

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE
ELETRICIDADE

ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE TENSÃO EM
REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A PRESENÇA DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Carlos Henrique da Silva Vieira

São Luís

2012

ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade como parte dos requisitos para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Por

Carlos Henrique da Silva Vieira

São Luís

2012

Vieira, Carlos Henrique da Silva.

Análise probabilística da conformidade de tensão em redes de distribuição considerando a presença de geração distribuída / Carlos Henrique da Silva Vieira – São Luís, 2012.

144 f.

Impresso por computador (fotocópia).

Orientadora: Maria da Guia da Silva.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, 2012.

1. Redes de distribuição de energia elétrica. 2. Conformidade de tensão. 3. Geração distribuída. 4. Séries temporais. I. Título.

CDU 621.311.1

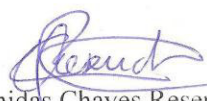
**ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA CONFORMIDADE DE
TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A
PRESENÇA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Carlos Henrique da Silva Vieira

Dissertação aprovada em 09 de novembro de 2012.


Prof. Maria da Guia da Silva, PhD.
(Orientadora)


Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, Dra.
(Membro da Banca Examinadora)


Prof. Leonidas Chaves Resende, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)

*Aos meus pais José Carlos e Rosa
À minha esposa Tatiana*

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a Deus pelo dom da vida e por me conceder saúde, força e discernimento para realização deste trabalho.

A toda minha família pelo apoio, amizade e incentivo, especialmente aos meus pais, José Carlos e Rosa, que sempre me apoiaram e incentivaram em meus projetos,

A minha esposa Tatiana, pelo apoio, carinho e compreensão incondicionais durante todo o período do Mestrado.

Agradecimento especial à professora Maria da Guia e ao professor Anselmo Barbosa pelo incentivo, dedicação, empenho, paciência e acima de tudo orientação precisa e objetiva na realização deste trabalho.

A todos os professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA.

Aos amigos do laboratório, Tomás, Polyelton, Natan, Nara e especial ao Tiago, pelas dúvidas e experiências compartilhadas que contribuíram para a realização deste trabalho.

Aos amigos do Grupo de Sistemas de Potência Rodrigo, Pedro, Sérgio, Leal, Igor, Claudio, Jamerson pelos momentos difíceis que superamos e bons que passamos.

A FAPEMA pelo apoio financeiro durante a realização deste projeto de pesquisa.

Enfim, agradeço a todos que contribuíram de forma direta ou indiretamente para concretização desta etapa em minha vida.

Resumo

Atualmente há um interesse crescente com relação a problemas de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) devido a: introdução de automação em processos industriais; presença de computadores pessoais e dispositivos controlados eletronicamente em instalações residenciais; equipamentos de carga com baixa capacidade para suportar pequenos distúrbios de qualidade de energia; e aumento da percepção dos consumidores industriais e residenciais com relação a distúrbios de QEE. Neste contexto, um aspecto importante com relação a QEE é a conformidade de tensão da rede de distribuição. Ou seja, a adequação da tensão de atendimento aos limites especificados pelos órgãos reguladores. A preocupação com a conformidade de tensão é devido aos seguintes problemas causados por subtensões e sobretensões sustentadas: operação indevida ou com baixa eficiência dos equipamentos elétricos dos consumidores; desligamento de cargas sensíveis; aquecimento de motores de indução devido à subtensões; danos ou falhas em equipamentos devido à sobretensões e aumento nas perdas em vazio nos transformadores causado pela presença de sobretensões sustentadas. Além disso, tem havido diversos incentivos para conexão de Geração Distribuída (GD) na rede de distribuição devido a: incentivo para utilização de sistemas de geração de energia elétrica baseados em fontes de energia renováveis; e livre acesso dos produtores independentes de energia às redes de transmissão e distribuição devido a desregulamentação do setor elétrico.

Em princípio, o perfil de tensão de uma rede de distribuição pode ser melhorado com a conexão da GD. Contudo é possível observar deteriorações severas no perfil de tensão de redes de distribuição em cenários pós-falha da GD. Estas falhas são causadas por problemas nos componentes da GD, tais como: sistema de refrigeração, engrenagens, turbina, etc. Durante o período de tempo em que a GD está em reparo, o suporte de potência ativa e reativa da GD, para corrigir o perfil de tensão, está indisponível. Consequentemente, o perfil de tensão tende a se deteriorar enquanto a GD estiver desconectada. Desta forma, é importante realizar estudos para avaliar o impacto da instalação da GD nos índices de conformidade de tensão considerando os seguintes aspectos: indisponibilidade da GD após uma falha intrínseca e a curva de carga. Estes aspectos estão sujeitos a incertezas devido a sua natureza aleatória. Devido a isto, as técnicas mais adequadas para avaliar o impacto de incertezas associadas com flutuações de carga e falhas na GD nos índices de conformidade de

tensão são os métodos probabilísticos. A principal vantagem destes métodos é a sua capacidade para combinar severidade e probabilidade para expressar verdadeiramente o risco do sistema.

O principal objetivo desta dissertação é o desenvolvimento de um método que modele o comportamento aleatório da rede de distribuição na estimação dos índices de conformidade de tensão através de métodos probabilísticos. Modelos e técnicas para incorporar variações estocásticas na demanda e a indisponibilidade da GD na estimação dos índices de conformidade de tensão são propostos. A técnica proposta nesta dissertação para realizar uma Avaliação Preditiva da Conformidade de Tensão (APCT) se baseia na combinação das seguintes técnicas: fluxo de potência para redes de distribuição radiais via método de soma de correntes; simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial e análise de Fourier de séries temporais.

O modelo de APCT proposto neste artigo foi testado em um sistema de 32 barras. Os resultados obtidos neste sistema demonstraram que a GD tem um grande potencial para melhorar os índices de conformidade de tensão na rede de distribuição. Contudo, as melhorias mais significativas nos índices de conformidade estão associadas com os pontos de carga mais distantes da subestação. Além disso, pode-se observar que as incertezas associadas com as falhas na GD causam variações significativas nos índices de conformidade de tensão. Adicionalmente, um estudo de sensibilidade demonstrou que os índices de conformidade de tensão são piores (melhores) para sistemas onde a carga é modelada como potência (impedância) constante.

Palavras-chave: Redes de Distribuição de Energia Elétrica; Qualidade de Energia; Geração Distribuída; Conformidade de Tensão; Séries Temporais; Simulação Monte Carlo; Métodos Probabilísticos.

Abstract

Currently, there is growing concern about the Power Quality (PQ) problems due to: introduction of automation in industrial processes, presence of personal computers and electronically controlled devices, load equipments with low capacity to withstand small PQ disturbances and increased perception of residential and industrial consumers with regard to PQ disturbances. In this context, an important issue with relation to PQ is the voltage conformity. That is, the adequacy of service voltage to the limits specified by regulatory agencies. The concern about compliance is due to the following problems caused by sustained undervoltages and overvoltages: improper or less-efficient equipment operation, tripping of sensitive loads, overheating of induction motors due to undervoltages, equipment damage or failure due to overvoltages and higher no-load losses in transformers caused by sustained overvoltages. Furthermore, there have been various incentives for connection of Distributed Generation (DG) in distribution networks due to: incentives for the using of electricity generation based on renewable energy sources and free access of independent energy producers to transmission and distribution networks owing to deregulation of the electric sector.

In principle, the voltage profile of a distribution network can be improved with connection of DG. However, it is possible to notice severe deteriorations in the voltage profile of distribution networks in DG post-failure scenarios. These failures are caused by problems in the DG components, such as: cooling system, gears, turbines, etc. During the time period in which the DG is under repair, active and reactive power supports to correct the voltage profile are unavailable. Consequently, the voltage profile tends to deteriorate while the DG is disconnected. In this way, it is important to carry out studies to assess the impact of the DG installation on the voltage conformity indices considering the following issues: DG unavailability after an intrinsic failure and load curve. These aspects are subject to uncertainties due its random nature. Due to this, the most suitable approaches to assess the impact of uncertainties associated with load fluctuations and DG failures on the voltage conformity indices are the probabilistic methods. The main advantage of these methods is its capability to combine severity and probability to truly express the system risk.

The main objective of this dissertation is the development of a method that models the random behavior of the distribution network in the voltage conformity indices estimation through the probabilistic methods. Models and techniques to incorporate stochastic variations in the demand and DG unavailability in voltage conformity indices estimation are proposed. The technique proposed in this dissertation to carry a Predictive Assessment of Voltage Conformity (PAVC) is based on the combination of the following techniques: power flow for radial distribution networks via current summation method, Quasi-Sequential Monte Carlo Simulation and Fourier analysis of time series.

The PAVC model proposed in this dissertation was tested in 32 buses system. The results obtained with this system demonstrated that the DG has a great potential to improve the voltage conformity indices in the distribution network. However, the most significant improvements in the voltage conformity indices are associated with load points distant from the substation. Furthermore, it can be observed that the uncertainties associated with DG failures cause significant variations in the voltage conformity indices. Additionally, a sensitivity study demonstrated that the voltage conformity indices are worse (better) for systems where the load is modeled as constant power (impedance).

Key-Words: Power Distribution Network; Power Quality; Distributed Generation; Voltage Conformity; Time Series; Monte Carlo Simulation; Probabilistic Methods.

Sumário

1. Introdução	1
1.1. Redes de Distribuição de Energia Elétrica	1
1.2. Aspectos Gerais sobre Qualidade de Energia.....	9
1.3. Variações de Tensão de Longa Duração	14
1.4. Geração Distribuída (GD)	20
1.4.1. Introdução sobre as Tecnologias de GD	20
1.4.2. Impacto da Inserção de GD no Perfil de Tensão	22
1.5. Impacto do Modelo da Carga na Estimativa do Perfil de Tensão	26
1.6. Incertezas Relacionadas com Erros de Previsão de Carga	30
1.7. Revisão Bibliográfica	33
1.8. Motivação.....	38
1.9. Objetivos da Dissertação	39
1.10. Estrutura da Dissertação	40
2. Fluxo de Carga	41
2.1. Introdução.....	41
2.2. Fluxo de carga em Redes de Distribuição Radiais	42
2.3. Método de Soma de Correntes	45
3. Modelagem das Variações Estocásticas na Demanda através da Análise de Fourier.....	49
3.1. Introdução.....	50
3.2. Periodograma.....	52
3.3. Ajuste do Modelo Harmônico através do Método de Mínimos Quadrados Linear Multivariado.....	55
3.4. Testes de Normalidade	58

4.	Simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial.....	66
4.1.	Introdução.....	66
4.2.	Algoritmo da SMC Quasi-Sequencial.....	69
5.	Metodologia Proposta para Análise Preditiva da Conformidade de Tensão	73
5.1.	Modelagem das Incertezas	73
5.2.	Algoritmo e Estimação de Índices.....	80
6.	Resultados.....	85
6.1.	Característica do Sistema Teste.....	85
6.2.	Descrição dos estudos de caso.....	88
6.3.	Índices de Conformidade de Tensão para os Estudos de Caso	91
6.3.1.	Caso 0: Análise determinística sem geração distribuída, considerando a variação na modelagem de carga.....	91
6.3.2.	Caso 1: Modelagem do erro de previsão de carga sem geração distribuída e considerando o modelo elétrico da carga típico de países em desenvolvimento. .	95
6.3.3.	Caso 2: Análise estocástica com geração distribuída, considerando a modelagem de carga típica de países em desenvolvimento.	100
6.3.4.	Casos 3 e 4: Análise do impacto das falhas na GD, considerando a modelagem de carga típica de países em desenvolvimento e sem erros de previsão de carga.....	111
7.	Conclusões	115
7.1.	Introdução.....	115
7.2.	Principais Contribuições.....	116
7.3.	Aplicações Práticas.....	118
7.4.	Sugestões para trabalhos Futuros	119
8.	Referências Bibliográficas.....	122

Lista de Figuras

Figura 1.1: Infra-estrutura de um sistema de energia elétrica.	2
Figura 1.2: Diagrama unifilar de uma rede primária radial simples.	3
Figura 1.3: Diagrama unifilar de uma rede radial com recurso.	4
Figura 1.4: Diagrama unifilar de uma rede com primário seletivo.	5
Figura 1.5: Diagrama unifilar de uma rede com secundário seletivo.....	5
Figura 1.6: Diagrama unifilar de uma rede de distribuição de barra única (<i>spot</i>).....	6
Figura 1.7: Diagrama unifilar de uma configuração em Anel (“ <i>Closed-Loop</i> ”).....	7
Figura 1.8: Diagrama unifilar de uma configuração malhada (“ <i>Grid Network</i> ”).	8
Figura 1.9: Formas de onda associadas com os principais distúrbios de qualidade de energia.	12
Figura 1.10: Sistema de duas barras.....	28
Figura 2.1: Rede exemplo para estrutura orientada a ramos.	46
Figura 3.1: Periodograma da curva de carga mensal do IEEE-RTS.	53
Figura 3.2: Séries temporais observada e prevista para a curva de carga mensal do IEEE-RTS.	56
Figura 3.3: Gráfico dos resíduos no papel padronizado da distribuição normal.....	59
Figura 3.4: Histograma de frequência individual dos resíduos.	60
Figura 3.5: Gráfico dos resíduos versus valores ajustados (previstos) para a curva de carga do IEEE-RTS.....	61
Figura 3.6: Gráfico dos resíduos versus tempo para a curva de carga do IEEE-RTS.....	61
Figura 5.1: Séries temporais observada e simulada para a curva de carga do IEEE-RTS.	75
Figura 5.2: Modelo de dois estados para a GD.	77
Figura 6.1: Diagrama unifilar do STBW.....	86
Figura 6.2: Diagrama unifilar do STBW com GD.	89

Figura 6.3: Duração Relativa de Tensão Adequada (DRA_i) para o caso #0.....	92
Figura 6.4: Duração Relativa de Tensão Precária (DRP_i) para o caso #0.....	92
Figura 6.5: Duração Relativa de Tensão Crítica (DRC_i) para o caso #0.....	93
Figura 6.6: Índices equivalentes do sistema para o caso #0.....	94
Figura 6.7: Média dos índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i e ordenados pela distância elétrica para o caso #1.	97
Figura 6.8: Gráfico pizza dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} para o caso #1. ...	98
Figura 6.9: Histogramas dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC para o caso #1.	99
Figura 6.10: Comparativo do índice nodal DRA_i médio entre os casos #1 e #2.	102
Figura 6.11: Comparativo do índice nodal DRP_i médio entre os casos #1 e #2.	102
Figura 6.12: Comparativo do índice nodal DRC_i médio entre os casos #1 e #2.....	103
Figura 6.13: Média dos índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i e ordenados pela distância elétrica para o caso #2.....	104
Figura 6.14: Diferenças dos índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i entre os casos #1 e #2.	104
Figura 6.15: Gráfico pizza dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} para o caso #2.....	106
Figura 6.16: Histogramas dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC para o caso #2.....	107
Figura 6.17: Comparativo entre os diagramas de caixa dos casos #1 e #2 para o DRA_{eq}	108
Figura 6.18: Comparativo entre os diagramas de caixa dos casos #1 e #2 para o DRP_{eq}	108
Figura 6.19: Comparativo entre os diagramas de caixa dos casos #1 e #2 para o DRC_{eq}	109
Figura 6.20: Comparativo entre os diagramas de caixa dos casos #1 e #2 para o ICC	109
Figura 6.21: Comparativo do índice nodal DRA_i para os estudos de caso #3 e #4.	111
Figura 6.22: Comparativo do índice nodal DRP_i para os estudos de caso #3 e #4.	112
Figura 6.23: Comparativo do índice nodal DRC_i para os estudos de caso #3 e #4.	112
Figura 6.24: Diferenças dos índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i entre os casos #3 e #4.	114

