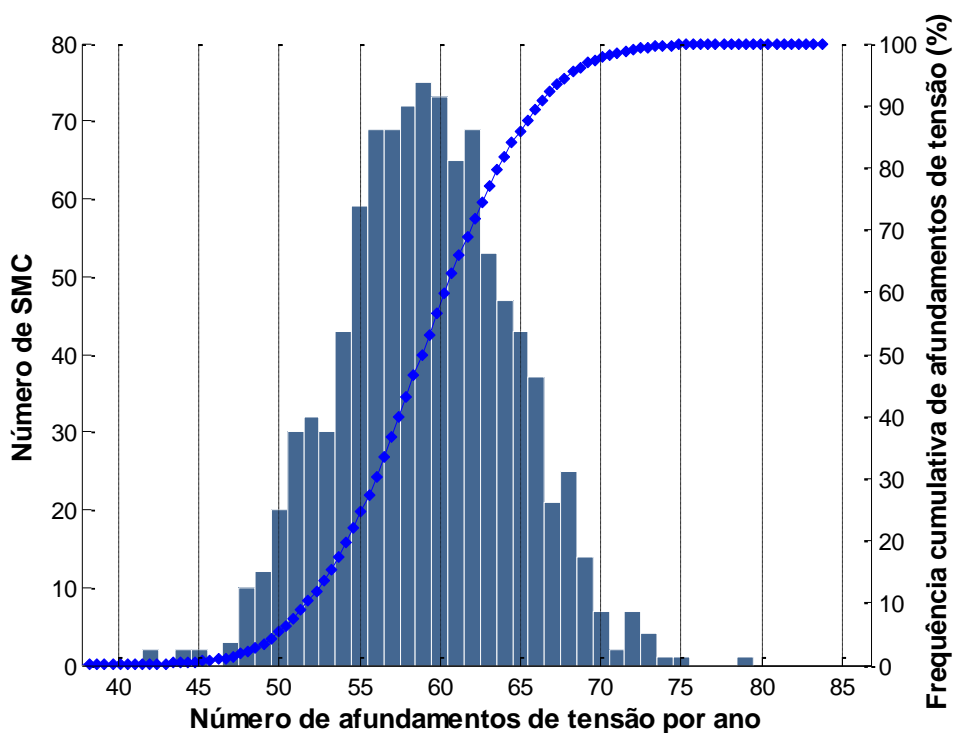


Figura 6.5: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 1000 kVA.

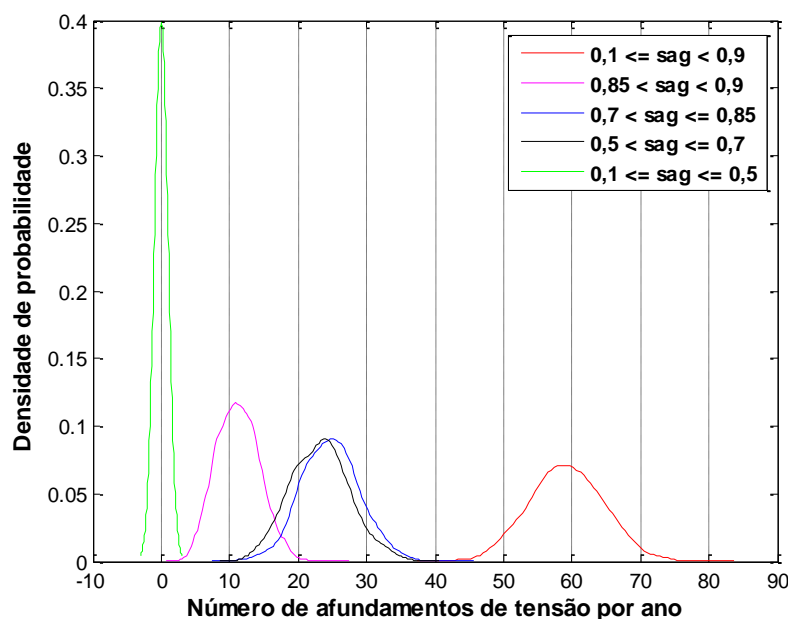


Figura 6.6: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 com GD = 1000 kVA.

A figura 6.6 mostra uma redução no número de afundamentos de tensão esperados na barra do consumidor B. Esta figura também mostra que há uma redução na quantidade dos afundamentos com amplitude entre 0,5-0,7 p.u e um aumento na quantidade de afundamentos com amplitude entre 0,7 e 0,85 p.u.

6.4.3 Número médio de afundamentos considerando GD = 2250 kVA

Para um nível de GD igual a 2250 kVA o número de afundamentos médio por ano, de acordo com a figura 6.7, reduziu para aproximadamente 53.

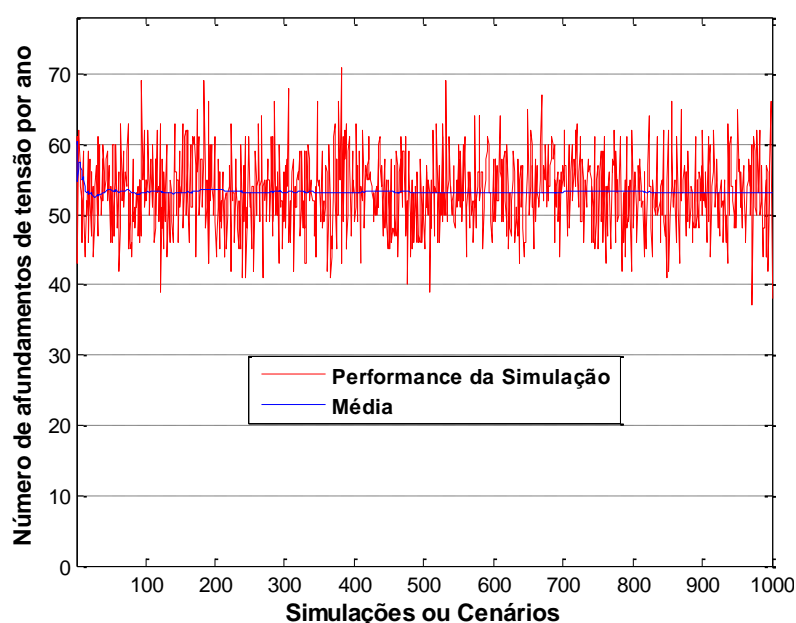


Figura 6.7: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 2250 kVA.

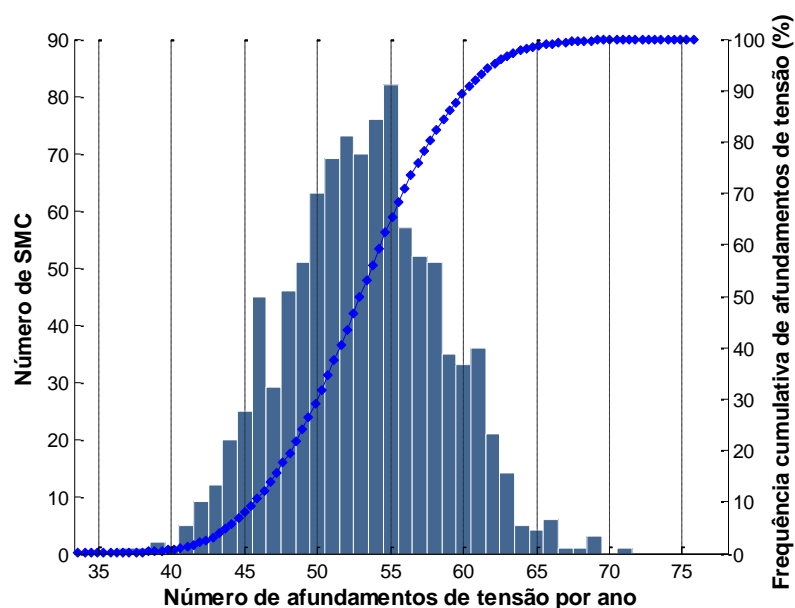


Figura 6.8: Número médio e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 2250 kVA.

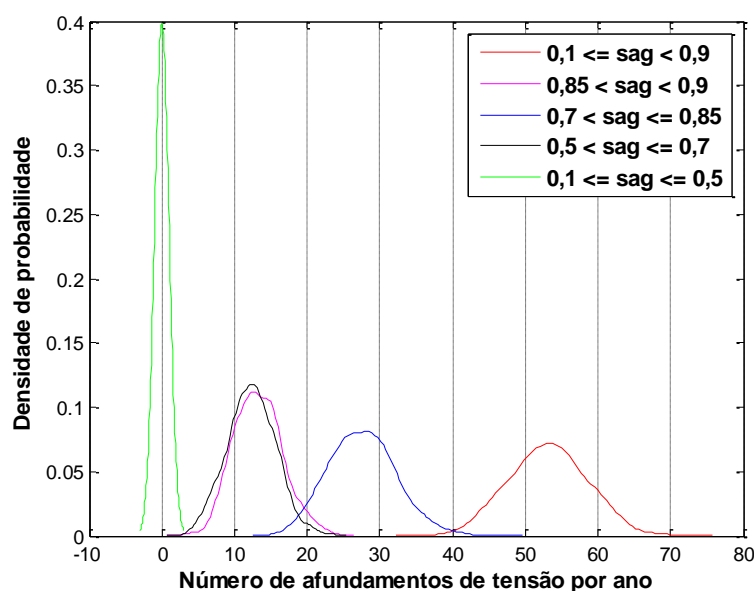


Figura 6.9: Densidade de probabilidades das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 com GD = 2250 kVA.

A figura 6.9 mostra de forma expressiva que os afundamentos com amplitude entre 0,5 e 0,7 p.u diminuem enquanto que os afundamentos menos severos tornam-se mais frequentes na barra do consumidor B.

6.4.4 Número médio de afundamentos considerando GD = 4500 kVA

As figuras 6.10-6.12 mostram que, aumentando-se a GD próximo a barra 9106 para 4500 kVA, há uma redução expressiva na quantidade de afundamentos de tensão na barra do consumidor (43). Com relação às classes de tensão, mostradas na figura 6.12, nota-se que há uma redução considerável na quantidade de afundamentos em todas as classes de tensão.

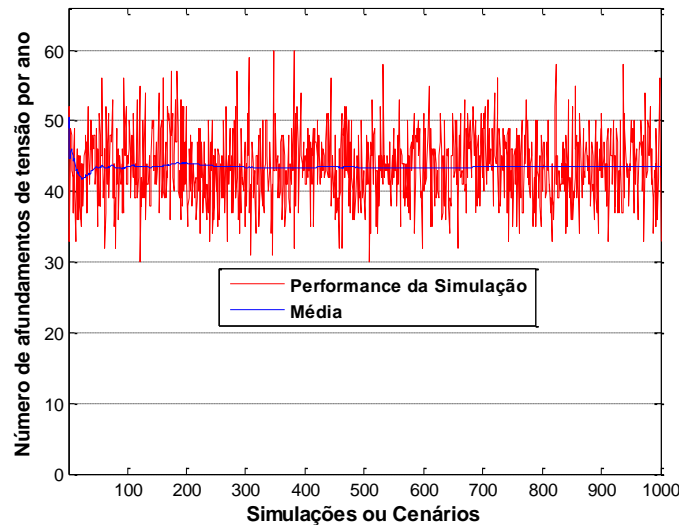


Figura 6.10: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9106 com GD = 4500 kVA.

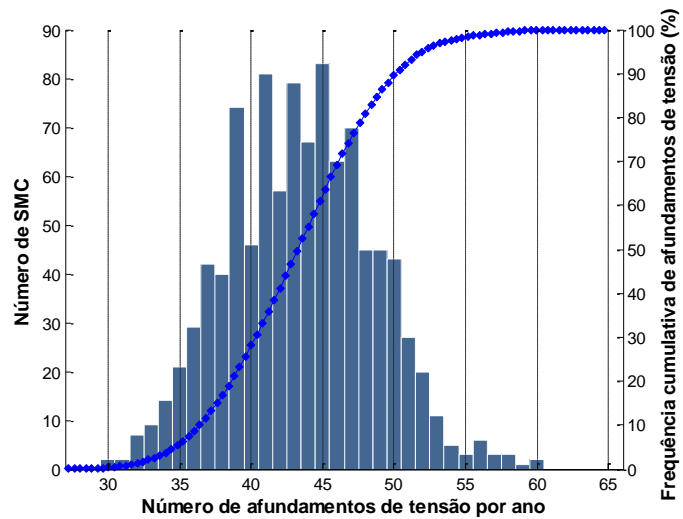


Figura 6.11: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos para a barra 9106 com GD = 4500 kVA.

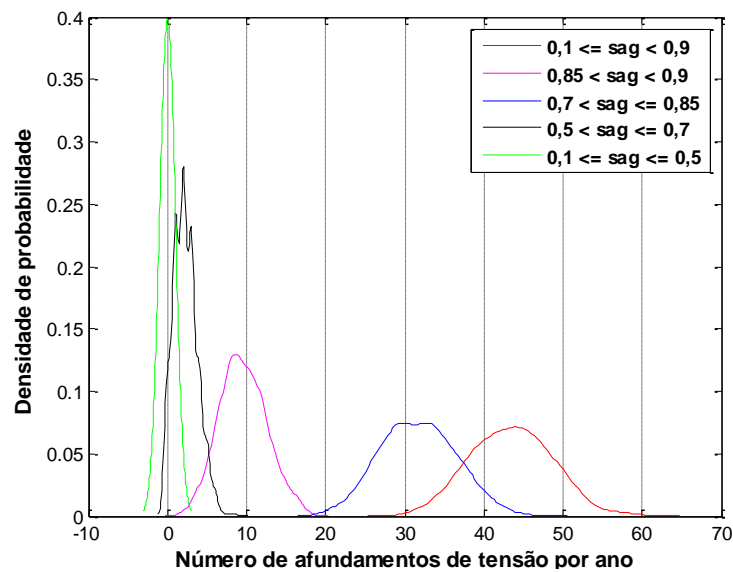


Figura 6.12: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9106 com GD = 4500 kVA.

As figuras 6.13 e 6.14 mostram a densidade de probabilidade e a frequência cumulativa de afundamentos para os diferentes níveis de geração adotados. De acordo com essas figuras a GD que causou maior redução da quantidade de afundamentos foi a de 4500 kVA. Porém, vale ressaltar que, mesmo as outras quantidades de GD tendo causado um menor impacto na quantidade total de afundamentos, elas tiveram influência direta na minimização dos afundamentos mais severos.

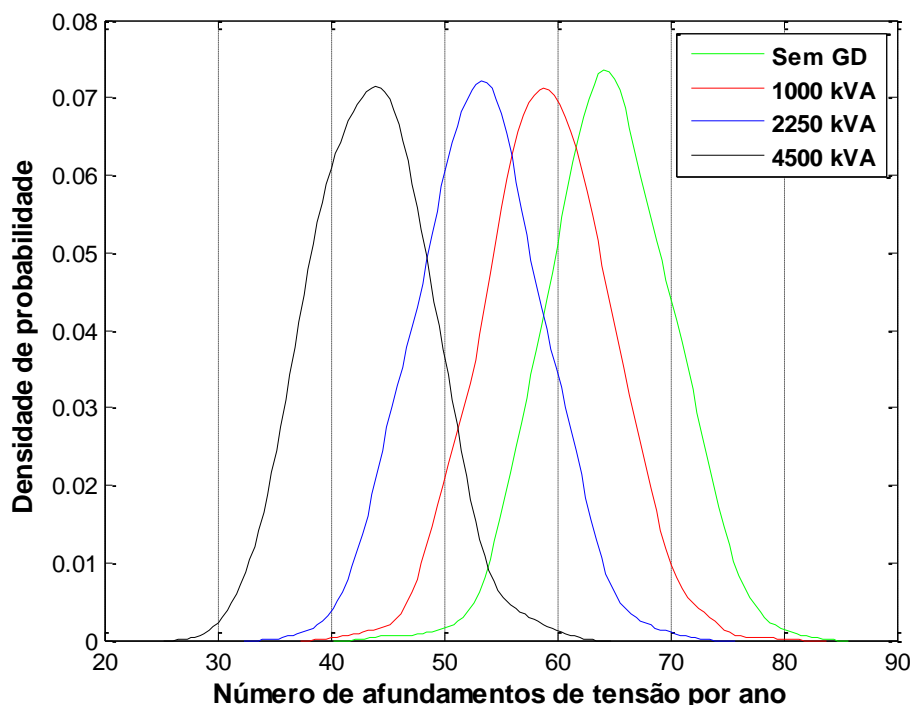


Figura 6.13: Densidade de probabilidade de afundamentos de tensão na barra 9106 para diferentes níveis de GD.

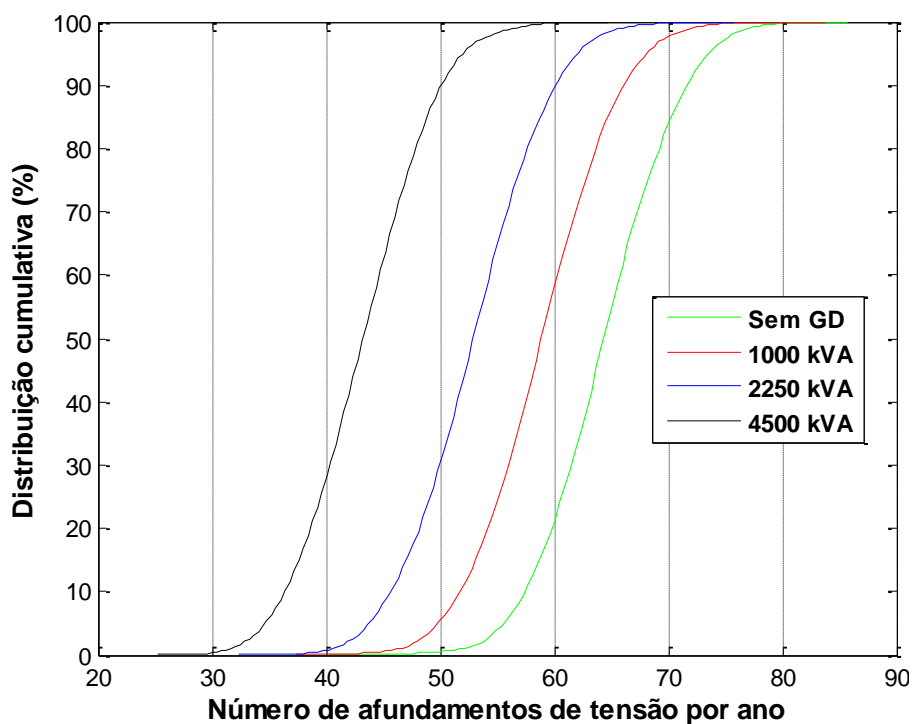


Figura 6.14: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9106 para diferentes níveis de GD.

As figuras, 6.13 e 6.14 mostram que a maior quantidade de afundamentos de tensão esperadas para a barra do consumidor B ocorre quando o nível de geração na barra do mesmo é zero. Entretanto, a quantidade mínima de afundamentos ocorre quando a quantidade de GD na barra é máxima.

6.5 Número médio de afundamentos na barra do consumidor C - BARRA 9112

6.5.1 Número médio de afundamentos considerando GD = 0 kVA

A barra 9112, de acordo com as figuras 6.15-6.17, será submetida a aproximadamente 67 afundamentos de tensão quando nenhuma GD for inserida próxima a mesma.