Lista de Tabelas

Tabela 1.1: Faixas de Tensão para um consumidor com tensão entre 1 kV e 69 kV.....	17
Tabela 1.2: Modelos de Carga Recomendados para estudos sobre o perfil de tensão.....	29
Tabela 3.1: Frequências significativas e suas magnitudes para os componentes da curva de carga mensal do IEEE-RTS.....	54
Tabela 3.2: Valores-p dos testes de normalidade.....	64
Tabela 6.1: Características do STBW	85
Tabela 6.2: Dados de ramos do STBW.....	87
Tabela 6.3: Dados das unidades de GD (máquina a gás) no STBW.....	90
Tabela 6.4: Dados dos ramos associados com os transformadores de interconexão da GD no STBW.....	90
Tabela 6.5: Índices equivalentes do STBW para o caso #0.	94
Tabela 6.6: Resultados das amostras dos índices nodais do STBW para o caso #1.	96
Tabela 6.7: Informações estatísticas dos índices equivalentes do STBW para o caso #1.....	98
Tabela 6.8: Índices de conformidade de tensão nodais para o caso #2 no STBW.....	101
Tabela 6.9: Informações estatísticas dos índices equivalentes do STBW para o caso #2.....	105
Tabela 6.10: Variações percentuais entre os casos #1 e #2 dos índices de conformidade sistêmicos.	110
Tabela 6.11: Variações percentuais entre os casos #3 e #4 dos índices de conformidade equivalentes do STBW.....	114

Abreviaturas e Símbolos

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APCT – Avaliação Probabilística de Conformidade de Tensão

ARMA – *Auto Regressive Move Average*

DRC – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica

DRC_E – Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica Equivalente

DRCM – Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica

DRP – Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária

DRP_E – Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária Equivalente

DRPM – Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária

GD – Geração Distribuída

FOR – *Forced Outage Rate*

ICC – Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica

LKC – Lei de Kirchhoff das Correntes

LKT – Lei de Kirchhoff das Tensões

LOLP – *Loss of Load Probability*

MAD – *Mean Absolute Deviation*

MAPE – *Mean Absolute Percentage Error*

MMQLM – Método de Mínimos Quadrados Linear Multivariados

MSA – Método de Soma de Admitâncias

MSC – Método de Soma de Correntes

MSP – Método de Soma de Potências

MTTF – *Mean Time To Failure*

MTTR – *Mean Time To Repair*

NA – Normalmente Aberto

NF – Normalmente Fechado

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

STBW – Sistema Teste de Baran e Wu

TA – Tensão de Atendimento;

TC – Tensão Contratada;

TL – Tensão de Leitura;

VP – Varredura Progressiva

VPR – Varredura Progressiva Regressiva

VR – Varredura Regressiva

1. Introdução

1.1. Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Os sistemas de energia elétrica são geralmente divididos em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. Uma quarta divisão que pode ser realizada em alguns casos é a subtransmissão, que pode ser realmente considerada como um subconjunto da transmissão devido à superposição de níveis de tensão e similaridade de procedimentos operacionais e filosofias de proteção. A rede de distribuição é a parte da infra-estrutura do sistema de energia elétrica que transporta eletricidade a partir da rede de subtransmissão para os consumidores individuais. A localização da rede de distribuição na infra-estrutura de um sistema de energia elétrica é mostrada na Figura 1.1 [Gönen, 1986].

O sistema de distribuição é formado por quatro subsistemas [Brown, 2002], [Burke, 1994]:

- i) Subestação de distribuição: são os nós nos quais as linhas da rede de subtransmissão são finalizadas e reconfiguradas e onde transformadores abaixadores reduzem a tensão para níveis de distribuição primária.
- ii) Rede de distribuição primária: transporta energia elétrica a partir da subestação de distribuição para os transformadores de distribuição. Geralmente, operam com tensão de 4,16 kV a 34,5 kV.
- iii) Transformadores de distribuição: convertem as tensões de distribuição primárias para tensões de utilização. A dimensão dos transformadores de distribuição varia de 5 kVA a 2.500 kVA.
- iv) Rede de distribuição secundária: transporta energia elétrica a partir de transformadores de distribuição para pontos de medição dos consumidores individuais. Normalmente, as redes de distribuição secundárias operam com níveis de tensão de 120V/240V monofásico, 277V/480V trifásico ou 220V/380V trifásico.

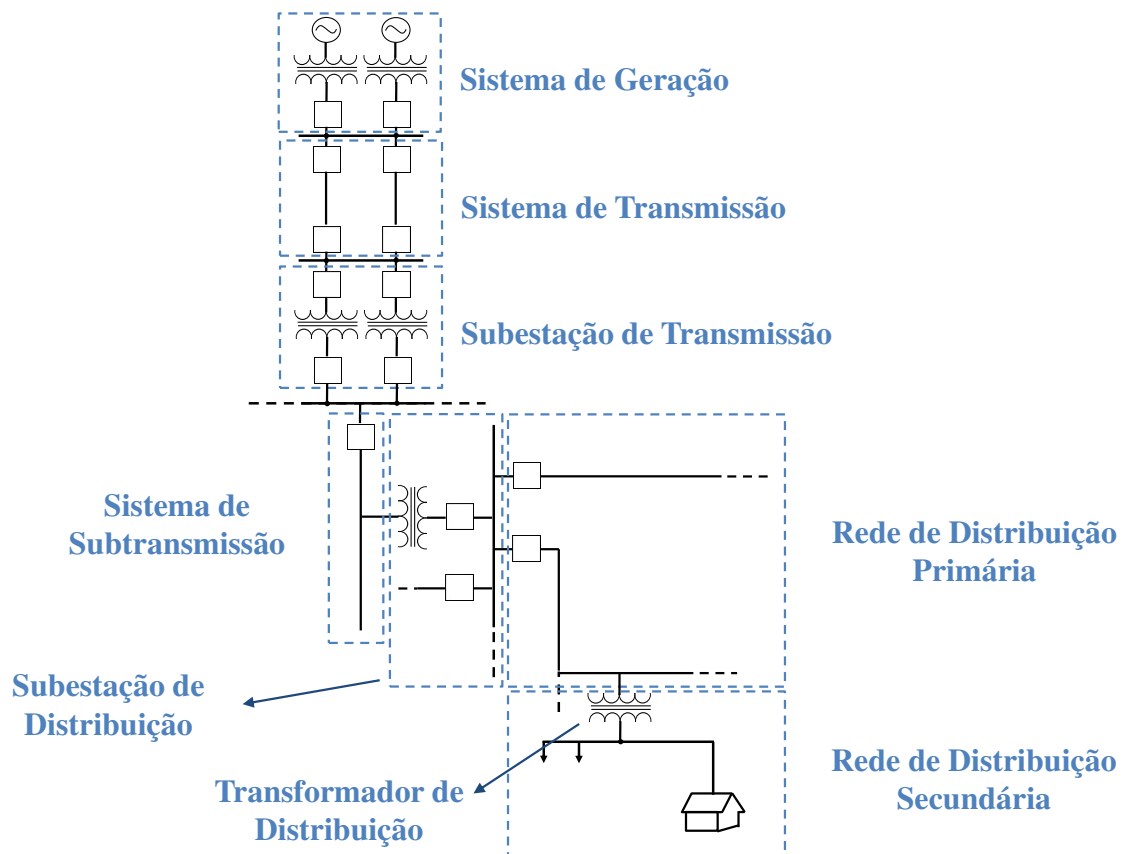


Figura 1.1: Infra-estrutura de um sistema de energia elétrica.

Os sistemas de distribuição primário e secundário podem ser projetados de acordo com as seguintes configurações [Brown, 2002], [Short, 2004]:

i) Configuração Radial Simples: o fornecimento de energia elétrica para os consumidores é realizado através de um único ponto de fornecimento. Devido a isto, o fornecimento de energia para os consumidores localizados à jusante do dispositivo de isolamento da falta só é restaurado após o reparo do componente defeituoso. O diagrama unifilar de uma rede radial simples é mostrado na Figura 1.2.

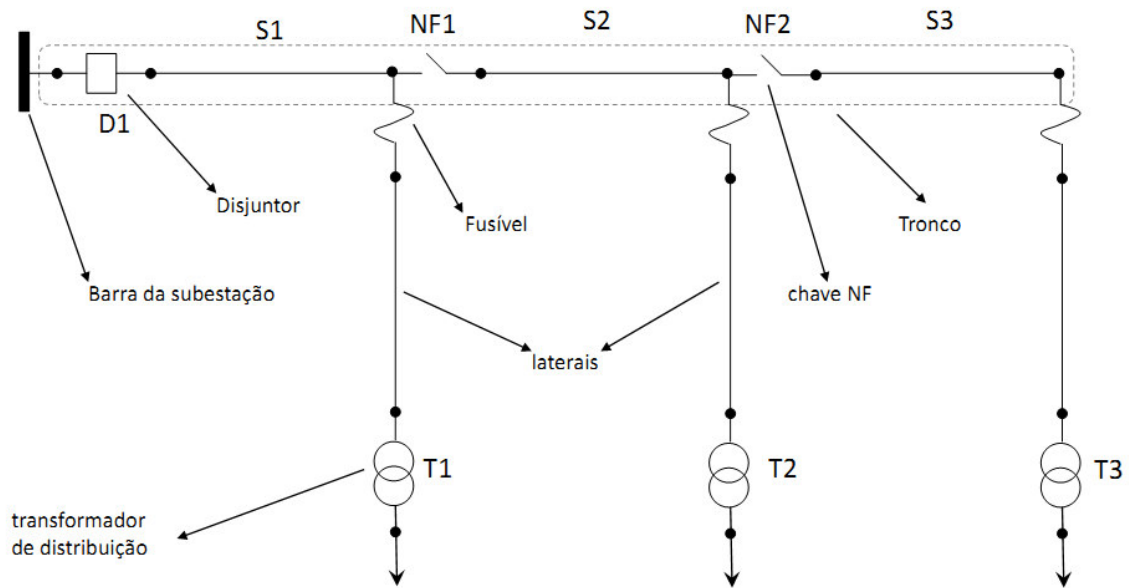


Figura 1.2: Diagrama unifilar de uma rede primária radial simples.

ii) Configuração Radial com Recurso: esse tipo de configuração se caracteriza pela interligação entre alimentadores por dispositivos de chaveamento Normalmente Abertos (NA). Desta forma, o sistema permanece operando de forma radial em condições normais. Contudo, podem-se realizar transferências de carga para alimentadores adjacentes, através do fechamento das interligações, após o isolamento da falta. Conseqüentemente, apenas os consumidores que se encontram entre a área isolada pelos dispositivos de isolamento acima e abaixo da falta permanecem interrompidos até o reparo do componente defeituoso. O diagrama unifilar de uma rede radial com recurso é mostrado na Figura 1.3.

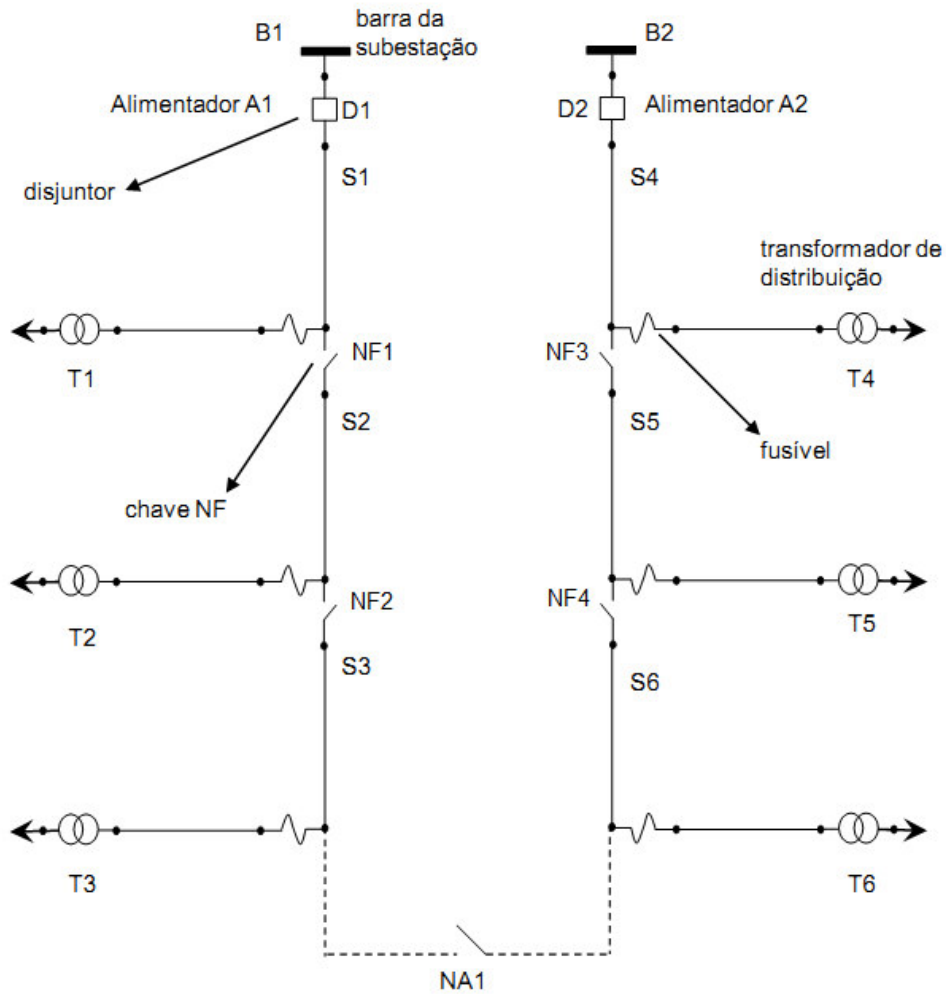


Figura 1.3: Diagrama unifilar de uma rede radial com recurso.

iii) Configuração Primário Seletivo: é usada para atender classes de consumidores que exigem níveis de confiabilidade mais elevados do que aqueles que podem ser obtidos usando-se um único alimentador. Nesta configuração, os consumidores são atendidos por um alimentador principal e um alimentador alternativo, que é acessado através de dispositivos de chaveamento, no caso de uma falha no alimentador principal. Este tipo de rede é muito popular em sistemas subterrâneos, pois não é necessário localizar a falta antes de realizar uma transferência de carga no processo de restauração. O diagrama unifilar de uma configuração primário seletivo é mostrado na Figura 1.4 [Brown, 2002].

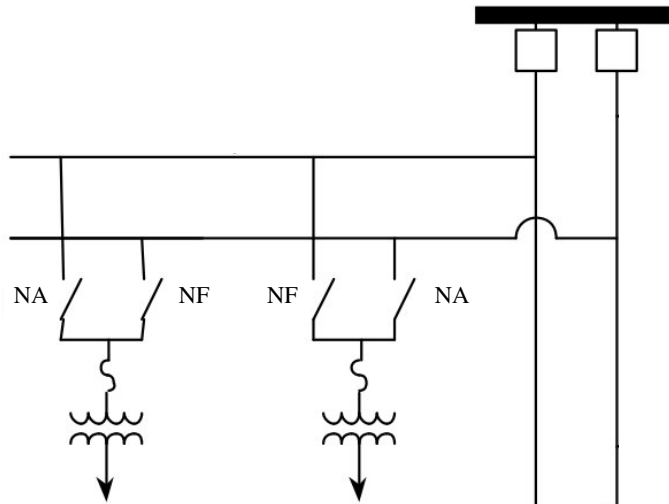


Figura 1.4: Diagrama unifilar de uma rede com primário seletivo.

iv) Configuração Secundário Seletivo: é caracterizada pela presença de um ponto de fornecimento alternativo na rede secundária que é utilizado quando o fornecimento principal está indisponível. Conseqüentemente, este tipo de configuração tem uma operação similar ao da configuração primário seletivo. É importante enfatizar que em uma rede com secundário seletivo os transformadores devem ser capazes de suprir a carga inteira da rede secundária para que restrições de carregamento não reduzam a confiabilidade da rede. O diagrama unifilar de uma configuração com secundário seletivo é mostrada na Figura 1.5 [Brown, 2002].