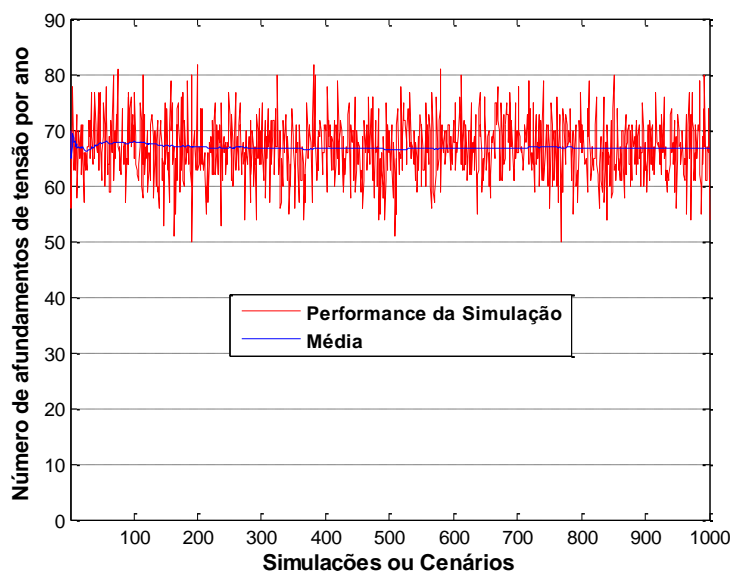


Figura 6.15: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 0 kVA.

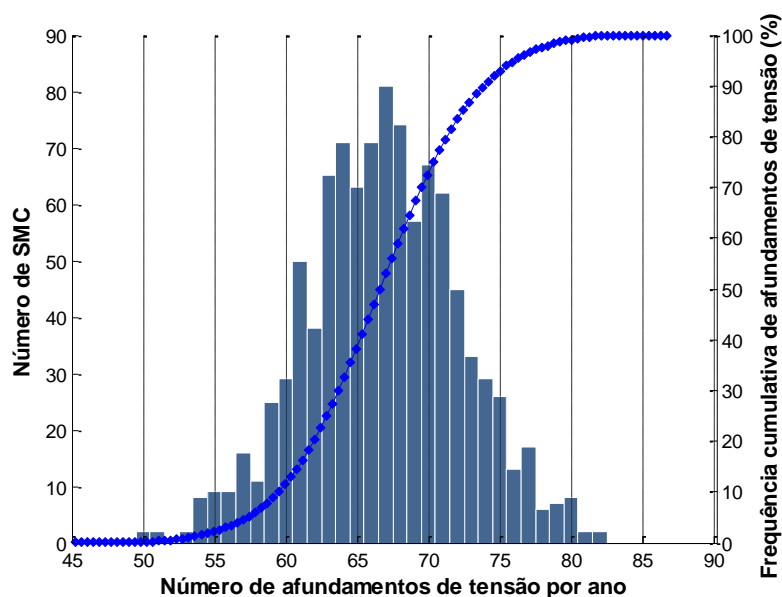


Figura 6.16: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 0 kVA.

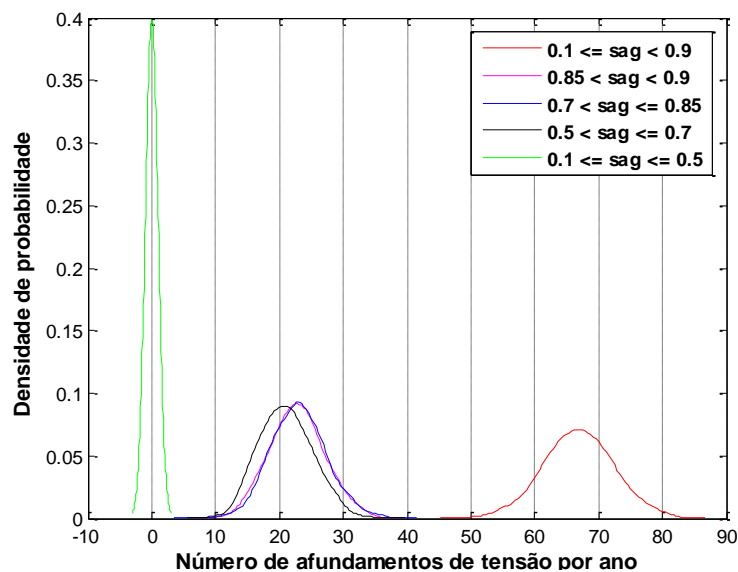


Figura 6.17: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 com GD = 0 kVA.

A figura 6.17 mostra que os afundamentos mais frequentes nesta barra serão aqueles com amplitude entre 0,7 e 0,9 p.u

6.5.2 Número médio de afundamentos considerando GD = 1000 kVA

Quando se insere uma GD de 1000 kVA próximo a barra do consumidor, a performance de afundamentos de tensão para a barra, muda de acordo com as figuras 6.18-6.20. Nestas figuras é mostrado que com essa quantidade de GD o número médio de afundamentos esperado em um ano será de aproximadamente 59.

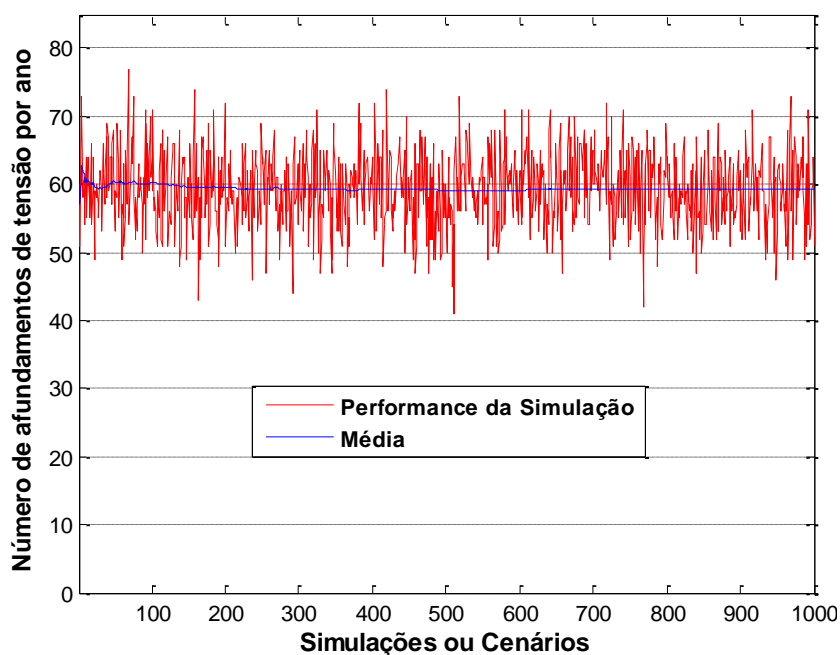


Figura 6.18: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 1000 kVA.

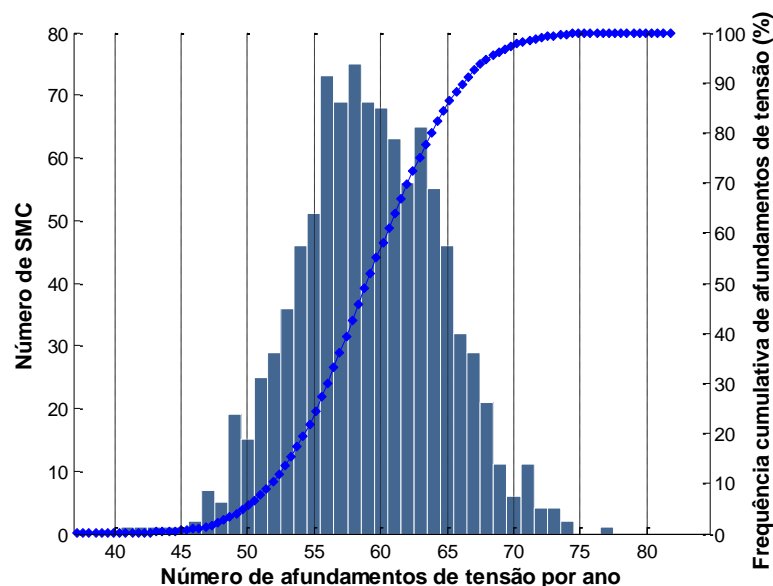


Figura 6.19: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 1000 kVA.

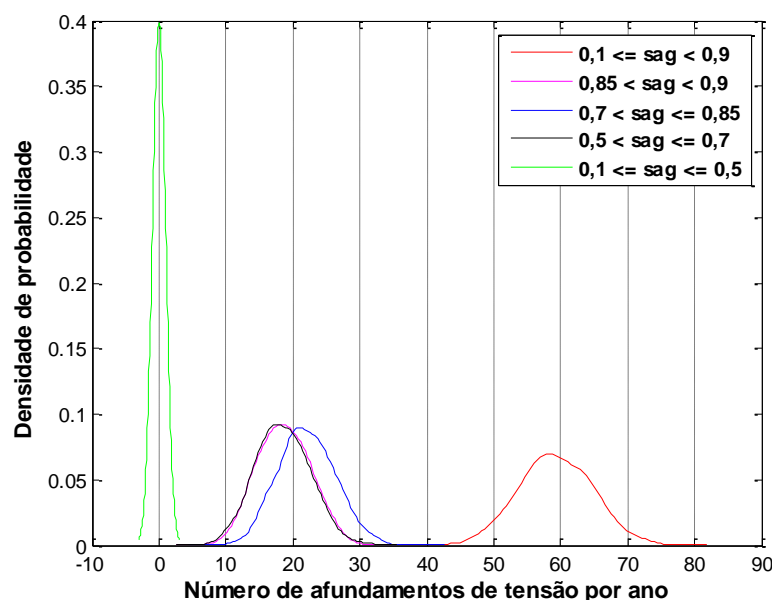


Figura 6.20: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 com GD = 1000 kVA.

Além de diminuir a quantidade de afundamentos de tensão, os afundamentos com magnitude entre 0,7-0,85 p.u tornam-se mais predominantes. Outro aspecto interessante é a diminuição da quantidade de afundamentos com amplitudes entre 0,5 e 0,7 p.u.

6.5.3 Número médio de afundamentos considerando GD = 2250 kVA

Para o caso em que a fonte de GD nesta barra é de 2250 kVA a quantidade de afundamentos de tensão prevista anualmente cai para aproximadamente 53. Estes resultados são mostrados nas figuras 6.21-6.22.