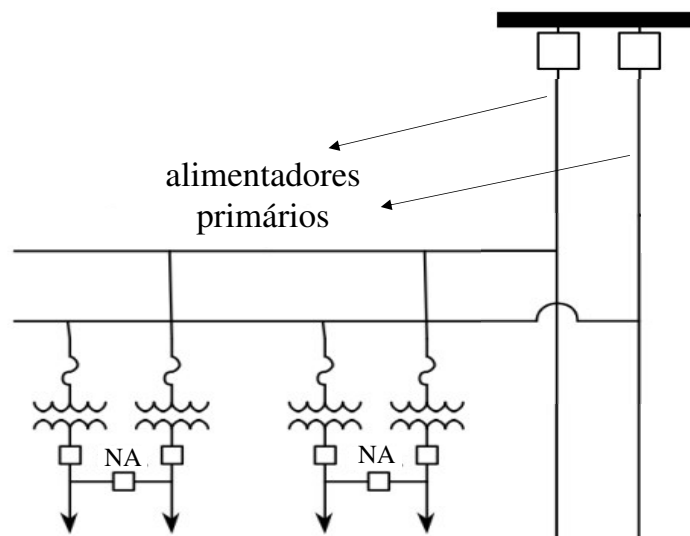


Figura 1.5: Diagrama unifilar de uma rede com secundário seletivo.

v) Configuração de Barra Única (“Spot Network”): é composta pela conexão de dois ou mais transformadores (supridos a partir de no mínimo dois alimentadores) em paralelo para energizar uma barra secundária. Desta forma, uma rede de barra única pode suportar falhas em um ou mais circuitos primários sem qualquer impacto para os consumidores. Contudo, devem-se utilizar dispositivos de proteção especiais (com capacidade de detectar condições de inversão de fluxo) para evitar que uma falta na rede primária seja realimentada através dos transformadores. O diagrama unifilar de uma configuração de barra única é mostrado na Figura 1.6 [Short, 2004].

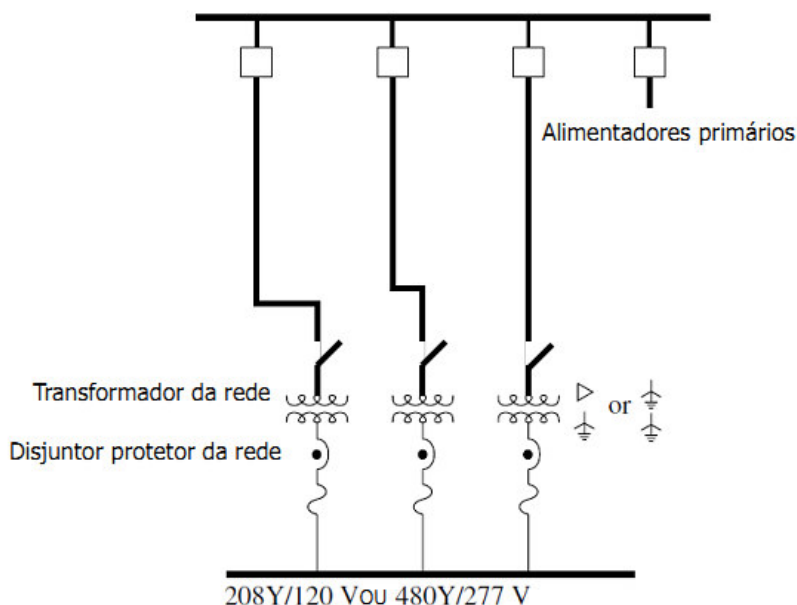


Figura 1.6: Diagrama unifilar de uma rede de distribuição de barra única (*spot*).

vi) Configuração em Anel (“Closed-Loop”): é usado em redes de distribuição que fornecem energia para áreas que necessitam de altos níveis de confiabilidade. Nessa configuração os circuitos são conectados entre uma ou mais subestações através de chaves Normalmente Fechadas (NF). Este tipo de arranjo requer um número maior de equipamentos e um sistema de proteção mais sofisticado semelhante aquele usado em redes de transmissão. O diagrama unifilar de uma configuração em anel é mostrado na Figura 1.7 [Short, 2004].

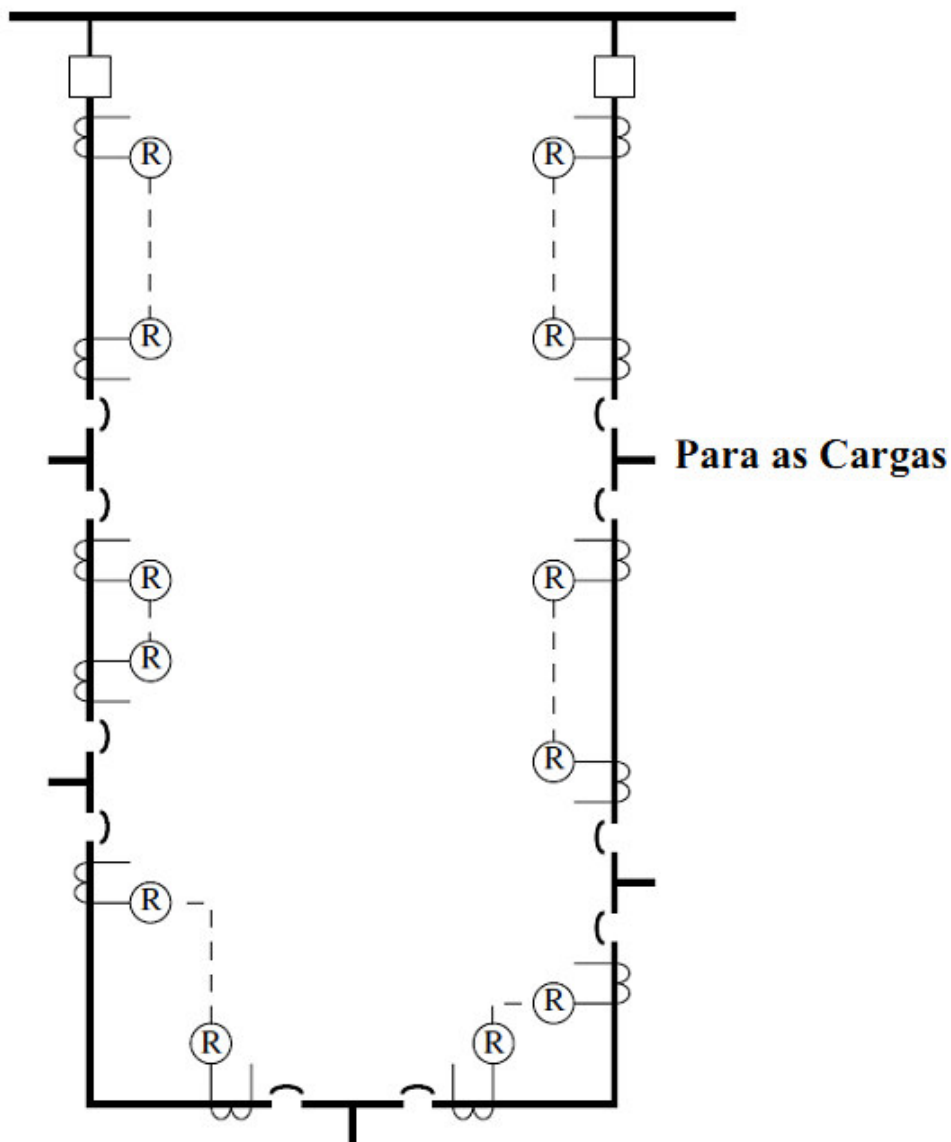


Figura 1.7: Diagrama unifilar de uma configuração em Anel (“Closed-Loop”).

vii) Configuração Malhada (“Grid Network”): utiliza dois ou mais alimentadores primários para alimentar a rede secundária em múltiplas localizações. Na maioria dos casos estes alimentadores primários são do tipo radial. Contudo, os alimentadores primários são entrelaçados de tal forma que o fornecimento de energia para quaisquer transformadores adjacentes a partir de um mesmo alimentador é evitado. Desta forma, se um alimentador primário está fora de serviço, os alimentadores restantes podem alimentar os consumidores sem qualquer sobrecarga ou queda de tensão intolerável. Conseqüentemente, os disjuntores da configuração malhada também devem identificar reversões de fluxo para eliminar faltas, assim como na configuração de barra única. O diagrama unifilar de uma rede de distribuição com configuração malhada é mostrado na Figura 1.8 [Short, 2004].

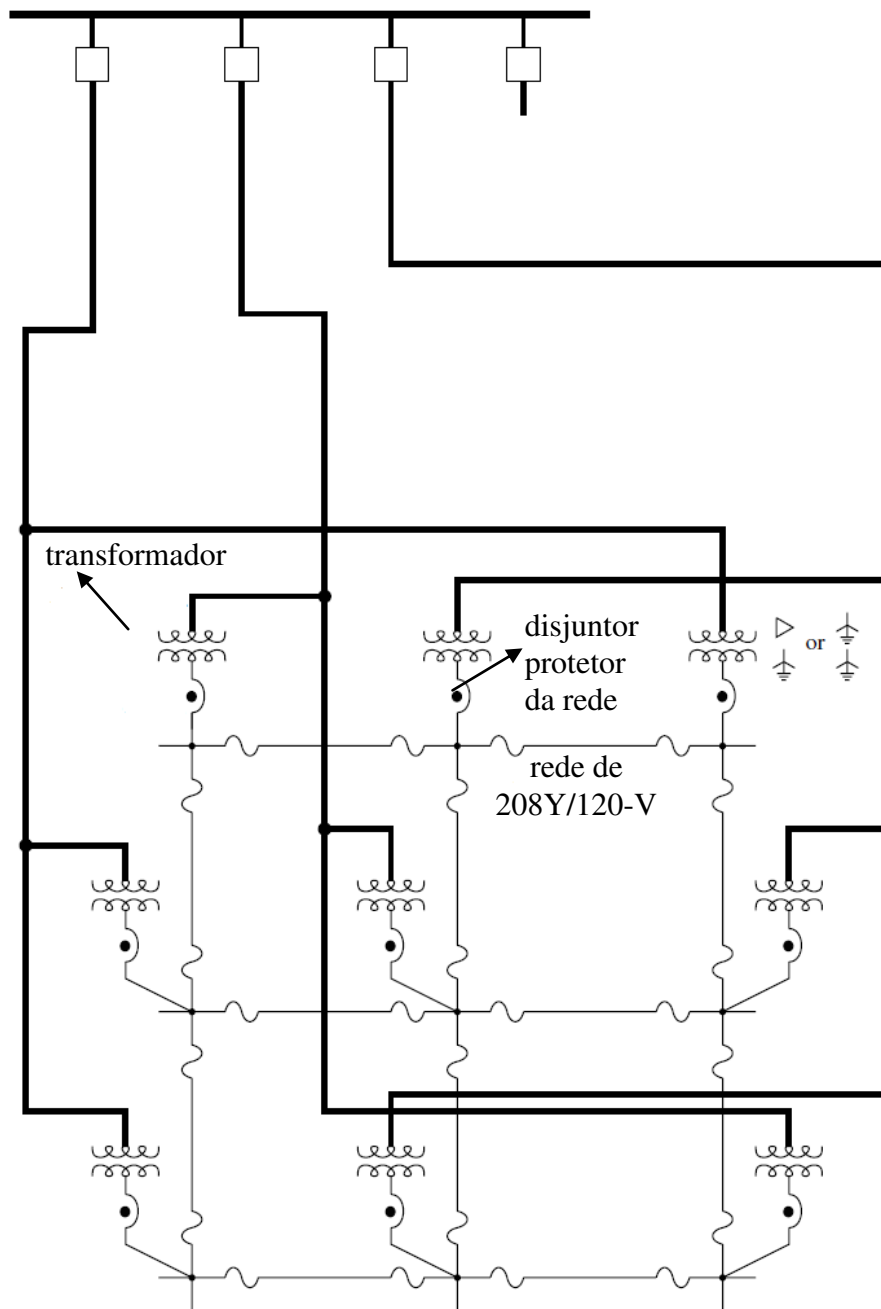


Figura 1.8: Diagrama unifilar de uma configuração malhada (“Grid Network”).

1.2. Aspectos Gerais sobre Qualidade de Energia

A principal função de um sistema de potência é fornecer energia elétrica aos consumidores da forma mais econômica possível e com padrões de qualidade aceitáveis. O aspecto econômico da operação de sistemas de energia elétrica está associado com a minimização dos custos de produção de energia nas usinas de geração. Geralmente, estes custos estão associados com os custos dos combustíveis (carvão, gás natural, óleo, água, etc.) usados como fontes de energia primárias. Do ponto de vista do consumidor, a QEE está associada com condições do fornecimento de energia que causam mal funcionamento de aparelhos elétricos ou impedem a sua utilização. Por outro lado, considerando a perspectiva de uma empresa de energia elétrica, a QEE está relacionada com a não conformidade a vários padrões referentes à forma de onda da tensão de fornecimento. Desta forma, a avaliação da QEE tem como objetivos a estimação e a medição de desvios na forma de onda da tensão de fornecimento com relação a uma fonte de tensão senoidal perfeita. Desta forma, a QEE contempla os seguintes fenômenos [Brown, 2002], [Dugan et al., 2002], [Kagan et al, 2009]:

i) Interrupção no Fornecimento de Energia: é a perda da continuidade no fornecimento de energia causada pela falha de equipamentos ou por atividades de manutenção programadas. De acordo com as definições acima, as interrupções no fornecimento de energia são problemas de QEE nos quais a tensão de fornecimento é reduzida para zero. As interrupções no fornecimento de energia são geralmente avaliadas através de índices associados com as suas frequências e durações. Estes índices expressam a confiabilidade do sistema. Desta forma, os problemas de confiabilidade são um subconjunto dos distúrbios de QEE.

ii) Variação de Tensão de Longa Duração: é o aumento (sobretensão) ou a redução (subtensão) na magnitude da tensão em regime permanente. Estas variações na tensão podem ter durações de poucos minutos a várias horas. As variações de tensão de longa duração são causadas pela combinação da variação temporal da demanda de energia com o dimensionamento inadequado da rede de fornecimento de energia. Atualmente, estas variações de tensão também podem ser provocadas pela conexão de fontes de energia intermitentes na rede elétrica, tais como a eólica e a solar.

iii) Afundamento de Tensão de Curta Duração (“Voltage Sags”): são reduções temporárias na magnitude da tensão com durações de meio ciclo até vários segundos. Os afundamentos de tensão são os distúrbios de maior interesse nos estudos de qualidade de energia, pois eles podem causar falhas de equipamentos sensíveis e abertura dos contatos de motores. A principal causa dos afundamentos de tensão são as faltas (curtos-circuitos) na rede elétrica. Além disso, este fenômeno tende a ser agravado com a conexão de geração distribuída na rede de distribuição.

iv) Elevação de Tensão de Curta Duração (“Voltage Swell”): são aumentos temporários na magnitude da tensão com durações de meio ciclo até vários segundos. As elevações de tensão são geralmente causadas por faltas assimétricas (uma falta fase-terra causará uma elevação de tensão nas fases não defeituosas) e desenergização de cargas de grande porte.

v) Transitórios: são mudanças bruscas não recorrentes na magnitude da tensão. A principal causa dos transitórios são as descargas atmosféricas.

vi) Ruído: o ruído pode ser geralmente definido como sinais de tensão indesejados com conteúdo espectral de banda larga. As causas mais comuns de ruído são: dispositivos elétricos baseados em eletrônica de potência, circuitos de controle, equipamento de soldagem, cargas com retificadores de estado sólido e fontes de alimentação chaveadas. Os problemas de ruído são exacerbados na presença de aterramentos inadequados.

vii) Distorção Harmônica: é uma distorção, em regime permanente, ou semipermanente, na forma de onda de tensão ou de corrente, geralmente causadas por dispositivos (cargas) não lineares existentes no sistema. Em geral, as distorções harmônicas são composições de forma de ondas periódicas com frequência múltipla da inteira fundamental da rede. A utilização de cargas não lineares (controles de motores com frequência ajustável, lâmpadas fluorescentes com reatores magnéticos, fontes de alimentação de computadores, carregadores de telefones celulares, inversores, fornos a arco, etc.) provoca o aparecimento de correntes harmônicas, que são injetadas no sistema elétrico.

viii) Flutuações de Tensão ou Cintilação (“Flicker”): é a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso nas lâmpadas elétricas causada pelas flutuações da tensão de alimentação. De um modo geral, podem-se relacionar as flutuações aleatórias e repetitivas com a operação de cargas não lineares que apresentam consumo de potência variável no tempo (bombas de água, elevadores, fornos a arco, máquinas de solda, laminadoras, etc.),

enquanto que as flutuações esporádicas relacionam-se com manobras de rede ou de carga. As frequências verificadas neste fenômeno são bastante baixas, na ordem de 10 Hz, e ocorrem sobre a frequência da rede.

ix) Desequilíbrio de tensão e corrente: são fenômenos de longa duração, assim como as variações de tensão de longa duração, e ocorrem em sistemas trifásicos devido aos seguintes fatores: modo de ligação das cargas e a assimetria das redes elétricas. Os desequilíbrios de tensão podem ter impactos significantes nas cargas do sistema. Por exemplo, no caso dos motores os desequilíbrios de tensão podem resultar em: redução da vida útil, aumento de vibrações e diminuição no torque.

x) Variação de Frequência: é um desvio na frequência de operação nominal da rede elétrica (60 Hz no Brasil) que ocorrem quando os controles de velocidade dos geradores são ajustados devido a: mudanças na carga do sistema, falhas de geradores e perda de interligações entre áreas.

xi) Nível CC (“DC Offset”): uma tensão tem nível CC se o seu valor médio não é zero. Este nível pode ser descrito como componente harmônico de frequência nula em uma série de Fourier, mas é geralmente tratado de forma separada. O nível CC pode ser causado por distúrbios geomagnéticos e retificação de meia-onda que causa saturação nos núcleos dos transformadores.

xii) Entalhes de Chaveamento (“Comutation Notches”): ocorrem quando chaves baseadas em eletrônica de potência causam curtos-circuitos temporários entre fases durante o processo de comutação. Visto que o entalhamento é periódico, ele pode ser classificado como uma distorção de harmônica.

As formas de onda correspondentes aos principais distúrbios de qualidade de energia são mostradas na Figura 1.9.

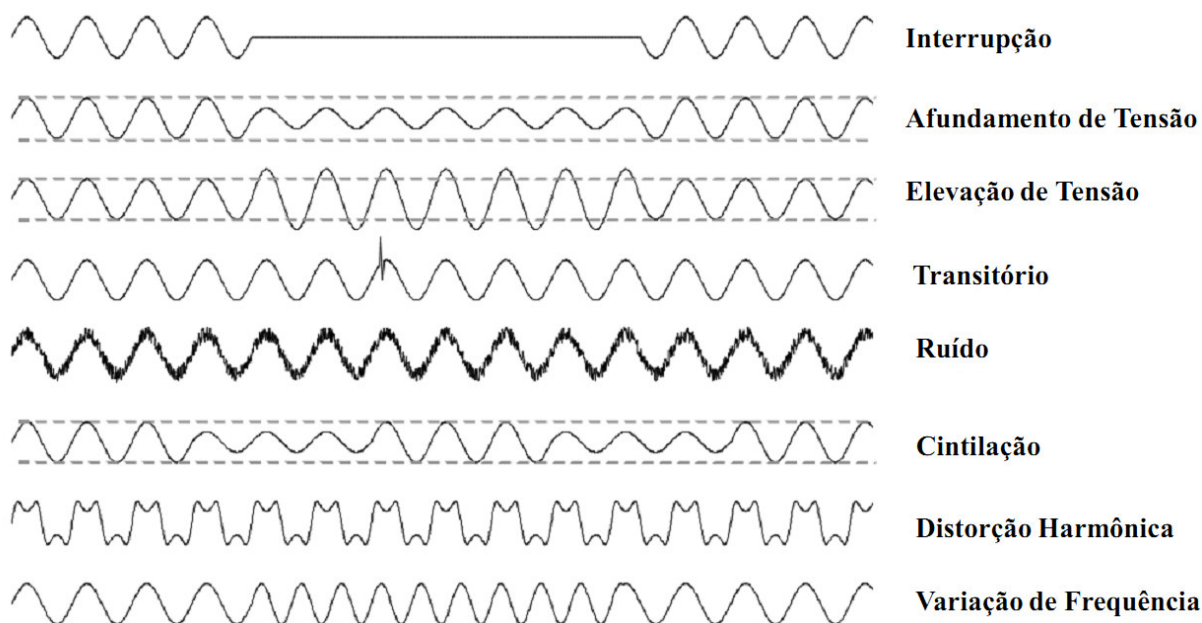


Figura 1.9: Formas de onda associadas com os principais distúrbios de qualidade de energia.

O interesse crescente por problemas associados com a QEE também tem sido motivado pelos seguintes fatores:

i) Introdução de automação em processos industriais: Com o objetivo de aumentar a produtividade e reduzir os custos de fabricação, as indústrias têm automatizado os seus processos de produção. Geralmente, as linhas de produção automatizadas utilizam equipamentos com controles baseados em microprocessadores e dispositivos de eletrônica de potência. Conseqüentemente, estes equipamentos são mais sensíveis a distúrbios de QEE. Em linhas de produção automatizadas, interrupções momentâneas ou variações de tensão de curta duração podem causar a paralisação de processos industriais, que por sua vez podem resultar em elevados custos de interrupção.

ii) Presença de computadores pessoais e dispositivos controlados eletronicamente em instalações residenciais: Os avanços no campo da eletrônica aumentaram significativamente a presença de computadores em residências e controles eletrônicos em dispositivos que auxiliam na realização de atividades domésticas. Atualmente, diversos equipamentos, tais como: aparelhos de dvd, fornos micro-ondas e máquinas de lavar, possuem relógios digitais embutidos que auxiliam na execução de programas especificados pelos usuários. Esta nova geração de equipamentos domésticos é mais sensível a distúrbios de qualidade de energia que seus antecessores. Por exemplo, os relógios digitais embutidos, em diversos

eletrodomésticos, são reinicializados quando ocorrem interrupções ou variações de tensão de curta duração no fornecimento de energia.

iii) Equipamentos de carga com baixa capacidade para suportar pequenos distúrbios de qualidade de energia: Para aumentar a competitividade com os seus concorrentes, os fabricantes de aparelhos elétricos produzem equipamentos de menor custo para aumentar as vendas. Em muitos casos, estes aparelhos não são capazes de suportar pequenos distúrbios de QEE. Consequentemente, problemas de QEE se manifestam com maior frequência na presença destes aparelhos.

iv) Aumento da percepção dos consumidores industriais e residências com relação a distúrbios de QEE: A presença de cargas sensíveis em instalações residenciais e industriais aumentou a percepção dos consumidores com relação a os distúrbios de QEE. Consequentemente, o número de reclamações recebidas por empresas de distribuição e órgãos reguladores tem aumentado nos últimos anos.

O tema desta dissertação está associado com as variações de tensão de longa duração. Desta forma, na próxima subseção será apresentada uma descrição detalhada sobre os problemas, métodos de avaliação e índices (métricas) referentes a este distúrbio de qualidade de energia.

1.3. Variações de Tensão de Longa Duração

Uma das principais funções de uma empresa de distribuição de energia elétrica é garantir o fornecimento de eletricidade para os consumidores com níveis de tensão adequados. Esta função é devido ao fato de que os equipamentos elétricos dos consumidores são projetados para funcionar dentro de uma faixa especificada de tensão. Contudo, o fluxo de corrente nos condutores, cabos e transformadores, causam quedas de tensão ao longo da rede de distribuição. Devido a isto, consumidores localizados próximos a uma subestação têm níveis mais altos de tensão enquanto que os consumidores mais distantes da subestação têm tensões mais baixas. Desta forma, restrições de queda de tensão devem ser consideradas nos estágios de planejamento e operação da rede elétrica. Caso contrário, as subtensões e sobretensões sustentadas podem causar os seguintes problemas para os consumidores:

- i) Operação indevida ou com baixa eficiência dos equipamentos elétricos dos consumidores: lâmpadas podem fornecer iluminação incorreta ou uma máquina pode girar mais rapidamente ou mais lentamente.
- ii) Desligamento de cargas sensíveis: um *no-break* pode suprir uma carga através de uma bateria durante um aumento ou decréscimo de tensão. Esta operação pode consumir as baterias antecipadamente e causar uma saída de serviço do equipamento principal.
- iii) Aquecimento de motores de indução devido à subtensões: uma redução na tensão terminal de um motor de indução causa um aumento na sua corrente. Por exemplo, uma redução de 90% na tensão pode causar um aumento de 10% a 50% na corrente de carga. Consequentemente, ocorre perda de vida útil no isolamento do motor devido ao aquecimento causado pela sobrecorrente.
- iv) Danos ou falhas em equipamentos devido à sobretensões: bulbos de lâmpadas incandescentes podem queimar muito mais rápido com tensões de operação elevadas.
- v) Aumento nas perdas em vazio nos transformadores causado pela presença de sobretensões sustentadas.

O principal pré-requisito para identificar os problemas acima é a obtenção das tensões nodais da rede elétrica, isto é, a determinação do perfil de tensão do sistema. As técnicas mais usadas para determinar o perfil de tensão da rede elétrica são:

i) Medição: uma amostra de pontos de carga é selecionada de forma aleatória a partir da população de pontos de carga em uma determinada área de serviço (subestação, alimentador, etc.). Em seguida são instalados medidores nos pontos de carga da amostra para armazenar as leituras de tensão durante um período especificado. Finalmente, os dados das tensões são processados para fornecer índices de qualidade associados com o perfil de tensão.

ii) Simulação: Utiliza uma modelagem computacional da rede elétrica para estimar os valores das tensões com base nos seguintes parâmetros: topologia da rede elétrica, curvas de carga e impedâncias dos circuitos. É desejável que a modelagem da rede elétrica seja a mais precisa possível. Contudo, o custo computacional pode limitar a precisão do modelo utilizado. Além disso, é possível obter resultados com uma precisão aceitável usando-se modelos aproximados.

A medição fornece uma avaliação real do perfil de tensão para o período de apuração. Entretanto, este método tem as seguintes desvantagens:

i) Custo elevado: é necessário adquirir e instalar os medidores de tensão.

ii) Tempo de obtenção dos resultados é alto: além do tempo de apuração (mensal) é necessário coletar e processar os dados das medições para obter uma avaliação do perfil de tensão.

iii) A análise se baseia em estatísticas passadas: não é possível fornecer uma avaliação do perfil de tensão para cenários futuros, tais como: evolução da demanda, recondutoramento dos circuitos, reconfiguração, etc.

Por outro lado, a simulação tem as seguintes características:

- i) Baixo custo: as informações necessárias para obter um perfil de tensão simulado estão disponíveis nos bancos de dados das empresas de distribuição de energia elétrica.
- ii) Resultados imediatos: o perfil de tensão simulado é obtido através de programa computacional. Desta forma, o perfil de tensão para um cenário de estudo é geralmente obtido em poucos segundos.
- iii) Capacidade para gerar análises preditivas: a simulação computacional permite avaliar o perfil de tensão da rede elétrica para cenários previstos de operação. Estes estudos são realizados modificando-se apenas os dados de entrada da rede elétrica. Esta característica é muito importante em estudos de planejamento, pois pode ser necessário avaliar diversas alternativas de projeto para corrigir o perfil de tensão.

Os sistemas de distribuição de energia elétrica estão passando por profundas mudanças devidas principalmente às políticas de melhoramento da qualidade e confiabilidade da energia fornecida aos usuários finais. Entre estas políticas se encontra o melhoramento do nível de tensão, diminuição de perdas, correção do fator de potência, diminuição das horas de interrupção do serviço, etc. No Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica [ANEEL, 2009], estabeleceu recentemente nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), os requerimentos necessários para que os sistemas operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

O PRODIST define três faixas para a tensão de atendimento. As faixas mudam de acordo com o tipo de ligação (monofásica, bifásica, trifásica) e nível de tensão do consumidor. Por exemplo, para um consumidor trifásico alimentado em uma tensão entre 1 kV e 69 kV as faixas de tensão são definidas de acordo com a Tabela 1.1, onde:

- i) TA – Tensão de Atendimento;
- ii) TC – Tensão Contratada;
- iii) TL – Tensão de Leitura;
- iv) Os valores de tensão estão em p.u. considerando a TC como tensão de base.

Tabela 1.1: Faixas de Tensão para um consumidor com tensão entre 1 kV e 69 kV

Classificação da TA	Faixa da TL com relação a TC
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$
Crítica	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Além de definir faixas de tensão, o PRODIST define indicadores individuais ou coletivos baseados nos tempos de permanência nestas faixas. Estes indicadores são calculados a partir de medições realizadas em uma amostra aleatória de consumidores.

Os indicadores individuais e coletivos obtidos a partir das definições das faixas de tensão são:

i) Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP):

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 [\%] \quad (1.1)$$

ii) Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC):

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 [\%] \quad (1.2)$$

iii) Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC):

$$ICC = 100 \times \frac{N_c}{N_L} \quad (1.3)$$

iv) Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária Equivalente (DRP_{eq}):

$$DRP_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{N_p} DRP_i}{N_L} \quad (1.4)$$

v) Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica Equivalente (DRC_{eq}):

$$DRC_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{N_C} DRC_i}{N_L} \quad (1.5)$$

Onde:

nlp e nlc são os números de leituras nas faixas precária e crítica, respectivamente.

$1.008 = 7 \times 24 \times 6$ é o número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos para um período de observação semanal.

N_C é número total de unidades consumidoras da amostra com registros de tensão nas faixas críticas.

N_L é o número total de unidades consumidoras

DRP_i é a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária para a unidade consumidora i .

DRC_i é a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica para a unidade consumidora i .

N_P é o número total de unidades consumidoras da amostra com registros de tensão nas faixas precárias.

Adicionalmente, o PRODIST também estabelece que o valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (DRPM) deve ser limitado em 3% e o valor da Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica (DRCM) em 0,5%. Quando há violações destas metas, a ANEEL determina um prazo para a regularização da tensão. Caso este prazo não seja atendido, será aplicada uma penalidade à concessionária que é calculada como se segue:

$$Valor = [(DRP - DRPM) \times k_1 + (DRC - DRCM) \times k_2] \times k_3 \quad (1.6)$$

Onde:

$k_1 = 0$, se $DRP < DRPM$.

$k_1 = 3$, se $DRP > DRPM$.

$k_2 = 0$, se $DRC < DRCM$.

$k_2 = 7$, para unidades consumidoras atendidas em baixa tensão, se $DRC > DRCM$.

$k_2 = 5$, para unidades consumidoras atendidas em média tensão, se $DRC > DRCM$.

$k_2 = 3$, para unidades consumidoras atendidas em alta tensão, se $DRC > DRCM$.

DRP representa o valor do DRP, expresso em %, apurado na última medição.

$DRPM = 3\%$.

DRC representa o valor do DRC, expresso em %, apurado na última medição.

$DRCM = 0,5\%$.

k_3 é o valor do encargo de uso do sistema de distribuição, referente ao mês da apuração.

A multa calculada pela equação (1.6) deve ser mantida enquanto o indicador DRP for superior ao DRPM ou o indicador DRC for superior ao DRCM. É importante enfatizar que quando houver registro de valores referentes à interrupção de energia elétrica, afundamentos ou elevações momentâneas de tensão, o intervalo de medição de 10 (dez) minutos deverá ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas. Ou seja, a apuração e a previsão de índices de conformidade de tensão estão associadas com a operação da rede de distribuição em condições normais [ANEEL, 2009]. Em outras palavras, falhas em equipamentos que causem distúrbios de qualidade não são consideradas.