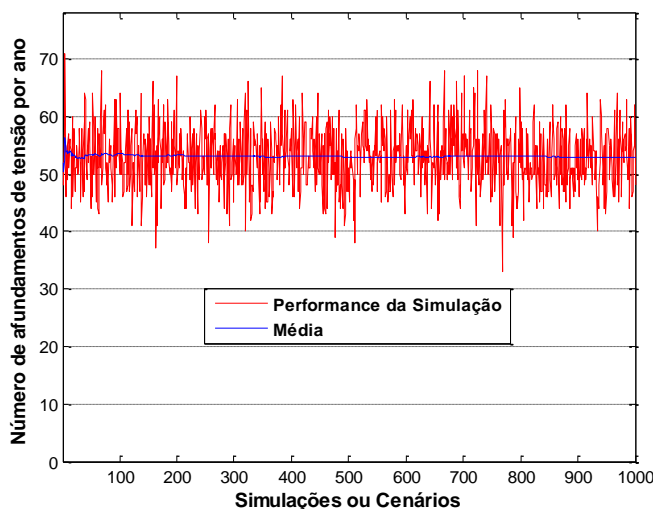


Figura 6.21: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 2250 kVA.

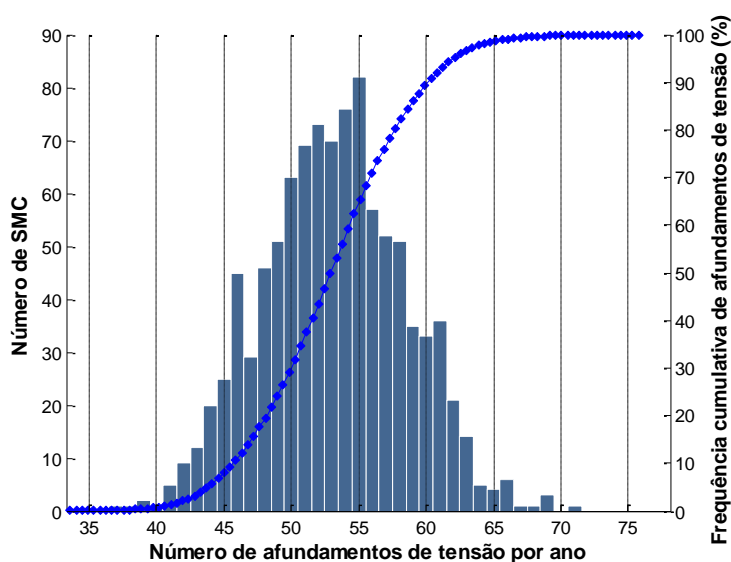


Figura 6.22: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 2250 kVA.

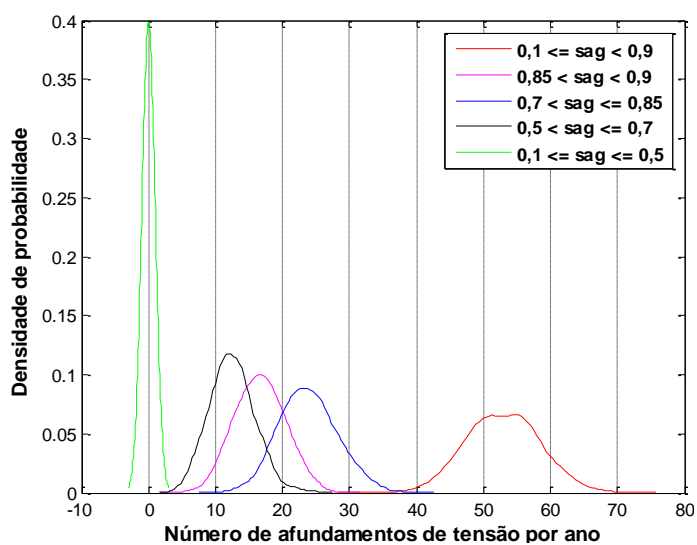


Figura 6.23: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 com GD = 2250 kVA.

As curvas de densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão são mostradas na figura 6.23. Pode-se observar que houve uma diminuição da quantidade de afundamentos, principalmente aqueles mais severos pertencentes à classe 0,5-0,7 p.u.

6.5.4 Número médio de afundamentos considerando GD = 4500 kVA

Inserindo-se uma fonte de 4500 kVA próxima a barra 9112 o número de afundamentos médio esperados em um ano cai para aproximadamente 43, conforme mostrado nas figuras 6.24-6.26. Comparando-se esse número com a quantidade de afundamentos prevista para o consumidor quando não há fonte de GD conectada próximo ao mesmo (67), ocorre uma diferença de 24 afundamentos.

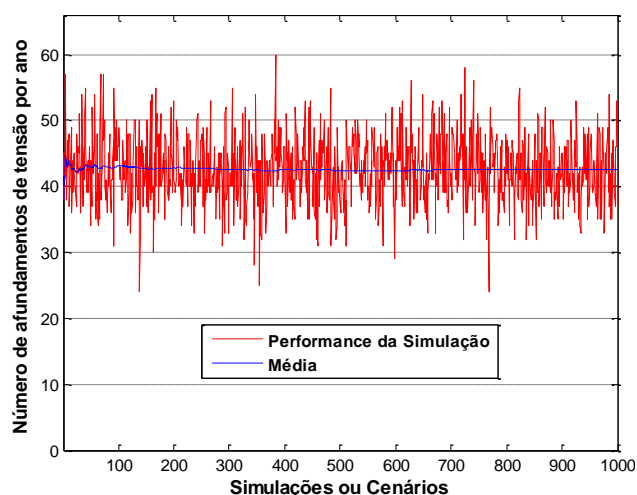


Figura 6.24: Performance da simulação e média de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 4500 kVA.

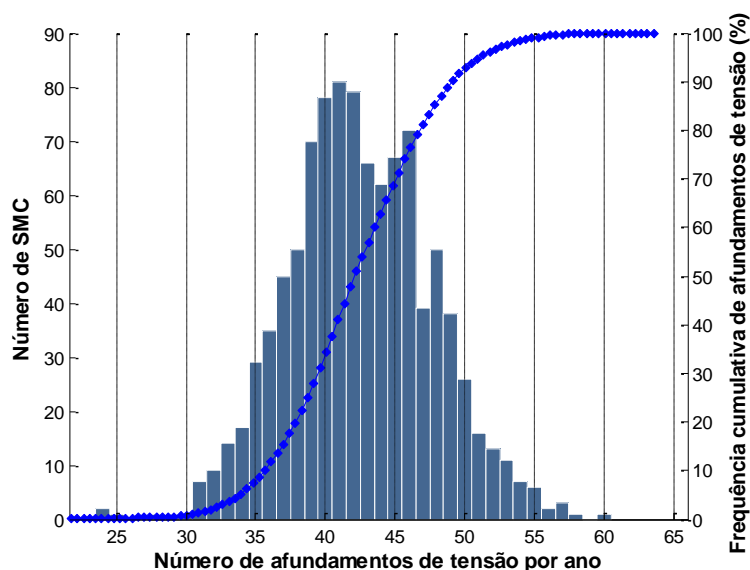


Figura 6.25: Distribuição de frequência e frequência cumulativa de afundamentos de tensão para a barra 9112 com GD = 4500 kVA.

Os resultados mostrados nas figuras 6.24 e 6.25 significam que anualmente, se a fonte estiver conectada próxima ao sistema do consumidor, no momento de ocorrência das faltas, o número de afundamentos será reduzido em 24, o que é um valor considerável quando se trata de custos com problemas de QEE, em específico os afundamentos de tensão.

A figura 6.26 mostra que, os afundamentos mais severos com amplitudes entre 0,1 e 0,5 p.u não ocorrem na barra do consumidor. Outra observação é a diminuição dos afundamentos com amplitude entre 0,5-0,7 e 0,85-0,9 p.u. A quantidade dos afundamentos de amplitude entre 0,7 e 0,85 p.u, permaneceu quase inalterada.

As figuras 6.27 e 6.28 fazem uma comparação entre o número de afundamentos previstos anualmente para diferentes quantidades de GD próximo a barra do consumidor. Da mesma forma que para o outro consumidor, a quantidade mínima de afundamentos de tensão ocorre quando a quantidade de GD próxima ao consumidor é máxima. Por outro lado, a quantidade de afundamentos é máxima quando a quantidade de GD é mínima, ou seja, quando nenhuma fonte de GD é conectada próximo a barra do cliente.

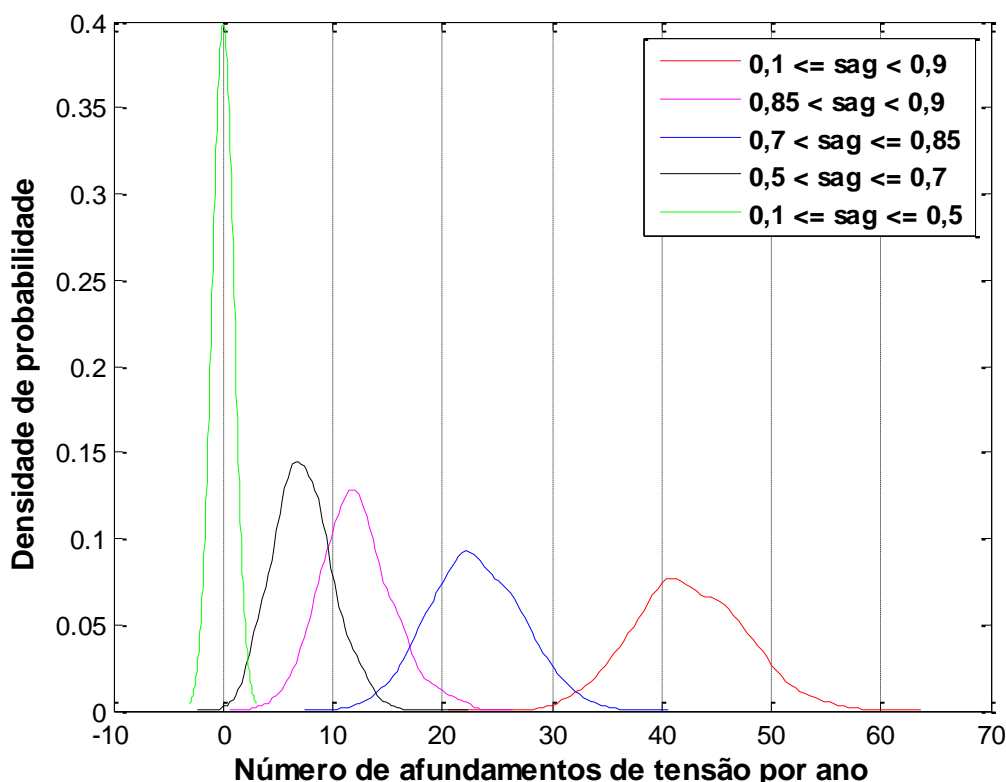


Figura 6.26: Densidade de probabilidade das classes de afundamentos de tensão na barra 9112 com GD = 4500 kVA.

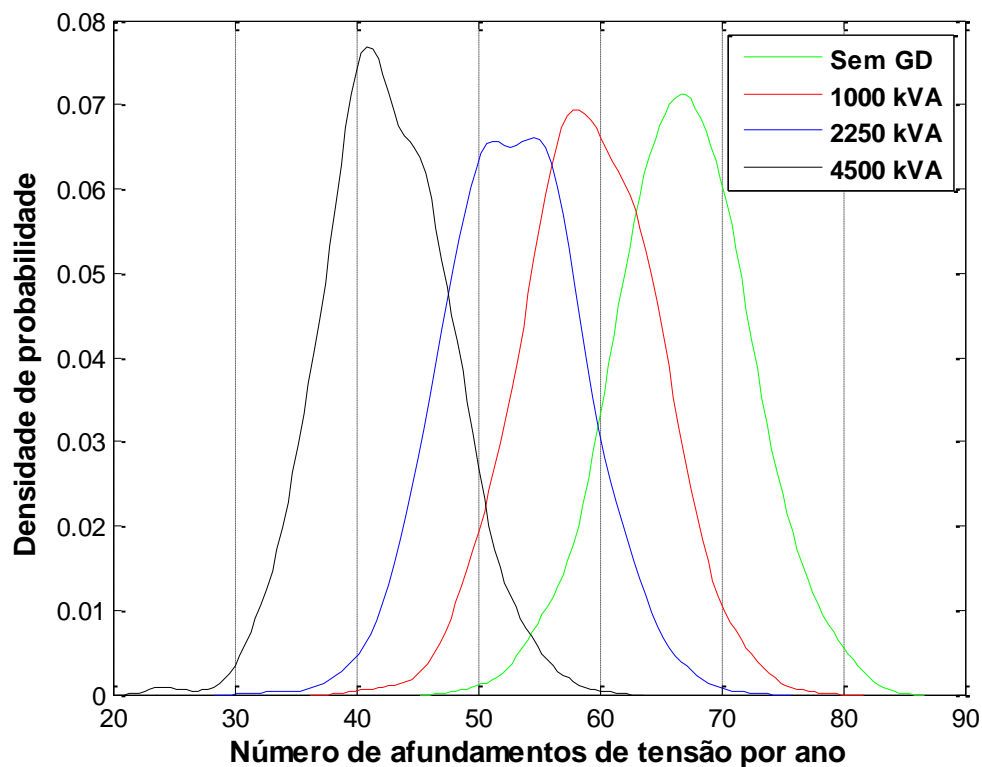


Figura 6.27: Densidade de probabilidade de afundamentos de tensão na barra 9112 para diferentes níveis de GD.

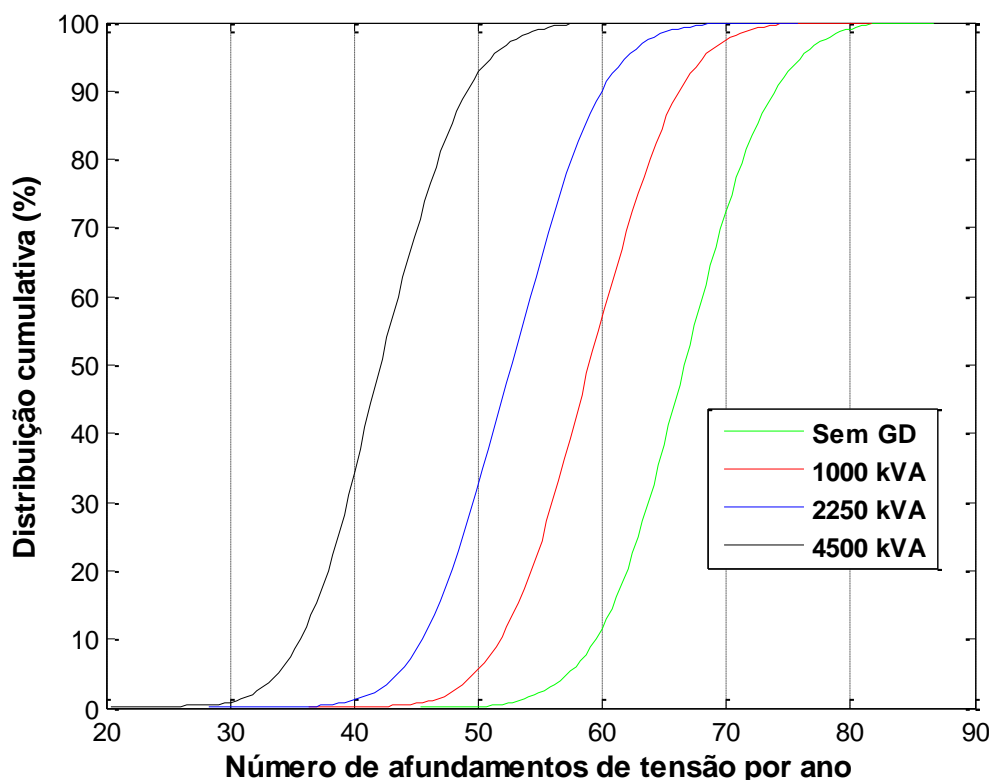


Figura 6.28: Distribuição cumulativa de afundamentos de tensão na barra 9112 para diferentes níveis de GD.

Visando realizar uma análise comparativa do número de afundamentos médio, de acordo com o nível de GD próximo a barra do consumidor, a tabela 6.3 mostra para cada barra e cada nível de GD, o número esperado de afundamentos de tensão em um ano.

Tabela 6.3: Número médio de afundamentos de tensão por ano das barras utilizando os seguintes níveis de GD: 0, 1000, 2250 e 4500 kVA.

GD (kVA)	0	1000	2250	4500
9106	65	59	53	43
9112	67	59	53	43

A tabela 6.3 mostra que as duas barras serão submetidas a aproximadamente a mesma quantidade de afundamentos.

O impacto da GD na quantidade de afundamentos como um todo, conforme mostrado na tabela 6.3, não fornece com exatidão a influência de tais fontes na amplitude e, conseqüentemente, na severidade de tais eventos. Portanto, as tabelas 6.4 e 6.5, mostram também o impacto da GD nas classes de afundamentos de tensão, para os consumidores B e C.

Tabela 6.4: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9106 de acordo com a classe de tensão.

BARRA 9106 – Consumidor B					
kVA	0,1-0,5	0,5-0,7	0,7-0,85	0,85-0,9	0,1-0,9
0	0	28,1517	23,565	12,939	64,661
1000	0	23,198	24,734	11,224	59,156
2250	0	12,319	27,582	13,253	53,154
4500	0	2,263	31,679	9,549	43,491

O consumidor C está conectado em um ponto de maior nível de curto-circuito quando comparado ao outro consumidor. O impacto da GD na amplitude dos afundamentos de tensão prevista para a barra 9112 por ano é dada pela tabela 6.5.

Tabela 6.5: Número médio de afundamentos de tensão por ano para a barra 9112 de acordo com a classe de tensão.

BARRA 9112 – Consumidor C					
kVA	0,1-0,5	0,5-0,7	0,7-0,85	0,85-0,9	0,1-0,9
0	0	21,028	23,036	22,779	66,843
1000	0	18,481	22,097	18,649	59,227
2250	0	12,468	23,831	16,627	52,926
4500	0	7,275	23,023	12,208	42,506

Com relação à quantidade de afundamentos de tensão prevista para a barra 9112 em um ano, a tabela 6.5 mostra, assim como no caso anterior, que com o aumento da GD próxima ao consumidor, ocorre uma redução na quantidade média e severidade de afundamentos de tensão prevista para a barra do mesmo.

A tabela 6.6 sintetiza as variações das quantidades de afundamentos de acordo com as classes de tensão para o valor máximo e mínimo de geração distribuída para as barras 9106 e 9112, esta variação foi obtida de acordo com a equação 6.1.

$$\Delta N_{sag} = \left(\frac{N_{sag_{4500kVA}} - N_{sag_{0kVA}}}{N_{sag_{0kVA}}} \right) 100 \quad (6.1)$$

Sendo:

ΔN_{sag} – Variação do número de afundamentos;

$N_{sag_{0kVA}}$ – Número de afundamentos considerando GD = 0 kVA;

$N_{sag_{4500kVA}}$ – Número de afundamentos considerando GD = 4500 kVA.

Tabela 6.6: Variação entre o número de afundamentos de tensão previstos para as barras 9106 e 9112 considerando os seguintes níveis de GD: 0 e 4500 kVA.