Finalmente, é importante lembrar que a medição fornece uma avaliação real dos índices de conformidade de tensão na rede de distribuição. Contudo, a medição não é capaz de fornecer previsões sobre o impacto de alternativas de reforço nos índices de conformidade de tensão. Por exemplo, não é possível avaliar o impacto da instalação de um regulador de tensão, pois a medição foi realizada em uma configuração na qual o regulador não estava presente.

1.4. Geração Distribuída (GD)

Nesta subsecção será apresentada uma descrição dos potenciais impactos da inserção de GD no perfil de tensão de redes de distribuição. Atualmente, há um crescimento na penetração de GD em redes de distribuição causado pelos seguintes fatores:

- i) Recentes avanços tecnológicos na construção de turbinas que reduziram significativamente os custos de geração de energia;
- ii) Incentivo para utilização de sistemas de geração de energia elétrica baseados em fontes de energia renováveis devido a restrições ambientais para emissão de gases causadores do efeito estufa.
- iii) Livre acesso dos produtores independentes de energia às redes de transmissão e distribuição devido à desregulamentação do setor elétrico.

Desta forma, é importante avaliar os efeitos da interconexão de GD nos índices de conformidade de tensão das redes de distribuição de energia elétrica.

1.4.1. Introdução sobre as Tecnologias de GD

A GD ou geração embutida (termo europeu) está associada com a geração conectada a rede de distribuição com a utilização de tecnologias de geração de pequeno porte (de 0 a 5 MW) [Short, 2004]. A inserção de GD pode resultar nos seguintes benefícios para o desempenho da rede de distribuição:

- i) Reduzir o carregamento da rede elétrica;
- ii) Minimizar perdas elétricas;
- iii) Melhorar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Desta forma, a instalação da GD tem potencial para reduzir os investimentos na rede elétrica através do adiamento de projetos de expansão, tais como: construção de novas subestações, recondutoramento de alimentadores e repotencialização de transformadores.

Os benefícios resultantes da instalação da GD tornam-se mais expressivos nos seguintes cenários [Short, 2004]:

- i) Existência de cogeração: o aproveitamento de processos de aquecimento/refrigeração para a geração de eletricidade pode resultar em lucros significativos para os consumidores.
- ii) Presença de geração backup: muitos consumidores de energia (bancos, postos de gasolina, supermercados, etc.) possuem geradores de emergência para garantir o funcionamento das instalações durante interrupções no fornecimento de energia. Neste caso, torna-se atrativo produzir energia com estes geradores, em condições de pico de carga para reduzir os gastos de compra de energia a partir da distribuidora local. Este modo de operação exige a realização de um contrato entre a concessionária e o proprietário da GD.

Os projetos de GD se baseiam em diversas tecnologias de produção de energia, tais como:

- i) Microturbinas;
- ii) Turbinas eólicas;
- iii) Células de combustível;
- iv) Painéis fotovoltaicos.

Os principais mecanismos de conversão de energia e interface com a rede elétrica usados nos tipos de GD citados acima são:

- i) Gerador síncrono;
- ii) Gerador de indução;
- iii) Inversor.

O gerador síncrono é mais adequado quando a fonte de energia da GD é estável. Este é geralmente o caso quando a GD utiliza as tecnologias de turbinas de combustão e

microturbinas, pois as taxas de queima de combustível e mistura de ar, respectivamente, controlam a potência de saída. Devido a isto, a potência ativa de saída é controlável e é capaz de responder rapidamente a variações na carga [Short, 2004].

Turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos produzem potência de saída variável e não controlável devido ao comportamento estocástico da velocidade do vento e do brilho do sol. Nenhuma destas tecnologias é capaz de responder a variações na carga. No caso da geração eólica o mecanismo de conversão de energia mais utilizado é o gerador de indução, pois ele produz energia na frequência da rede elétrica independente da velocidade do rotor [Willis & Scott, 2000]. Por outro lado, os painéis fotovoltaicos geram energia em corrente contínua. Devido a isto, o uso de inversores é obrigatório para realizar a interface da GD solar com a rede elétrica [Short, 2004]. Os inversores também são de uso obrigatório em tecnologias de GD baseadas em células de combustível, pois estas também geram energia em corrente contínua.

A conexão dos mecanismos de conversão de energia citados acima na rede de distribuição introduz novos pontos de fornecimento de energia. Contudo, as redes de distribuição são projetadas para operar com fluxos unidimensionais entre as subestações e os pontos de carga. Devido a isto, as empresas de distribuição devem avaliar o impacto da penetração da GD em diversos aspectos operacionais da rede de distribuição, tais como: regulação de tensão e coordenação de proteções. Na próxima subseção será apresentada uma descrição resumida dos efeitos da GD no perfil de tensão. O impacto da GD na coordenação das proteções não será abordado devido ao tema desta dissertação estar associado somente com variações de tensão de longa duração.

1.4.2. Impacto da Inserção de GD no Perfil de Tensão

O perfil de tensão de uma rede de distribuição pode ser melhorado com a conexão da GD. Contudo é possível observar deteriorações severas no perfil de tensão de redes de distribuição em cenários pós-falta e pós-falha. Esta degradação no perfil de tensão ocorre devido ao desligamento da GD pelo seu sistema de proteção após uma falta (curto-circuito) ou a uma falha intrínseca da GD, ou seja, falha em um dos seus componentes tais como: sistema de refrigeração, engrenagens, turbina, etc. O desligamento da GD pelo seu sistema de proteção garante que o arco causado pela falta seja extinto adequadamente pela

interrupção da corrente de curto-circuito. Contudo, a GD pode permanecer desconectada, após uma falta, por até cinco minutos [Dugan, 2002]. Durante este período o suporte de potência ativa e reativa da GD, para corrigir o perfil de tensão, está indisponível. Consequentemente, o perfil de tensão tende a se deteriorar enquanto a GD estiver desconectada. Por outro lado, os desligamentos da GD devido a falhas intrínsecas tendem a ter durações maiores que cinco minutos, pois é necessário realizar o reparo dos componentes defeituosos. Neste caso, o impacto do desligamento da GD no perfil de tensão será mais severo do que nos desligamentos causados por faltas. Desta forma, é importante realizar estudos para avaliar o impacto da instalação da GD no perfil de tensão de uma rede de distribuição considerando os seguintes aspectos: restrições de queda de tensão, indisponibilidade da GD após uma falta ou falha intrínseca, curva de carga e cenários de alocação da GD.

Outro aspecto importante associado com o impacto da GD no perfil de tensão são as mudanças indesejadas nos *taps* dos reguladores de tensão. Geralmente, os reguladores de tensão são projetados para operar em situações de reversão de fluxo com o objetivo de controlar a tensão quando o alimentador é suprido por um ponto de fornecimento alternativo. Esta situação ocorre durante a restauração do fornecimento de energia via transferências de carga para alimentadores adjacentes. Neste caso, a operação do regulador de tensão é bem sucedida, pois a fonte original está desconectada para garantir o isolamento da falta que causou a restauração. Contudo, condições de reversão de fluxo também podem ocorrer na ausência de faltas na rede de distribuição. Por exemplo, um alimentador com significativa penetração de GD pode estar sujeito a condições de reversão de fluxo em condições de carga leve. Entretanto, a operação do regulador não será bem sucedida, pois ele tentará regular a tensão do lado da fonte original com ela conectada a rede elétrica. Todavia, a GD não tem capacidade para elevar a tensão da fonte da distribuidora e o *tap* do regulador se moverá para uma posição extrema [Dugan, 2002]. Devido a isto, os reguladores de tensão mais modernos são dotados de funções para operar com GD e detectar condições indesejadas de reversão de fluxo. Por exemplo, no Brasil a concessionária de distribuição COPEL definiu normas técnicas para a operação de reguladores de tensão em cenários de inversão de fluxo [COPEL, 2010]. É importante lembrar que cenários de inversão de fluxo também podem ocorrer na restauração de redes de distribuição. O regulador de tensão apenas modifica o terminal no qual a tensão é controlada sem modificar o sentido do fluxo, pois a rede é radial.

Adicionalmente, a GD também causa flutuações de tensão devido a variações na sua potência de saída. Este problema é mais acentuado em GDs baseadas em fontes renováveis tais como a eólica. A GD eólica é geralmente conectada distante da subestação do alimentador. Além disso, as seções dos troncos e das laterais dos alimentadores da rede de distribuição não são transpostas. Neste cenário, as variações na potência de saída da GD eólica podem causar os seguintes problemas nas tensões [Dugan, 2002]:

i) Desbalanceamento;

ii) Aumento da magnitude da tensão em uma fase e redução do módulo da tensão nas fases restantes.

Os problemas nas tensões descritos acima causam um aumento no número de operações dos reguladores de tensão e bancos de capacitores chaveados. Consequentemente, a vida útil destes equipamentos é reduzida. Uma solução para este problema é aumentar os intervalos dos controles destes dispositivos de tal forma que o número de operações seja reduzido. Contudo, esta estratégia pode contribuir para deterioração do perfil de tensão da rede.

Finalmente, um dos principais aspectos associados com a interconexão de GD na rede de distribuição é o ilhamento. O ilhamento é uma situação onde um ou mais geradores e uma parte do sistema da concessionária operam separadamente do restante do sistema. Esta situação pode ocorrer quando o sistema de proteção da GD falha para identificar que o disjuntor da concessionária foi aberto para eliminar uma falta. Consequentemente, a GD continua a energizar uma parte do alimentador. Os principais problemas associados com a formação de ilhas não intencionais são [Dugan, 2002], [Short, 2004]:

i) Risco de acidentes para o público e para as equipes da concessionária responsáveis pela restauração pós-falta devido à presença de seções energizadas do alimentador que deveriam estar desligadas.

ii) Danos na fonte primária de movimento, eixo e componentes de máquina da GD devido ao religamento com perda de sincronização (“*out of phase reclosing*”).

iii) Falhas de equipamentos de consumidores devido à ocorrência de tensões precárias por longos períodos de tempo.

A estratégia mais comum para prevenir o ilhamento é utilizar relés de tensão e frequência na GD para desliga-la quando um destes parâmetros migra para fora de uma faixa de operação especificada.

1.5. Impacto do Modelo da Carga na Estimativa do Perfil de Tensão

Em estudos de planejamento o método mais adequado para estimar o perfil de tensão de uma rede de distribuição é a simulação computacional da rede elétrica. A principal vantagem deste método é a sua capacidade para estimar (prever) o perfil de tensão para cenários futuros da rede de distribuição. Estes cenários estão associados com projetos de expansão ou estratégias de mitigação de problemas de tensão, tais como: recondução de circuitos, instalação de bancos de capacitores e reguladores de tensão, reconfiguração da rede e inserção de GD. As estimativas do perfil de tensão fornecidas por uma simulação são dependentes dos seguintes parâmetros: topologia da rede, impedâncias dos circuitos e modelo da carga. Desta forma, as hipóteses e simplificações associadas com estes parâmetros afetam de forma significativa as estimativas das tensões nodais. Por exemplo, é desejável estimar as tensões nodais usando um modelo de coordenadas de fase para representar de forma precisa a natureza desbalanceada do sistema de distribuição. Contudo, modelos de fluxo de potência balanceados (sequência positiva) podem fornecer resultados precisos mesmo na presença de linhas não transpostas e cargas com desequilíbrio moderado. Uma consideração frequentemente utilizada em estudos de fluxo de potência em redes de distribuição é que as cargas são modeladas como potência constante, ou seja, a potência consumida pelas cargas é independente da magnitude das tensões nodais. Esta hipótese geralmente se baseia na falta de informação sobre as características das cargas com relação à magnitude da tensão nodal.

Na verdade, as cargas das barras estão associadas com uma agregação de diferentes tipos de dispositivos, tais como: lâmpadas fluorescentes e incandescentes, fornos a arco, equipamentos de refrigeração e aquecimento, motores de indução, etc. Estes dispositivos exibem características de potência de saída distintas quando submetidos às mesmas variações de tensão. Desta forma, a representação das cargas por injeções de potência constantes não corresponde ao comportamento real do sistema. Uma alternativa para contornar este problema é usar um modelo polinomial para representar a carga do sistema, conforme equações (1.7) e (1.8):

$$Pd_i = (a_i^P + b_i^P V_i + c_i^P V_i^2) \times Pn_i \quad (1.7)$$

$$Qd_i = (a_i^Q + b_i^Q V_i + c_i^Q V_i^2) \times Qn_i \quad (1.8)$$

Onde:

a_i^P (a_i^Q), b_i^P (b_i^Q) e c_i^P (c_i^Q) são os fatores de participação na potência ativa (reativa) para as cargas do tipo potência, corrente e impedância, respectivamente.

Pd_i (Qd_i) é carga ativa (reativa) na barra i .

V_i é amplitude da tensão na barra i .

Pn_i (Qn_i) é carga ativa (reativa) nominal na barra i .

$$a_i^P + b_i^P + c_i^P = 1$$

$$a_i^Q + b_i^Q + c_i^Q = 1$$

A partir das equações (1.7) e (1.8) tem-se os seguintes modelos de carga:

- i) Potência constante: as potências ativas e reativas permanecem constantes quando a magnitude da tensão é modificada ($a_i^P = a_i^Q = 1$). Um modelo de potência constante é adequado para motores de indução.
- ii) Corrente Constante: o módulo da corrente permanece constante quando a tensão é modificada ($b_i^P = b_i^Q = 1$). Este modelo de carga é adequado para representar processos de retificação em escala industrial.
- iii) Impedância Constante: a impedância permanece constante quando a tensão é modificada ($c_i^P = c_i^Q = 1$). O modelo de impedância constante é adequado para lâmpadas incandescentes e outras cargas resistivas.

O impacto da modelagem da carga no perfil de tensão de uma rede de distribuição radial pode ser entendido com o auxílio do sistema de duas barras mostrado na Figura 1.10.

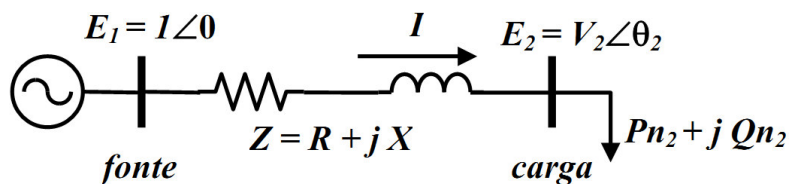


Figura 1.10: Sistema de duas barras.

A corrente extraída pela carga no circuito da Figura 1.10 é dada pela equação (1.9).

$$I = \frac{Sd_2^*}{E_2^*} = \frac{(Pd_2 - jQd_2)}{E_2^*} = \frac{Pn_2(a_2^P + b_2^P V_2 + c_2^P V_2^2) - jQn_2(a_2^Q + b_2^Q V_2 + c_2^Q V_2^2)}{E_2^*} \quad (1.9)$$

Aplicando-se a Lei de Kirchhoff das Tensões no circuito da Figura 1.10 tem-se que a tensão E_2 é dada pela equação (1.10):

$$E_2 = E_1 - Z \times I = E_1 - Z \times \frac{Pn_2(a_2^P + b_2^P V_2 + c_2^P V_2^2) - jQn_2(a_2^Q + b_2^Q V_2 + c_2^Q V_2^2)}{E_2^*} \quad (1.10)$$

A partir da equação (1.10), pode-se concluir que quanto menor a corrente solicitada pela carga, menor será a queda de tensão. Contrariamente, quanto maior a corrente solicitada maior será a queda de tensão. Desta forma, o modelo de carga que resulta na menor queda de tensão é o de impedância constante ($c_i^P = c_i^Q = 1$), pois o numerador da expressão da corrente é amortecido pelo quadrado da magnitude da tensão (cujo valor é menor do que a unidade), ou seja:

$$E_2 = E_1 - Z \times I = E_1 - Z \times \frac{V_2^2 \times (Pn_2 - jQn_2)}{E_2^*}$$

Por outro lado, o modelo de carga que resulta na maior queda de tensão é o de potência constante ($a_i^P = a_i^Q = 1$), pois o numerador da expressão da expressão da corrente assume o seu valor máximo visto que ele não é amortecido pela magnitude da tensão, isto é:

$$E_2 = E_1 - Z \times I = E_1 - Z \times \frac{(Pn_2 - jQn_2)}{E_2^*}$$

Finalmente, o modelo de corrente constante resulta em uma queda de tensão intermediária entre aquelas associadas com os modelos de impedância e potência constante, pois o numerador da expressão da corrente é amortecido pelo módulo da tensão, isto é:

$$E_2 = E_1 - Z \times I = E_1 - Z \times \frac{V_2 \times (Pn_2 - jQn_2)}{E_2^*}$$

Portanto, pode-se concluir que o tipo de modelo de carga usado no fluxo de carga terá grande impacto sobre as tensões nodais estimadas.