BARRAS	Variação (%) anual do número de afundamentos por classe				
	0,1-0,5	0,5-0,7	0,7-0,85	0,85-0,9	0,1-0,9
9106	0	-91,96	34,43	-26,20	-32,74
9112	0	-65,40	-0,06	-46,41	-36,41

A tabela 6.6 mostra que, para a barra 9106, a variação da quantidade de afundamentos de tensão para máxima e mínima quantidade de GD, conforme mostra a coluna 6, é de aproximadamente -32,74%. No entanto, a variação dos afundamentos classificados de acordo com a classe 0,5-0,7 foi de aproximadamente -91,96%. A quantidade de afundamentos com amplitude entre 0,7-0,85 p.u, para os valores máximos e mínimos de GD, teve um aumento de aproximadamente 34,43%. Por fim os afundamentos menos severos, representados pela classe 0,85-0,9 p.u tiveram uma redução de aproximadamente 26,20%. Nesta tabela, é mostrado que a barra de menor nível de curto-circuito sofre maior variação do número de afundamentos anual com amplitude entre 0,5 e 0,7 p.u, e, portanto, é mais sensível ao aumento da quantidade de GD inserida próxima a barra. Isto pode ser explicado pela topologia da rede, pelas taxas de falta adotada para as linhas, e o menor nível de curto-circuito da barra.

De acordo com a tabela 6.6, a variação da quantidade de afundamentos de tensão na barra 9112, para máxima e mínima quantidade de GD, conforme mostra a coluna 6, é de aproximadamente -36,41%. Para a classe 0,1-0,5 p.u, não houve variação. A variação dos afundamentos com amplitude entre 0,5-0,7 p.u foi de aproximadamente -65,4%. A quantidade de afundamentos com amplitude entre 0,7-0,85 p.u, para os valores máximos e mínimos de

GD, teve uma redução de aproximadamente 0,06%. Os afundamentos menos severos, representados pela classe 0,85-0,9 p.u reduziram a sua ocorrência em aproximadamente 46,41%. Comparando este caso com o caso anterior, observa-se que a barra do consumidor B, de menor nível de curto-circuito, é mais sensível às fontes de GD. Além disso, as tabelas 6.4 e 6.5, mostram que a barra do consumidor C é submetida a uma maior quantidade de afundamentos menos severos. Uma justificativa para isso é a localização do consumidor C no sistema. Consumidores localizados em sistemas mais malhados tendem a estar submetidos a uma maior quantidade de afundamentos de menor severidade [24].

7 CONCLUSÕES DO TRABALHO

Este trabalho aborda o impacto de duas variáveis de influência em estudos quantitativos de afundamentos de tensão. São elas a impedância de falta e o nível de geração distribuída próximo à barra do consumidor.

Com relação ao impacto da impedância de falta, observou-se que, de acordo com o valor considerado, ocorre uma variação da quantidade de afundamentos previstos na barra do consumidor. Se o valor considerado para a impedância for muito baixo (i.e., 0Ω), irá ocorrer uma sobreestimação do número e amplitude de afundamentos na barra de interesse. No entanto, se o valor considerado for considerado muito alto (i.e., 15Ω), irá ocorrer uma subestimação do número esperado e amplitude de afundamentos na barra de interesse.

Todos os resultados que mostram o impacto da impedância de falta em estudos quantitativos de afundamentos foram baseados em curvas de tendência, densidade de probabilidade e frequência cumulativa dos afundamentos de tensão. Visando obter o impacto da impedância de falta na severidade dos afundamentos de tensão, também foi obtida, para cada classe de afundamento, a curva densidade de probabilidade.

Conforme mostrado no estudo, se a impedância de falta for considerada de forma aleatória, o número de afundamentos na barra de interesse fica entre um valor máximo e um valor mínimo. Então, considerando-se que a impedância de falta não é totalmente desprezível (0Ω), e que também não irá possuir um valor muito elevado (15Ω), pode-se dizer que o fato de se considerar a impedância de falta de forma aleatória torna o estudo mais real e preciso.

O estudo feito foi baseado nas curvas de densidade de probabilidade e frequência cumulativa de afundamentos de tensão. Mostrou-se que, considerando a impedância de falta de forma aleatória, a frequência cumulativa fica entre duas curvas, que representam os valores máximo (0Ω) e mínimo (15Ω) do número de afundamentos de tensão esperados anualmente na barra do consumidor.

Considerando o valor máximo da impedância de falta, há uma redução do número total de afundamentos para os três consumidores. Com relação às classes de afundamentos, as curvas de densidade de probabilidade mostraram que, de acordo com a impedância de falta, tais curvas deslocaram-se para a direita (aumentando o número de afundamentos da classe de tensão) ou para a esquerda (diminuindo o número de afundamentos da classe de tensão). De um modo geral, o aumento da impedância de falta, ocasiona uma redução dos afundamentos mais severos e um aumento dos afundamentos menos severos.

No capítulo 6 é mostrado o impacto da potência nominal da geração distribuída na quantidade de afundamentos na barra do consumidor.

Para cada potência nominal do gerador foram obtidas as curvas de tendência, densidade de probabilidade e frequência cumulativa de afundamentos. Da mesma forma que no caso da impedância de falta, foram obtidas as curvas de densidade de probabilidade das classes de afundamentos. As principais conclusões do impacto desta variável de influência nos afundamentos de tensão, foi que a quantidade de afundamentos previstos na barra do consumidor, diminui com a inserção de GD próximo ao mesmo e que, quanto maior for a potência nominal da GD, menor será a quantidade e severidade dos afundamentos.

Foi mostrado que a barra de menor nível de curto-circuito é mais sensível a inserção de fontes de GD. Com relação às classes de afundamentos, observou-se de um modo geral que, de forma equivalente à impedância de falta, com a inserção de geradores distribuídos próximos a barra do consumidor, ocorre uma maior quantidade de afundamentos menos severos e uma diminuição dos afundamentos mais severos.

Tendo em vista a abrangência do tema “afundamentos de tensão”, sugere-se adiante algumas propostas de futuros trabalhos.

- Visando dar continuidade ao presente trabalho, sugere-se a melhora do ANAFAS-GUI, principalmente, no sentido de eliminar algumas limitações do mesmo, quais sejam: fazer com que o ANAFAS-GUI reconheça números em notação exponencial, bem como aumentar a quantidade de casas decimais nas janelas de entrada para 5. Isso iria possibilitar a inserção de fontes de GD em barras de baixo nível de curto-circuito (i.e., 380 V) para estudos do impacto da GD em estudos de afundamentos, quando esta está conectada na própria barra do consumidor (i.e., uma indústria com grupo diesel ou microturbinas). Além disso seria interessante fazer com que o ANAFAS-GUI, além de valores de tensões, buscasse também as correntes de contribuição das barras de linhas sob falta, para cada posição de curto. Com isso e de acordo com os tempos da proteção, seria possível considerar também o tempo dos afundamentos de tensão.
- Alguns estudos já mostraram o impacto que a tensão pré-falta causa na quantidade de afundamentos de tensão. O presente estudo mostrou o impacto da impedância de falta e da geração distribuída em estudos de afundamentos de tensão. Sugere-se então que, para um mesmo sistema, seja realizado um estudo que mostre, simultaneamente, qual dos fatores possuem maior influência

nos estudos de afundamentos de tensão. Isso seria viável no sentido de que, caso não seja possível a consideração de todas estas variáveis, poderia se considerar a variável de maior influência nos afundamentos.

- Outro estudo seria utilizar a metodologia adotada neste trabalho para quantificar os custos com afundamentos de tensão em consumidores sensíveis a este problema de QEE. De acordo com estes custos seria observada a viabilidade ou não de se investir em equipamentos de mitigação ou em contratos de performance com empresas do tipo ESCO.
- Outro estudo mais abrangente seria mostrar o impacto da GD e da impedância de falta, porém, em uma ferramenta no domínio do tempo, por exemplo, na plataforma ATP. Neste estudo poder-se-ia verificar o impacto de outras tecnologias de GD em estudos de afundamentos, tais como fotovoltaica, eólica etc.
- Sabendo-se que existem diferentes metodologias, as quais caracterizam os afundamentos de acordo com diferentes faixas de amplitudes. Seria interessante um estudo quantitativo de afundamentos, que fizesse uso da proposta adotada neste trabalho, para verificar o impacto de se utilizar, em um mesmo estudo, diferentes metodologias para a quantificação de afundamentos de tensão em barras sensíveis a este problema de QEE. A distribuição de frequência e frequência cumulativa de cada classe de afundamento poderia ser mostrada, visando, dentre outros aspectos, confirmar se realmente a curva gaussiana representa de forma satisfatória o comportamento estocástico desses eventos.
- Sugere-se também a realização do teste estatístico de igualdade das médias. O principal objetivo disso seria a viabilidade ou não de se considerar a aleatoriedade da impedância de falta. Outros tipos de faltas poderiam ser considerados.
- Outra análise mais abrangente e não menos importante, que poderia ser realizada em um estudo mais avançado, seria a localização ótima de fontes de GD visando minimizar problemas de afundamentos de tensão em uma determinada região com consumidores sensíveis a este problema de QEE.
- Por fim, outra análise de grande relevância, que poderia ser realizada em um estudo mais avançado, seria a definição de responsabilidades (concessionária x consumidor (industrial)) da ocorrência de tais afundamentos de tensão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **BOLLEN, Math H. J.** *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. New York: IEEE Press Series on Power Engineering : McGraw-Hill, 2000.
- [2] **MARTINEZ, Juan A.; MARTÍN-ARNEDO, Jacinto.** Voltage Sag Stochastic Prediction Using an Eletromagnetic Transient Program. *IEEE Transactions on Power Delivery*. October 2004, Vols. 19, Nº 4.
- [3] **MARKIEWICK, H.; KLAJN, Antony.** POWER QUALITY APLICACIONES. *Voltage Disturbance Standard EN 50160: Voltage Characteristics in Public Distribution Systems*. July, 2004.
- [4] **BONATTO, B. D., et al.** Eletrôncia de Potência e Qualidade da Energia Elétrica: Pesquisas Cooperativas na ELEKTRO, COPPE/UFRJ e UBC - Resultados Práticos. *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Qualidade de Energia Elétrica - Anais do II CITENEL*. 2003.
- [5] **LEBORGNE, R. C.** *Voltage Sags Characterization and Estimation*. 2005. 99 f. *Licentiate - Chalmers University of Technology. Department of Energy and Environment. Division of Electric Power Engineering*. Goteborg. : s.n., Sweden 2005.
- [6] **HSU, C.; FU, C.** *Dispersed Generation Systems Impact on the Voltage Sags in Distribution Systems..* 2006.
- [7] **SILVA, J. A. M.** *Análise Comparativa de Resultados de Simulação de Afundamentos de Tensão Utilizando Programas de Curto-Circuito e Transitórios Eletromagnéticos*. 2004. 215 f. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)*. Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - CPG-E da UNIFEI. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá : s.n., Outubro, 2004.
- [8] **DEGENEFF, Robert C. et al.** Reduzing the Effect of Sags and Momentary Interruptions: A Total Owing Cost Prospective. *IEEE*. 2000.
- [9] **FONSECA, V. R. de Carvalho.** *Cálculo Estocástico dos Afundamentos de Tensão*. Belo Horizonte : s.n., 1999.
- [10] **BOLLEN, M. H. J. and GU, Irene Y. H.** *Signal Processing Of Power Quality Disturbance*. s.l. : IEEE Press Power Engineering, 2006.

- [11] **BRONZEADO, H. S., et al.** Uma Proposta de Nomenclatura Nacional de Termos e Definições Associados à Qualidade da Energia Elétrica. *Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica*. 1997.
- [12] **PEPERMANS, G., et al.** Distributed Generation: definition, benefits and issues. *Elsevier, Energy Policy* 33. 2005, pp. 787-798.
- [13] **ACKERMANN, Thomas., et al.** Distributed Generation: a definition. *Electrical Power System Research* 57. 2001, pp. 195-204.
- [14] **ANDRADE, Waltencir dos Santos.** *Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão considerando Geração Distribuída*. 2007. 234 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro : s.n., 2007.
- [15] **ANGELOPOULOS, Konstantinos.** *Thesis Title: Integration of Distributed Generation in Low Voltage Networks: Power Quality and Economics*. 2004. 94 f. University of Strathclyde in Glasgow, Department of Mechanical Engineering. Glasgow : s.n., 2004.
- [16] **IEA, AGENCY INTERNATIONAL ENERGY -.** Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets.
- [17] **BOLLEN, M. H. J.; HAGER, M.** Power Quality: Interactions Between Distributed Energy Resources, the Grid, and Other Customers. *Electrical Power Quality and Utilization*. 2005, Vol. 1.
- [18] **BORBELY, A.; KRELDER, J. F.** Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millennium. *Boca Raton London New York Washington, D.C.*
- [19] **Brighenti, C. R. F.** *Integração do Cogrador de Energia do Setor Sucroalcooleiro com o Sistema Elétrico*. São Paulo : s.n., 2003. p. 169.
- [20] **INSTITUTE OF ELECTRICAL ENGINEERS AND ELECTRONICS.** *IEEE 1547 - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. USA, 2003.
- [21] **FREITAS, W., et al.** Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications. *IEEE Transactions on Power System*. February de 2006, Vol. 21.

- [22] **GAMA, P. H. R., et al.** Oportunidades e Barreiras da Geração Distribuída para a Distribuidora de Energia Elétrica: Aspectos Tecnológicos, Ambientais, Comerciais e Legais. *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Anais do CITENEL*. 2003.
- [23] **GALLARDO, J. A. M.** *Impacto de Geradores Síncronos no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 2005. 131 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas. Campinas : s.n., 2005.
- [24] **GNATIV, R.; MILANOVIC, J. V.** Voltage Sag Propagation In System with Embedded Generation and Inductions Motors. *IEEE*. 2001.
- [25] **JENKINS, N.** Embedded Generation. *Tutorial. Power Engineering Journal*. June de 1995.
- [26] **LASSETER, R. H.** MicroGrids. *IEEE*. 2002.
- [27] **MELLO, R. W. de; BARKER, P. P.** Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems. *IEEE*. 2000.
- [28] **MARTÍNEZ-VELASCO, J. A.; MARTÍN-ARNEDO, J.** Distributed Generation Impact on Voltage Sags in Distributions Networks. *Electrical Power Quality and Utilization, 9 th international*. October de 2007.
- [29] **MILANOVIC, J. V.; GNATIV, R.** Characteristics Of Voltage Sags In Radial Networks With Dynamic Loads And Embedded Generators. *IEEE*. 2001.
- [30] **RENDERS, B., et al.** Distributed Generation for Mitigating Voltage Dips in Low-Voltage Distribution Grids. *IEEE Transactions on Power Delivery*. July de 2008, Vol. 23.
- [31] **ROMAGNOLI, H. C.** Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro. 2005. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina. 2005.
- [32] **CONRAD, L., GRIGG, C.; LITTLE, K.** Predicting and Preventing Problems associated with Remote Fault Clearing Voltage Dips. *IEEE.Chicago, p.74-78, May 1989*.

- [33] **ELÉTRICA, CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA.** *Programa de análise de faltas simultâneas (ANAFAS) - Manual do usuário, versão 5.0.* Brasil, 2007.
- [34] **NOVAES, E. G. C.** Validação de Ferramentas de Simulação de Afundamentos de Tensão Através de Medições. 2007. 152 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Coordenação de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica - CPG-E da UNIFEI. Universidade Federal de Itajubá. 2007.
- [35] **ARRILAGA, J., et al.** Power Quality Following Deregulation. *Proceedings of the IEEE*. Vol. 88, n. 2, p.246-261, Feb. 2000.
- [36] **KOVAL, D. O.; Hughes, M. B.** Canadian National Power Quality Survey: Frequency of Industrial and Commercial Voltage Sags. *IEEE Transactions on Industry Applications*. May / June de 1997, Vol. 33.
- [37] **RAMOS, A. C. L., et al.** Impacto da Impedância de Falta em Afundamentos de Tensão. *Anais da VIII CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA*. 2009, Blumenau.
- [38] **MILANOVIC, J. V., GNATIV, R.; CHOW, K. W. M.** The Influence Of Loading Conditions And Networks Topology On Voltage Sags. *Harmonics and Quality of Power, IEEE*. Orlando, Vol. 2, p. 757-762. 2000.
- [39] **DAS, J. C.** Effects of Momentary Voltage Dips on the Operations of Induction and Synchronous Motors. *IEEE Transactions on Industry Applications*. July / August de 1999, Vol. 26.
- [40] **HEINE, P.; MATTI, L.** Voltage Sag Distributions Caused by Power System Faults. *IEEE Transactions on Power Systems*. November de 2003, Vol. 18.
- [41] **McGRANAGHAN, M.; MUELLER, D.** Effects Of Voltage Sags In Process Industry Applications. *Electrotek Concepts, Inc.*
- [42] **FLETCHER, S., MEAH, K. and ULA, S.** Simulation And Analysis of a Solar Photovoltaic Generation System for Voltage Support in a Distributed Generation Scheme. *IEEE Region Technical Conference*. April de 2007.
- [43] **HIROSE, K.; TAKEDA, T.; FUKUI, A.** Field Demonstration on Multiple Power Quality Supply System in Sendai. Barcelona, p.1-6, 2007.

- [44] **OLIVEIRA, T. C. de.** *Desenvolvimento e Aplicação de um Sistema de Software Para Estudos de Afundamentos de Tensão.* 2004. 161 f. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica).* Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - CPG - E da UNIFEI. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá : s.n., 2004.
- [45] **OLGUIN, G.** *Voltage Dip (Sag) Estimation in Power System based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring.* 2005. 193 f. *Tese (PhD) - Chalmers University of Technology. Division of Electric Power Engineering. Department of Energy and Environment.* Goteburg : s.n., 2005.
- [46] **OLGUIN, G.** *Stochastic Assessment of Voltage Dips Caused by Faults in Large Transmission System.* 2003. 123 f. *Licentiate - Chalmers University, Department of Electric Power Engineering.* Goteborg : s.n., 2003.
- [47] **DUGAN, R. C. et al.** *Electrical Power System Quality.* 2. ed. McGraw-Hill, 2004. 525 p.
- [48] **FRANCIS, C. Pereira. et al.** Uma Proposta de Procedimento para Análise da Qualidade da Energia Elétrica. *Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica.* 1997.
- [49] **LEBORGNE, R. C.** *Voltage Sags: Single event characterisation, system performance and source location.* 2007. 147 f. *Tese (PhD) - Chalmers University of Technology. Department of Energy and Environment. Division of Electric Power Engineering.* Goteborg, Sweden, 2007. : s.n.
- [50] **ELECTRONICS, INSTITUTE OF ELECTRICAL ENGINEERS AND.** *IEEE 1159. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.* 1998.
- [51] **ENGINEERS, INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS.** *IEEE 446 - Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications.* 1995.
- [52] **STYVAKTAKIS, E, BOLLEN, M. H. J.; GU, I. Y. H.** Automatic Classification of Power System Events using rms Voltage Measurements. *IEEE.* 2002.
- [53] **BOLLEN, M. H. J.; STYVAKTAKIS, E.** Tutorial on Voltage Sags Analysis. *Harmonics and Quality of Power. Orlando, Vol. 1, p. 193-194,* 2000.
- [54] **ELÉTRICA, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA.** *Resolução N° 505.* Novembro de 2001.