Além disso, dados disponíveis na literatura técnica recomendam a utilização de modelos de carga híbridos dependendo da natureza dos consumidores. Por exemplo, a Tabela 1.2 [Short, 2004], [Willis, 1997] apresenta algumas recomendações para modelos de carga em estudos de perfil de tensão em redes de distribuição.

Tabela 1.2: Modelos de Carga Recomendados para estudos sobre o perfil de tensão

Tipo do Alimentador	Potência Constante (%)	Impedância Constante (%)
Residencial e comercial no pico de verão	67	33
Residencial e comercial no pico de inverno	40	60
Urbano	50	50
Industrial	100	0
Países em desenvolvimento	25	75

A partir da Tabela 1.2, pode-se observar que não é razoável considerar um modelo de carga 100% potência constante para países em desenvolvimento, tais como o Brasil. Adicionalmente, é também importante investigar os efeitos do modelo da carga nos índices de conformidade de tensão quando estes índices são estimados através de simulações baseadas em estudos de fluxo de potência. Estes estudos de sensibilidade são importantes, pois os dados apresentados na Tabela 1.2 são apenas recomendações sobre o modelo de carga. Na realidade, existem incertezas associadas com os valores dos fatores de participação dos modelos de carga.

1.6. Incertezas Relacionadas com Erros de Previsão de Carga

A demanda da carga dos consumidores em uma rede de distribuição de energia elétrica está sujeita a variações cronológicas devido às atividades humanas seguirem ciclos diários, semanais e mensais. A demanda da carga é geralmente maior durante o dia e começo da noite quando as cargas industriais são altas, as luzes estão acesas, etc. Por outro lado, a demanda da carga é menor tarde da noite e no começo da manhã quando a maioria da população está dormindo.

A estimativa da carga esperada de uma rede de distribuição em um instante futuro é uma tarefa importante para atender a carga dentro de padrões de qualidade de fornecimento de energia em qualquer instante de ocorrência da demanda.

Por outro lado, os planejamentos da operação e da expansão de uma rede de distribuição são processos multipassos (multi-estágios), ou seja, as decisões inerentes ao processo de planejamento são tomadas em intervalos de tempos pré-especificados. Um aspecto importante sobre o qual todos os passos são baseados é a previsão de carga. Esta previsão define a capacidade do sistema de distribuição que necessita ser obtida para uma configuração futura da rede elétrica. Se a previsão é feita inadequadamente, todos os passos subsequentes direcionaram para um planejamento no qual as cargas futuras diferem das cargas que serão desenvolvidas, e todo o processo de planejamento está em risco.

De acordo com o horizonte de tempo, a previsão de carga pode ser classificada como [Sallam & Malik, 2011]:

i) Curtíssimo prazo: é realizada considerando-se horizontes de tempo de poucos minutos até uma hora à frente. Este tipo de previsão é usado em funções de centros de controle de energia elétrica, tais como: estimativa de estado e controle automático de geração.

ii) Curto prazo: intervalos de tempo abrangendo de uma hora a uma semana. Este tipo de previsão é utilizado em várias funções de um sistema de potência, tais como: comissionamento de unidades geradoras, despacho econômico, programação de transferência de energia e controle em tempo real.

iii) Médio Prazo: abrange intervalos de 1 mês a 5 anos. As empresas de energia elétrica aplicam a previsão de médio prazo em estudos de compra de combustível e cálculo de tarifas de eletricidade.

iv) Longo Prazo: considera intervalos de tempo de 5 a 20 anos ou mais. É utilizado pelos engenheiros de planejamento em estudos de planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

Métodos de previsão de carga confiáveis permitem que as empresas realizem previsões de demanda e aloquem seus recursos de forma eficiente para evitar interrupções no fornecimento de energia para os seus consumidores. Eles também auxiliam os operadores da rede de distribuição a realizar de forma adequada transferências de carga entre alimentadores durante a ocorrência de manutenções programadas ou falhas nos componentes da rede.

Há uma necessidade especial para a precisão na previsão de carga. Esta necessidade é devido ao fato de que uma previsão de carga subestimada resulta em equipamentos subdimensionados que por sua vez causam problemas na qualidade do fornecimento de energia. Por outro lado, uma previsão de carga superestimada direciona a equipamentos sobredimensionados, ou seja, excesso de capacidade que não é necessário para vários anos à frente. Consequentemente, a empresa fica em uma situação desfavorável na qual ela tem que cobrir os custos do sobredimensionamento sem receitas.

O modelo de previsão de carga pode ser usado para gerar séries temporais simuladas da curva de carga. As séries simuladas também são conhecidas como séries sintéticas [Cowpertwait & Metcalfe, 2009]. As séries simuladas têm diversas utilidades no planejamento de redes de distribuição. Por exemplo, gerar cenários de carga futuros plausíveis e construir intervalos de confiança para índices estimados. Na verdade, na maioria dos estudos probabilísticos em sistemas de geração, transmissão e distribuição a modelagem da curva de carga é cronológica e determinística [Endrenyi, 1978], [Billinton & Allan, 1996], [Billinton & Wenyan, 1994]. Isto é, a variação temporal da carga se baseia somente em dados históricos (curva de carga do caso base). Consequentemente, a mesma curva de carga é considerada em todos os cenários simulados no processo de planejamento. Esta consideração não representa de forma adequada o comportamento real da demanda,

pois as curvas de carga de semanas distintas são diferentes devido à natureza estocástica da demanda de energia elétrica. Desta forma, é importante emular as realizações (séries temporais) do processo estocástico associado com a curva de carga. A modelagem estocástica da carga baseada em ferramentas de previsão tem sido usada na simulação de custos de produção [Valenzuela et al., 2000] e em estudos de planejamento de sistemas hidroelétricos [Costa et al., 2007]. Além disso, é importante mencionar que os modelos estocásticos baseados em ferramentas de previsão foram recentemente utilizados para modelar as variações temporais na potência de saída de geradores baseados em fontes de energia renováveis, tais como a eólica [Billinton et al., 1996], [Karki et al., 2006], [Billinton et al., 2009]. Portanto, uma estimação precisa dos índices de conformidade de tensão para um período de estudo (semanal ou mensal) deve considerar modelos de carga estocásticos baseados em ferramentas de previsão, tais como as séries temporais [Cowpertwait & Metcalfe, 2009]. Nesta modelagem, os índices de conformidade de tensão tornam-se variáveis aleatórias mesmo quando outras incertezas são ignoradas. Por exemplo, as disponibilidades dos geradores e bancos de capacitores. Por outro lado, na modelagem cronológica pura da carga, os índices de conformidade são determinísticos, pois apenas um cenário de carga é simulado. Devido a isto, não é possível calcular riscos ou intervalos de confiança correspondentes aos índices de conformidade de tensão.

1.7. Revisão Bibliográfica

A penetração crescente de GD, as variações cronológicas na demanda e a modelagem da carga no fluxo de potência, motivaram a realização de diversos estudos sobre o impacto destas variáveis em diversas métricas de desempenho de redes de distribuição tais como: perdas resistivas, perfil de tensão, índices de conformidade de tensão, carregamento, etc. Nesta seção é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o impacto da GD, modelo de carga e variação temporal da demanda nos índices de desempenho da rede de distribuição. Atualmente, existem muitas publicações disponíveis associadas com estes três tópicos. Entretanto, nesta dissertação trata-se somente dos artigos mais relevantes e que darão suporte as metodologias de estimação dos índices de conformidade de tensão propostas nesta dissertação.

Na referência [Wang, 2001], a Simulação Monte Carlo (SMC) baseada na distribuição normal trivariada é usada para gerar cenários de desbalanços de tensão em redes de distribuição. Os parâmetros da distribuição normal trivariada são estimados a partir de medições. Entretanto, o modelo proposto não considerou os desequilíbrios de tensão causados pela não transposição das seções dos alimentadores, ou seja, o modelo da rede elétrica não é considerado.

Os autores [Masters et al., 2000] propõem a aplicação de cadeias de Markov discretas para modelar o impacto da variação na potência de saída de geradores eólicos sobre o perfil de tensão de redes de distribuição. Todavia alguns aspectos importantes na avaliação probabilística do perfil de tensão são desconsiderados tais como: variações estocásticas na demanda de energia elétrica e a indisponibilidade dos geradores eólicos.

Na referência [Quezada, 2006] é analisado o impacto da conexão de diversos tipos de GD nas perdas anuais de energia elétrica. Neste artigo, o modelo markoviano proposto em [Masters et al., 2000] é novamente usado para modelar a intermitência na potência de saída da GD eólica. Outro aspecto importante considerado é a utilização de curvas de carga anualizadas para os pontos de carga da rede de distribuição. Contudo, o modelo da carga é cronológico e determinístico, isto é, erros de previsão de carga não são

simulados. Além disso, a indisponibilidade da GD não é incluída na estimação das perdas elétricas.

Uma metodologia baseada em fluxo de potência probabilístico, em coordenadas de fase, é proposta em [Caramia et al., 2007] para calcular intervalos de confiança e distribuições de probabilidade associados com tensões de fase e desequilíbrios de tensão. O método proposto neste artigo utiliza a distribuição normal trivariada para modelar os desbalanços de tensão nas cargas. Além disso, o método proposto também modela o impacto de GD eólica nos desequilíbrios de tensão utilizando a distribuição de Rayleigh. Contudo, o método proposto em [Caramia et al., 2007] ignora incertezas referentes a erros de previsão de carga, variação temporal da demanda e disponibilidade da GD.

Na referência [Bracale et al., 2008] é proposta uma metodologia para avaliar o impacto da GD eólica no perfil de tensão de uma rede de distribuição em um período diário (24 horas). Uma contribuição importante deste artigo é a modelagem de incertezas dependentes do tempo associadas com a GD eólica usando séries temporais bayesianas. Contudo, a modelagem de séries temporais não foi estendida para representar a natureza estocástica da demanda de energia elétrica. Além disso, o impacto das falhas na GD sobre a regulação de tensão foi novamente desconsiderado.

Uma metodologia de estimação de índices de conformidade de tensão baseada em algoritmos de fluxo de potência nebuloso (*fuzzy*) e probabilístico é proposta em [Guimarães, 2008]. Nesta referência a variação estocástica da demanda é considerada na estimação dos índices de conformidade de tensão. Contudo, o custo de implementação da metodologia é elevado devido a necessidade de adquirir as curvas de carga de consumidores individuais para um período de estudo. Ou seja, é necessário comprar e instalar medidores em uma amostra significativa de consumidores para armazenar as curvas de carga. Em seguida é necessário coletar os dados para gerar os modelos probabilístico e nebuloso da demanda. Infelizmente, os dados requeridos pelo método proposto em [Guimarães, 2008] não estão disponíveis na maioria das empresas de distribuição de energia elétrica. Na verdade, as medições horárias das demandas só são disponíveis nos barramentos das subestações nos quais os alimentadores são conectados. Além disso, as únicas medições disponíveis para consumidores individuais são as demandas mensais usadas no faturamento da energia. Devido à esparsidade de medições de curvas de carga em redes de distribuição, utilizam-se diversos métodos para estimar as curvas de carga de pontos de carga individuais,

por exemplo: alocação de carga baseada nas potências nominais dos transformadores e calibração de carga baseadas em medições de corrente [Kersting, 2007]. Adicionalmente, deve-se mencionar que além do custo elevado, devido a aquisição de curvas de carga de consumidores, a metodologia proposta em [Guimarães, 2008] não considera o efeito da interconexão de GD nos índices de conformidade de tensão. Finalmente, é importante lembrar que as curvas de carga medidas tem um prazo de validade devido à evolução natural da demanda e aumento no número de consumidores dos alimentadores. Desta forma, seria necessário repetir a pesquisa de carga (“*load survey*”), requerido por [Guimarães, 2008], para realizar um estudo de conformidade de tensão quando as curvas de carga históricas não forem mais representativas do perfil de demanda da rede de distribuição.

Na referência [Pareja, 2009] é apresentada uma metodologia baseada em fluxo de potência probabilístico para estimar o perfil de tensão e o carregamento de uma rede de distribuição. Estes índices de desempenho são calculados considerando-se incertezas associadas com a variação estocástica da demanda nas fases onde os consumidores são conectados. Assim como na referência [Guimarães, 2008] o modelo estocástico da variação temporal na demanda de energia é também obtido através de dados coletados em uma campanha de medição ou pesquisa de carga (“*load survey*”). Desta forma, os dados usados para gerar o modelo proposto em [Pareja, 2009] tem um custo de aquisição elevado e também possuem validade limitada devido ao progresso natural da demanda. Finalmente, a metodologia de estimação dos índices de desempenho proposta em [Pareja, 2009] também ignora o efeito da inserção de geração distribuída nos índices de conformidade de tensão.

Uma metodologia, baseada na Simulação Monte Carlo (SMC), para avaliar a regulação de tensão em redes de distribuição secundárias é apresentada em [McQueen et al., 2005]. A SMC é utilizada para gerar séries sintéticas simuladas da demanda de energia de consumidores residenciais com base na distribuição gama. O modelo de geração das séries sintéticas da demanda também considera a temperatura como uma variável explanatória. Uma desvantagem da metodologia proposta nesta referência é que ela não considera o impacto de GD na regulação de tensão. Outras desvantagens do método proposto em [McQueen et al., 2005] são o custo elevado e a validade limitada dos dados de carga usados pelo modelo probabilístico. Esta desvantagem é devido à necessidade de realizar campanhas de medição para obter as curvas de carga das classes de consumidores [McQueen et al., 2004] assim como nas referências [Guimarães, 2008], [Pareja, 2009].

Uma avaliação do impacto da inserção de GD sobre as perdas resistivas de uma rede de distribuição é realizada em [Qian et al., 2011]. Esta avaliação considera a variação temporal na demanda de energia. Contudo, as modelagens da demanda e da GD são determinísticas. Apesar disso, uma importante contribuição de [Qian et al., 2011] é investigar o efeito do modelo da carga (potência, corrente e impedância constante) quando o impacto da conexão de GD é avaliado sobre as perdas de energia.

Na referência [Singh et al., 2007] é avaliado o impacto de modelos de carga dependentes da tensão para consumidores residenciais, comerciais e industriais no planejamento de redes de distribuição com GD. Nesta referência é mostrado que o tipo de modelo de carga afeta significativamente a alocação e a dimensão da GD instalada na rede de distribuição. Além disso, é demonstrado que os resultados e decisões obtidos com um modelo de carga de potência constante não são tecnicamente factíveis se empregados em um sistema cujo comportamento da potência da carga não é constante com relação à tensão.

A partir da revisão bibliográfica realizada acima, pode-se concluir que a avaliação probabilística de índices de desempenho em redes de distribuição (perfil de tensão, perdas, desequilíbrios de tensão, índices de conformidade de tensão, etc.) se baseia em três modelos de carga:

- i) Determinístico Estático: variação cronológica da demanda é desconsiderada, ou seja, os índices são calculados para um único patamar de carga [Masters et al., 2000], [Wang et al., 2001], [Quezada et al., 2006], [Caramia et al., 2007].
- ii) Determinístico Cronológico: a variação cronológica da demanda é considerada, mas a mesma série temporal da carga é usada em todos os cenários de planejamento [Singh et al., 2007], [Bracale et al., 2008], [Qian et al., 2011].
- iii) Estocástico: as incertezas associadas com a variação temporal da demanda são consideradas, ou seja, séries temporais sintéticas são geradas para cada cenário de planejamento [McQueen et al., 2005], [Guimarães, 2008], [Pareja, 2009].