- [55] **ELECTRONICS, INSTITUTE OF ELECTRICAL ENGINEERS AND. IEEE 1356 - Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility with Electronic Process Equipment.** 1998.
- [56] **STYVAKTAKIS, E.** *Automating Power Quality Analysis.* 2002. 232 f. Tese (Doutorado) - Chalmers University of Technology, Department of Electric Power Engineering and Department of Signals and Systems. Goteborg, Sweden : s.n., 2002.
- [57] **COMMISSION, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL. IEC 61000-2-8. ENVIRONMENT: Voltage Dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurements results.** 2000.
- [58] **OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. ONS - Gerenciamento dos Indicadores de Desempenho da Rede Básica e de seus componentes. Sub-módulo 2.8, Procedimentos de rede, Revisão 1.** 2009.
- [59] **ELÉTRICA, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA. PRODIST - Prodedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8: Qualidade de Energia Elétrica, Seção 8.0: Introdução e Conceituação.** 2008.
- [60] **ENGINEERS, INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS. IEEE 493 - Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems.** 2007.
- [61] **COMMISSION, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL. IEC 61000 - 4 - 30. ELECTROMAGNETIC COMPATIBILITY: Testing and Measurement Techniques - Power Quality measurement methods.** 2001.
- [62] **YUN, S.; KIM, J.** An Evaluation of Voltage Sag Using a Risk Assessment Model in Power Distribution Systems. *Electrical Power and Energy Systems, Elsevier.* 2003.
- [63] **BOLLEN, M. H. J.** The Influence of Motor Reacceleration on Voltage Sags. Industry Applications Society Annual Meeting, Vol. 3, p. 2235-2242, 1994.
- [64] **LIM, Y. S.; STRBAC, G.** Analytical Approach to Probabilistic Prediction of Voltage Sags on Transmission Networks. *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* January de 2002, Vol. 149.
- [65] **McGRANAGHAN, M. F.; MUELLER, D. R.; SAMOTYJ, M. J.** Voltage Sags in Industrial Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications.* March / April de 1993, Vol. 29.

- [66] **FILHO, J. C. S.** *Efeito das Descargas Atmosféricas no Desempenho de Linhas de Transmissão - Modelagem no domínio do tempo e da frequência.* 2006. 670 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Rio de Janeiro : s.n., Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- [67] **PEREIRA, D. R.** *Um Sistema de Software para execução de estudos de coordenação e Seletividade em Sistemas de Distribuição.* 2007. 222 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - CPG-E da UNIFEI. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá : s.n., 2007.
- [68] **SABIN, D. D.; GREBE, T. E.; SUNDARAM, A.** RMS Voltage Variation Statistical Analysis for a Survey. *Power Engineering Society 1999 Winter Meeting IEEE.* 1999, Vol. 2.
- [69] www.cenelec.org. [Online] 28 de Setembro de 2007.
- [70] **MAGNUS, O.; LENNART, S.** A comparison of two methods used for voltage dip characterization. *IEEE Bologna PowerTech Conference.* 23-26 de June de 2003.
- [71] **Engineers, Institute of Electrical and Electronics.** http://grouper.ieee.org/groups/sag/IEEEP1564_1_15.doc. [Online] December de 2000. [Citado em: 01 de Outubro de 2007.]
- [72] **Sistema, Operador Nacional do.** ONS - Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção e de Telecomunicações. Procedimentos de Rede: Sub-módulo 2.6, Revisão 1. 2009.
- [73] **McGRANAGHAN, M.; MUELLER, D.** Effects of Voltage Sags In Process Industry Applications. *Electrotek Concepts, Inc. Knoxville.*
- [74] **FILHO, O. D.** *Utilização da Transformada Wavelet para Caracterização de Distúrbios na Qualidade da Energia Elétrica.* 2003. 103 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Paulo : s.n., 2003.
- [75] **ENGINEERS, INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS.** *IEEE 142 - Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.* 2007.
- [76] **RAMOS, A. C. L., et al.** Distributed Generation Impact on Voltage Sags. *Proceedings of 10TH BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE.* Bonito, September 27th to October 1st 2009. ISSN 2175-8603.

- [77] **RAMOS, A. C. L., et al.** Impacto da Geração Distribuída em Afundamentos de Tensão. *Anais da VIII Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica. Blumenau, 2009.*
- [78] **RAMOS, A. C. L., et al.** An Impact Analysis of the Distributed Generation on Voltage Sags. *Proceedings of EIGHTH LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION.* p.1-6, October 18th-22nd, São Paulo, Ubatuba, 2009. ISBN 978-85-61065-01-0.
- [79] **Universidade Federal de Santa Catarina, Operador Nacional do Sistema Elétrico.** Desenvolvimento de uma base de dados aplicadas a Estudos de Confiabilidade para Equipamentos de Geração e Transmissão. *Indicadores de Desempenho Probabilístico de Componentes de Geração e Transmissão do SIN.* 2006.
- [80] **MARTINEZ, J. A.; MARTÍN-ARNEDO, J.** Voltage Sag Studies in Distribution Networks - Part II: Voltage Sag Assessment. *IEEE Transactions on Power Delivery.* July de 2006, Vol. 21.
- [81] **ANDERSON, P. M.** *Analysis of Faulted Power Systems.* 1ª Edição. Yowa State University Press : IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1977.
- [82] **STEVENSON, Jr. and WILLIAM, D.** *Elementos de Análise de Sistemas de Potência.* 1ª Edição. São Paulo : McGraw-Hill do Brasil Ltda, 1974.
- [83] **RAMOS, A. C. L., et al.** An Impact Analysis of the Fault Impedance on Voltage Sags. *Proceedings of EIGHTH LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION.* p.1-10, October 18th-22nd, 2009. ISBN 978-85-61065-01-0.
- [84] **LUNA, E. K.** *Uma Contribuição ao Estudo de VTCDs Aplicado a Equipamentos Eletrônicos alimentados por Conversor CA-CC.* 2005. 220 f. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica).* Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia elétrica e de Computação. São Paulo : s.n., 2005.
- [85] **PEDRA, J. et al.** Symmetrical and Unsymmetrical Voltage Sag Effects on Three-Phase Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery.* April of 2005, Vol. 20.

- [86] **OLGUIN, G., KARLSSON, D.; LEBORGNE, R. C.** Stochastic Assessment of Voltage Sags (Dips): The Method of Fault Positions versus a Monte Carlo Simulation Approach. *PowerTech St.Petersburg*. 2005.
- [87] **RAMOS, A. C. L., et al.** Impacto da Geração Distribuída na Densidade de Probabilidade de Afundamentos de Tensão. *Proceedings of EIGHTH LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION*. p.1-8, October 18th-22nd, São Paulo, Ubatuba, 2009. ISBN 978-85-61065-01-0.
- [88] **LEBORGNE, R. C.** *Uma Contribuição à Caracterização da Sensibilidade de Processos Industriais Frente a Afundamentos de Tensão*. 2003. 163 f. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)*. Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - CPG-E da UNIFEI. Universidade Federal de ITAJUBÁ. Itajubá : s.n., 2003.
- [89] **HINES, P., APT, J.; TALUKDAR, S.** Trends in The History of Large Blackouts in the United States. <http://wpweb2.tepper.cmu.edu/ceic/papers/ceic-08-01.asp>. [Online]
- [90] **DECENTRALIZED, WORD ALLIANCE FOR.** World Survey of Decentralized Energy. 2004.
- [91] **ELÉTRICA, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA.** *PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 2: Qualidade de Energia Elétrica, Seção 2.1: Previsão de Demanda*. 2008.
- [92] **Energética, Instituto Nacional de Eficiência.** http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp. [Online] [Citado em: 12 de Junho de 2008.]
- [93] <http://microgrids.power.ece.ntua.gr/micro/micro2000/index.php>. [Online] [Citado em: 24 de Maio de 2008.]
- [94] **REDDY, K. N.; AGARWAL, V.** Utility-Interactive Hibrid Distributed Generation Scheme With Compensation Feature. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. September de 2007, Vol. 22.
- [95] **ELÉTRICA, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA.** *PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8: Qualidade de Energia Elétrica, Seção 2.1: Previsão de Demanda*. 2008.

- [96] **JIMÉNEZ-ESTÉVEZ., et al.** A Competitive Market Integration Model for Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 22, N^o 4, p. 2161-2169, 2007.
- [97] **KEULENAER, H. DE.** Power Quality and Utilization Guide. Section 8: Distributed Generation - Integration and Interconnection. <http://www.leonardo-energy.org/distributed-generation-renewables>. [Online] 29 de 04 de 2008.
- [98] **BOLLEN, M. H. J.; HAGER, M.** Impact of Increasing Penetration of Distributed Generation on the Number of Voltage Dips Experienced By End-Customers. *CIREN, 18 th International Conference on Electricity Distribution*. 6-9 de June de 2005.
- [99] **GARCIA, V. J. et al.** Otimizando o Projeto de Redes Secundárias de Distribuição de Energia Elétrica. *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Planejamento da Distribuição. Anais do II Citenel*. 2003.
- [100] **CEMIG.** www.cemig.com.br. [Online] [Citado em: 05 de 02 de 2008.]
- [101] **IEA, INTERNATIONAL AGENCY ENERGY -. DISTRIBUTED GENERATION IN LIBERALIZED ELECTRICITY MARKETS.** <http://www.iea.org/w/bookshop/b.aspx?Subject=G8>. [Online] [Citado em: 20 de Maio de 2008.]
- [102] **ELÉTRICA, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA.** *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*. 2002.
- [103] **PUTTGEN, Hans B. et al.** Distributed Generation: Semantic Hype or the Dawn of a New Era? *IEEE Power & Energy magazine*. January / February of 2003.
- [104] **GWEC, GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL.** *Global Wind 2007 Reports*. 2007.
- [105] **SILVA, J. C. B. et al.** Implantação de Sistemas de Geração Distribuída Junto à Rede de Distribuição. *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica. Anais do CITENEL*. 2003.
- [106] **WADE, WORLD ALLIANCE FOR DECENTRALIZED ENERGY -. Bagasse Cogeneration - Global Review and Potential.** http://www.localpower.org/documents/report_bagasse_cogeneration.pdf. [Online] 2004. [Citado em: 11 de Julho de 2008.]

- [107] **MASTERS, C. L.** Voltage rise the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overheads lines. *Power Engineering Journal February*. 2002.
- [108] **Anderson, P. M.** *Power System Control and Stability*. Iowa State University Press : IEEE Press Power Systems Engineering Series 1st Ed., 1977.
- [109] **ENGINEERS, INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS.** Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. Load Representation for Dynamic Performance Analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*. May of 1993, Vol. 8.
- [110] **HALPIN, S. M.** An Improved Fault Analysis Algorithm For Unbalanced Multi-Phase Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. July of 1994, Vol. 9.