Do ponto de vista do planejamento da operação e da expansão, os modelos de cargas estocásticos são mais adequados, pois eles minimizam o sobredimensionamento ou subdimensionamento dos recursos devido à modelagem de incertezas associadas com variações temporais da demanda. A precisão dos modelos estocásticos existentes [McQueen

et al., 2005], [Guimarães, 2008], [Pareja, 2009] é alta devido ao uso de dados de curvas de carga obtidos através de campanhas de medição. Contudo, é importante lembrar que os custos de aquisição dos dados são elevados devido à compra e instalação de medidores para obter as curvas de carga. Além disso, é também importante lembrar que a validade dos dados das campanhas de medição é limitada em razão do crescimento correspondente da demanda.

Adicionalmente, pode-se observar que a modelagem da GD na estimação dos índices de desempenho se baseia nos seguintes paradigmas:

i) Determinístico: nenhum tipo de incerteza (variabilidade na potência gerada ou indisponibilidade) associada com a GD é considerada [Qian et al., 2011], [Singh et al., 2007].

ii) Probabilístico com Representação no Espaço de Estados: as incertezas associadas com a variação na potência de saída da GD são modeladas sem considerar o processo cronológico de transição de estados [Masters et al., 2000], [Quezada et al., 2006], [Caramia et al., 2007].

iii) Probabilístico com Representação Cronológica: as incertezas associadas com a variação na potência de saída da GD são modeladas considerando a sua dependência temporal [Bracale et al., 2008].

Entretanto, nenhum dos modelos de GD citados acima considerou o impacto da indisponibilidade da GD sobre os índices de desempenho da rede de distribuição.

1.8. Motivação

Conforme foi discutido previamente, os modelos de carga estocásticos são preferíveis no âmbito do planejamento da rede de distribuição em razão da sua característica em minimizar problemas de qualidade devido ao subdimensionamento da capacidade da rede ou perdas de receita devido ao sobredimensionamento da capacidade da rede. Todavia, os modelos estocásticos existentes têm custos elevados devido à necessidade de realizar campanhas de medição para obter as curvas de carga. Desta forma, é importante desenvolver modelos preditivos que utilizem os dados atualmente disponíveis nas empresas de distribuição, ou seja: as medições de potência ativa e reativa dos alimentadores obtidas a partir das barras da subestação nas quais os alimentadores são conectados. Este tipo de medição incorpora naturalmente o crescimento correspondente da demanda, pois as medições não são realizadas somente para uma amostra de consumidores e são armazenadas em bases de dados das distribuidoras para realizar previsões associadas com compras de energia no mercado atacadista de energia.

Além disso, a conexão de GD na rede de distribuição tem sido estimulada pelos seguintes fatores: o surgimento de novas tecnologias de construção de microturbinas, a desregulamentação do setor elétrico e a tendência para a utilização de recursos de geração de baixo impacto ambiental. Contudo, nenhuma publicação nacional considerou o impacto da GD sobre os índices de conformidade de tensão.

Finalmente, o efeito do modelo da carga, usado no fluxo de potência, sobre os índices de conformidade de tensão não tem sido investigado.

Com a existência de uma regulamentação para problemas de conformidade de tensão e com a tendência crescente para a inserção de GD na rede de distribuição, faz-se necessário desenvolver métodos que possam incorporar os aspectos mencionados acima na estimação dos índices de conformidade de tensão. A ausência de tais métodos motivou o desenvolvimento desta pesquisa. Portanto, o objetivo principal desta pesquisa é desenvolver procedimentos e técnicas para realizar uma estimação probabilística de índices de conformidade de tensão.

1.9. Objetivos da Dissertação

O objetivo desta dissertação está centrado no desenvolvimento de um método que modele o comportamento aleatório da rede de distribuição na estimação dos índices de conformidade de tensão através de métodos probabilísticos. Modelos e técnicas para incorporar variações estocásticas na demanda e a indisponibilidade da GD na estimação dos índices de conformidade de tensão são propostos.

Os principais objetivos desta dissertação são:

- i) Combinar métodos de fluxo de potência com os modelos estocásticos da rede de distribuição e da GD.
- ii) Incorporar as incertezas associadas com a variação temporal da demanda e a indisponibilidade da GD na estimação dos índices de conformidade de tensão.
- iii) Estimar índices de conformidade de tensão nodais e sistêmicos.
- iv) Implementar computacionalmente os modelos e algoritmos mencionados acima e realizar estudos em sistemas-teste.
- v) Realizar uma análise de sensibilidade dos índices de conformidade de tensão com relação aos modelos de carga usados no algoritmo de fluxo de potência.

A técnica proposta nesta dissertação para realizar uma Avaliação Probabilística de Conformidade de Tensão (APCT) se baseia na combinação das seguintes técnicas:

- i) Fluxo de Potência para Redes de Distribuição Radiais Baseado no Método de Soma de Correntes: para calcular as tensões nodais associadas com um estado do sistema.
- ii) Simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial: para modelar incertezas associadas com a indisponibilidade da GD.
- iii) Análise de Fourier de Séries Temporais: para representar a natureza estocástica da demanda das cargas conectadas à rede de distribuição.

1.10. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em 7 capítulos:

Capítulo 1: contém uma introdução geral e uma revisão bibliográfica dos trabalhos relacionados com a APCT.

Capítulo 2: descreve o algoritmo de fluxo de potência, baseado no método de soma de correntes, usado para calcular as tensões nodais.

Capítulo 3: apresenta a análise de Fourier usada para incluir as variações estocásticas da demanda na APCT.

Capítulo 4: contém uma descrição da Simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial aplicado na modelagem da indisponibilidade da GD nos índices de conformidade de tensão.

Capítulo 5: descreve o modelo probabilístico usado para estimar os índices de conformidade de tensão nodais e sistêmicos.

Capítulo 6: apresenta os resultados dos testes obtidos com o método proposto para realizar a APCT no sistema teste de 32 barras proposto na referência [Baran & Wu, 1989].

Capítulo 7: apresenta as principais conclusões resultantes desta dissertação e também algumas sugestões para trabalhos futuros.

2. Fluxo de Carga

2.1. Introdução

O estudo de fluxo de potência ou fluxo de carga em um sistema de energia elétrica consiste basicamente na determinação do estado da rede elétrica (módulo e fase das tensões nodais) e outras grandezas de interesse, tais com: fluxos de correntes nos circuitos, injeção de potência reativa em barras de geração, fluxos de potência nos intercâmbios, perdas de potência ativa e reativa nos circuitos, etc. [Monticelli, 1983].

Nesta análise, a modelagem da rede é estática ou em regime permanente, ou seja, as variações temporais nos parâmetros da rede elétrica (impedâncias de circuitos, topologia, níveis de carga e geração) são lentas o bastante para que os efeitos transitórios possam ser desprezados. Dessa forma, o sistema pode ser modelado através de equações e inequações algébricas [Monticelli, 1983].

O cálculo de fluxo de potência pode ser utilizado tanto no planejamento quanto na operação de sistemas elétricos de potência. No planejamento, o fluxo de potência é utilizado para auxiliar a identificação dos reforços necessários para atender a uma evolução na demanda de energia da rede elétrica. Enquanto na operação o fluxo de potência é geralmente usado na análise de segurança, isto é, para verificar se a perda de um ou mais equipamentos (contingências) causou violações nos limites de operação (fluxos nos circuitos, magnitudes das tensões nas barras e geração de potência reativa).

2.2. Fluxo de carga em Redes de Distribuição Radiais

Em sistemas compostos de geração e transmissão o problema de fluxo de potência é geralmente resolvido usando-se o Método de Newton-Raphson e suas versões desacopladas [Monticelli, 1983]. Estes métodos são eficientes para determinar o estado da rede elétrica na condição do caso base e na maioria dos estados de contingência. Entretanto, estas técnicas não são adequadas para redes de distribuição devido a [Coelho Neto et al., 2008]:

i) Alto custo computacional.

O método de Newton-Raphson e suas variantes obtém a solução do problema de fluxo de potência resolvendo uma sequência de sistemas lineares resultante da expansão de Taylor das equações de balanço de potência nas barras da rede. O custo de solução da rede torna-se bastante elevado em redes de distribuição devido ao seu número elevado de componentes comparado com sistemas de transmissão. Por exemplo, o número de nós da subestação Renascença da distribuidora CEMAR- MA é 4.931 enquanto que o número de nós da rede associada com o sistema interligado nacional é 4.438. Ou seja, apenas uma subestação da CEMAR tem aproximadamente o mesmo número de componentes do sistema interligado nacional. A dimensão elevada das redes de distribuição é devido ao grande número de seções necessário para rotear os alimentadores através de vias públicas. Desta forma, a trajetória entre o tronco principal e um ponto de carga não corresponde a menor distância entre dois pontos. Neste, ponto deve-se mencionar que a CEMAR não possui uma subestação, mas diversas outras subestações com o mesmo tamanho em sua área de serviço. Portanto, a dimensão do sistema de distribuição torna-se ainda mais elevada devido à existência de diversas subestações em uma mesma área.

ii) Dificuldades Numéricas

Ramos com impedâncias nulas (chaves e dispositivos de proteção) e razões R/X elevadas podem causar mal condicionamento da matriz jacobiana das equações de fluxo de potência. Por sua vez, este mal condicionamento pode deteriorar a característica de convergência dos métodos de Newton e suas variantes.

Estas limitações do método de Newton-Raphson e suas variantes levaram ao desenvolvimento de técnicas específicas para redes de distribuição, tais como os métodos de Varredura Progressiva/Regressiva (VPR) [Shirmohammadi et al., 1988], [Baran & Wu, 1989], [Rajicic et al., 1994], [Rajicic & Taleski, 1998], [Todorovski & Rajicic, 2003]. Estes métodos aproveitam o fato da topologia das redes de distribuição primárias ser radial para estimar as tensões e correntes de forma iterativa através da aplicação direta das Leis de Kirchhoff das Tensões (LKT) e a Lei de Kirchhoff das Correntes (LKC). Desta forma, o custo computacional dos métodos de VPR é consideravelmente menor que aquele associado com métodos matriciais.

Opondo-se aos métodos de solução de fluxo de carga clássicos, que são baseados na análise nodal, os métodos VPR consistem de técnicas orientadas a ramos com a rede sendo representada por uma árvore na qual a raiz é a subestação, o tronco equivale ao ramal principal e os ramos representam os ramais laterais da rede. De uma forma geral, esta técnica é constituída de duas etapas: A Varredura Regressiva (VR) e a Varredura Progressiva (VP). Na VR, usando uma tensão estimada inicial e, partindo-se dos nós extremos da rede em direção ao nó raiz (subestação), os fluxos de corrente ou de potência nos ramos são determinados. Já na VP, após realização da primeira etapa, partindo-se do nó inicial em direção aos nós extremos, as tensões nos nós são recalculadas. Este procedimento completo (VR e VP) é repetido em cada iteração até que a diferença das magnitudes das tensões ou os resíduos de potência, dependendo do critério de convergência, seja menor que uma tolerância especificada. As principais versões dos métodos VPR são:

- i) Método de Soma de Admitâncias (MSA) [Rajicic & Taleski, 1998], [Todorovski & Rajicic, 2003];
- ii) Método de Soma de Correntes (MSC) [Shirmohammadi et al., 1988];
- iii) Método de Soma de Potências (MSP) [Baran & Wu, 1989], [Rajicic et al., 1994].

Nesta dissertação, o MSC foi utilizado na solução do problema de fluxo de potência em redes de distribuição com topologia radial. A escolha deste método é devido a:

- i) Simplicidade das expressões usadas para calcular as correntes e as tensões na VR e na VP, respectivamente;
- ii) Facilidade para modelar geradores distribuídos como cargas negativas;

iii) Convergência rápida do processo iterativo associado com o algoritmo.

Na seção seguinte, é apresentada uma descrição detalhada do MSC.

2.3. Método de Soma de Correntes

O MSC consiste em estimar as tensões nodais e fluxos de corrente nos ramos de forma iterativa com a aplicação do algoritmo de VPR. A primeira etapa de uma iteração do MSC consiste em calcular as correntes nos ramos com base na estimativa atual das tensões usando a VR e a LKC. Na segunda etapa, as estimativas das tensões são atualizadas com base na LKT e a VP.

Analogamente aos demais métodos de VPR, para implementação do MSC é necessário um esquema de numeração e ordenação dos ramos e dos nós da rede. Este esquema de ordenação se baseia no conceito de camada a qual pertence um ramo. A camada de um ramo é o número de ramos que estão entre o seu nó final e o nó fonte (ramo que contém a barra da subestação). Os ramos são classificados em ordem crescente de camada com o nó inicial para o lado da fonte e o nó final para o lado carga. A Figura 2.1 ilustra o conceito de camada e a ordenação dos ramos de acordo com este conceito. A partir desta figura, pode-se observar que o nó final de cada ramo é igual ao número do ramo (número sublinhado) após a ordenação quando o número do nó fonte é igual a zero. Após os ramos terem sido ordenados de acordo com as camadas, a lista de ramos ordenada é percorrida no sentido inverso na VR (do último para o primeiro elemento) e no sentido direto (do primeiro para o último elemento) na VP.

Com base na lista ordenada de ramos, as correntes e tensões são estimadas iterativamente pelo MSC de acordo com o seguinte algoritmo [Shirmohammadi et al., 1988]:

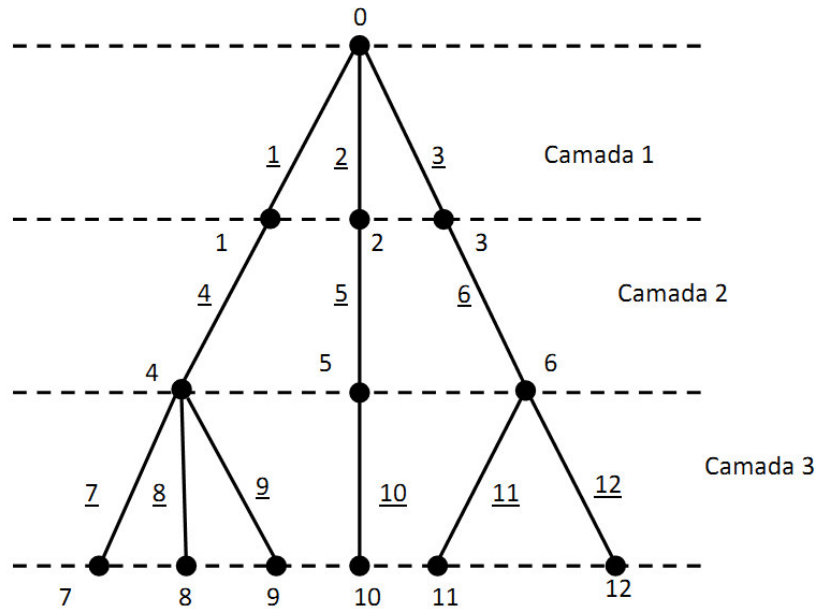


Figura 2.1: Rede exemplo para estrutura orientada a ramos.

i) Inicializa o contador de iterações (k), iterações e as tensões nodais

$$k = 0$$

$$V_i^{(k)} = 1 \angle 0^\circ \text{ e } V_i^{last} = V_i^{(k)}, \text{ para } i = 1, \dots, N_b$$

Onde:

N_b é o número de barras da rede elétrica.

V_i^{last} é a última estimativa da tensão na barra i .

ii) Calcula as correntes à jusante dos nós usando a VR

ii-a) Calcular as componentes locais das correntes à jusante de acordo com a equação (2.1).

$$I_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{V_i^{(k)}} \right)^* \text{ para } i = 1, \dots, N_b \quad (2.1)$$

Onde:

$I_i^{(k)}$ é a corrente a jusante da barra i para a iteração k .

ii-b) Repita os passos (ii-c) e (ii-d) para $j = N_R, \dots, 1$, onde N_R é o número de ramos da rede elétrica.

ii-c) Obtenha os nós inicial (p) e final (q) do ramo j da lista ordenada.

ii-d) Adicione a contribuição do ramo j para a corrente à jusante da barra p de acordo com a equação (2.2).

$$I_p^{(k)} = I_p^{(k)} + I_q^{(k)} \quad (2.2)$$

iii) Calcula as tensões nodais usando a VP

iii-a) Repita os passos (iii-b) e (iii-c) para $j = 1, \dots, N_R$.

iii-b) Obtenha os nós inicial (p) e final (q) do ramo j da lista ordenada.

iii-c) Calcule a tensão no nó final do ramo (q) usando a equação (2.3).

$$V_q^{(k)} = V_p^{(k)} - Z_j \cdot I_q^{(k)} \quad (2.3)$$

Onde:

Z_j é a impedância série do ramo j .

$V_p^{(k)}$ e $V_q^{(k)}$ são as tensões nodais nos nós p e q , respectivamente, para a iteração k .

iv) Teste de Convergência

Obtenha o desvio máximo no módulo das tensões nodais entre iterações consecutivas de acordo com a equação (2.4).

$$\Delta V^{\max} = \max \left\{ \text{abs} \left(\left| V_i^{(k)} \right| - \left| V_i^{\text{last}} \right| \right) \right\}, \text{ para } i = 1, \dots, N_b \quad (2.4)$$

Se ΔV^{\max} é menor que uma tolerância especificada (por exemplo, 1×10^{-6}), então o MSC convergiu para uma solução. Caso contrário, prossiga para o passo (v).

v) Atualiza o contador de iterações: $k = k + 1$

vi) Teste de Não-Convergência

Se k é maior ou igual ao número máximo de iterações, então o algoritmo é finalizado. Caso contrário, prossiga para o passo (vii).

vii) Armazena a última estimativa das tensões nodais de acordo com a equação (2.5) e retorna para o passo (ii).

$$V_i^{last} = V_i^{(k)}, \text{ para } i = 1, \dots, N_b \quad (2.5)$$

3. Modelagem das Variações Estocásticas na Demanda através da Análise de Fourier

Neste capítulo será mostrada a modelagem do aspecto estocástico da carga através da análise de Fourier de uma série temporal. Esta modelagem se baseará nas seguintes técnicas de análise de séries temporais no domínio da frequência:

- i) Periodograma;
- ii) Identificação de frequências significativas através de testes de periodicidade;
- iii) Estimação dos coeficientes do modelo harmônico usando método de mínimos quadrados;
- iv) Testes de normalidade dos resíduos para observar a adequação do modelo.

Nas próximas seções deste capítulo será apresentada uma descrição detalhada de cada uma das técnicas citadas acima. As técnicas descritas nestas seções serão aplicadas em uma curva de carga mensal obtida a partir dos dados de carga do “IEEE Reliability Test System” (IEEE-RTS) [Reliability Test System Task Force, 1999]. A curva de carga mensal foi obtida combinando-se as curvas de cargas das quatro últimas semanas do IEEE-RTS, isto é: semanas 49, 50, 51 e 52. Desta forma, foi gerada uma curva de carga mensal com 672 patamares ($4 \times 7 \times 24$). Estas semanas foram selecionadas para incluir o pico de carga na curva de demanda mensal, visto que o pico de carga do IEEE-RTS ocorre na semana 51. A curva de carga do IEEE-RTS é expressa em porcentagem do pico de carga do sistema. Nesta dissertação, foi considerado que o pico de carga da curva de demanda do sistema IEEE-RTS é 3.715 kW. Este valor do pico de carga corresponde a carga ativa total do sistema de 32 barras [Baran & Wu, 1989] que será usado nos testes com o modelo de APCT. Ou seja, a curva de carga do IEEE-RTS foi dimensionada para a carga total do sistema de 32 barras. Contudo, a forma original da curva de carga do IEEE-RTS foi preservada.

3.1. Introdução

Uma série temporal é um conjunto de observações ordenadas no tempo (não necessariamente com o mesmo espaçamento) e que apresentam dependência serial, isto é, dependência entre instantes de tempo. Do ponto vista probabilístico, uma série temporal é uma realização de um processo estocástico [Barros, 2004]. A análise de séries temporais é realizada com os seguintes objetivos [Morettin & Toloí, 2004]:

- i) Investigar o mecanismo gerador da série temporal;
- ii) Descrever apenas o comportamento da série (construção do gráfico, verificação da existência de tendências e variações sazonais, construção de diagramas de dispersão e histogramas, etc.);
- iii) Fazer previsões de valores futuros da série;
- iv) Identificar periodicidade relevante nos dados.

Os modelos para a análise de séries temporais podem ser classificados, de acordo com a quantidade de parâmetros envolvidos, em duas categorias [Morettin & Toloí, 2004]:

- i) Modelos paramétricos: o número de parâmetros é finito e a análise é feita no domínio do tempo, como por exemplo, os modelos de regressão e modelos Auto Regressivos e de Média Móvel (ARMA);
- ii) Modelos não paramétricos: o número de parâmetros é infinito e a análise é realizada no domínio da frequência, como por exemplo, a função de autocorrelação e sua transformada de Fourier (o espectro). A principal vantagem da análise no domínio da frequência é que a autocorrelação serial é eliminada, pois as componentes do espectro são ortogonais.

A análise de Fourier ou Harmônica tem como objetivo obter uma aproximação para uma função variante no tempo através de uma combinação linear de harmônicos (componentes senoidais), onde os coeficientes destes harmônicos são as transformadas de Fourier da série temporal [Morettin e Toloí, 2004]. Em outras palavras, a análise de Fourier diz respeito a qualquer procedimento de análise de dados que descreve ou mede a oscilação em uma série temporal através da comparação destes dados com funções trigonométricas.

Neste trabalho, a análise de Fourier é utilizada para representar as variações estocásticas da demanda nas cargas conectadas à rede de distribuição. O modelo harmônico para esta série é definido na equação (3.1).

$$\hat{Z}_t = b_0 + \sum_{h=1}^{N_h} \{a_h \text{sen}(\omega_h t) + b_h \text{cos}(\omega_h t)\} \quad (3.1)$$

Onde:

\hat{Z}_t é o valor previsto pelo modelo harmônico no instante t ;

a_h e b_h são os coeficientes da h -ésima componente harmônica associada com a série temporal;

b_0 é o coeficiente da componente associada com o nível CC (frequência nula);

N_h é o número de harmônicos considerado na série temporal;

ω_h é a frequência da h -ésima componente harmônica.

3.2. Periodograma

Em diversas aplicações há uma grande necessidade na busca pela periodicidade dos dados observados, já que a regularidade de uma série temporal pode ser medida pela sucessão periódica dos seus dados. Na análise de Fourier, um modo de descobrir os componentes periódicos de uma série é através do gráfico do periodograma, ou simplesmente periodograma [Shumway & Stoffer, 2011].

O periodograma para a série temporal da demanda de energia elétrica é definido como se segue:

$$I(\omega_j) = \frac{1}{2\pi N} \left[\left(\sum_{t=1}^N (Z_t - \bar{Z}) \cos \omega_j t \right)^2 + \left(\sum_{t=1}^N (Z_t - \bar{Z}) \sin \omega_j t \right)^2 \right] \text{ para } j = 1, \dots, N_\omega \quad (3.2)$$

Onde:

Z_t é o valor observado da série temporal no instante t ;

\bar{Z} é o valor médio da série observada;

N é o número de elementos da série observada.

$$\omega_j = \frac{2\pi j}{N}$$

$$N_\omega = \lfloor N/2 \rfloor$$

$\lfloor N/2 \rfloor$ é igual ao maior inteiro menor $N/2$ se N é ímpar e igual a $N/2$ se N é par.

O periodograma da curva de carga mensal do IEEE-RTS é mostrado na Figura 3.1.

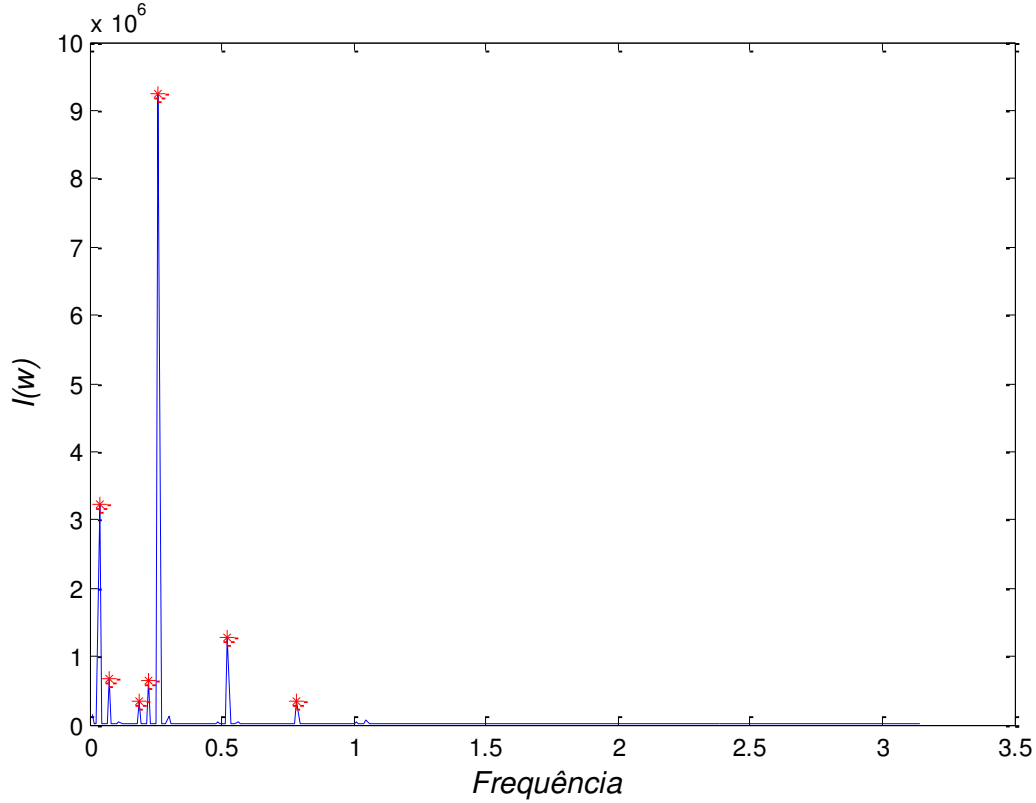


Figura 3.1: Periodograma da curva de carga mensal do IEEE-RTS.

O interesse principal no periodograma é identificar as frequências ω_j correspondentes às ordenadas $I(\omega_j)$ mais significativas, que serão essenciais para o ajuste do modelo harmônico. A partir da Figura 3.1, com base em um critério *qualitativo*, se afirmaria que às ordenadas de maior pico são as que possuem frequências mais significativas.

Por outro lado, faz-se necessária a realização de testes nas ordenadas do periodograma para identificar *quantitativamente* se estes picos, de fato, correspondem à componentes periódicos mais relevantes da série. O teste de Whittle é comumente utilizado para a realização deste tipo de análise [Morettin e Toloi, 2004]. Este teste se baseia na seguinte estatística para as magnitudes do periodograma dispostas em ordem decendente:

$$g^{obs} = \frac{I_1^{desc}}{\sum_{j=1}^{N_\omega} I_j^{desc}} \text{ para } j=1 \text{ e } g^{obs} = \frac{I_j^{desc}}{\sum_{j=1}^{N_\omega} I_j^{desc} - I_1^{desc}} \text{ para } j = 2, \dots, N_\omega \quad (3.3)$$

Onde:

g^{obs} é o valor da estatística para o periodograma da série temporal;

I_j^{desc} para $j = 2, \dots, N_\omega$ são as ordenadas do periodograma classificadas em ordem descendente. Desta forma, I_1^{desc} é a ordenada com magnitude máxima.

A distribuição de probabilidade cumulativa da estatística g pode ser aproximada pela seguinte expressão:

$$P(g \geq g^{obs}) \cong N_\omega (1 - g^{obs})^{N_\omega - 1} \quad (3.4)$$

A partir de (3.3) e (3.4) tem-se o seguinte teste de hipótese para um nível de significância α :

H_0 : não existe periodicidade ($P(g \geq g^{obs}) \geq \alpha$);

H_1 : existe periodicidade ($P(g \geq g^{obs}) < \alpha$).

Portanto, para um nível de significância α , o teste de Whittle rejeita as componentes em que $P(g \geq g^{obs}) > \alpha$.

Aplicando-se o teste de periodicidade de Whittle na curva de carga mensal do IEEE-RTS identificou-se as frequências e magnitudes com periodicidade significativas mostradas na Tabela 3.1. Estas frequências são também ilustradas no gráfico da Figura 3.1 através de asteriscos de cor vermelha.

Tabela 3.1: Frequências significativas e suas magnitudes para os componentes da curva de carga mensal do IEEE-RTS.

Componente	Frequência	Magnitude
28	0,2618	9.247.333
4	0,0374	3.240.208
56	0,5236	1.283.439
8	0,0748	681.043
24	0,2244	653.591
20	0,1870	341.894
84	0,7854	337.490

3.3. Ajuste do Modelo Harmônico através do Método de Mínimos Quadrados Linear Multivariado

A partir das frequências selecionadas usando o teste de Whittle, podem-se estimar os coeficientes do modelo harmônico definido na equação (3.1). Esta estimação é feita através do Método de Mínimos Quadrados Linear Multivariado (MMQLM). No MMQLM os coeficientes do modelo harmônico são determinados minimizando-se os desvios quadráticos entre os valores observados e previstos da série temporal de acordo com a equação (3.5).

$$\text{Minimizar } \sum_{t=1}^N \left[Z_t - \left(b_0 + \sum_{h=1}^{N_{sig}} \{ a_h \text{sen}(\omega_h^{sig} t) + b_h \text{cos}(\omega_h^{sig} t) \} \right) \right]^2 \quad (3.5)$$

Onde:

N_{sig} é o número de frequências significativas selecionadas no teste de Whittle. No caso da curva de carga do IEEE-RTS $N_{sig} = 7$;

ω_h^{sig} é a h-ésima frequência significativa selecionada pelo teste de Whittle.

As condições de otimalidade associadas com a função objetivo (3.5) resultam no sistema linear definido em (3.6) que é conhecido como equação normal.

$$\hat{G}\hat{x} = \hat{b} \quad (3.6)$$

Onde:

$\hat{G} = (\hat{A})^T \hat{A}$ é uma matriz com dimensão $(2N_{sig}+1) \times (2N_{sig}+1)$;

O sobrescrito T , como em $(\hat{A})^T$, indica a transposta de um vetor ou uma matriz.

\hat{A} é uma matriz com dimensão $N \times (2N_{sig}+1)$. Os elementos da matriz \hat{A} são dados por:

$$\hat{A}_{t*} = [1 \quad \text{sen}(\omega_1^{\text{sig}} t) \quad \text{cos}(\omega_1^{\text{sig}} t) \quad \text{sen}(\omega_2^{\text{sig}} t) \quad \text{cos}(\omega_2^{\text{sig}} t) \quad \dots \quad \text{sen}(\omega_{N_{\text{sig}}}^{\text{sig}} t) \quad \text{cos}(\omega_{N_{\text{sig}}}^{\text{sig}} t)]$$

para $t = 1, \dots, N$

\hat{A}_{t*} é a linha t da matriz \hat{A} ;

$$\hat{b} = (\hat{A})^T Z \text{ é um vetor com dimensão } (2N_{\text{sig}} + 1) \times 1$$

Z é o vetor de valores observados da série temporal (Z_t para $t = 1, \dots, N$).

$$\hat{x} = [b_0 \quad a_1 \quad b_1 \quad a_2 \quad b_2 \quad \dots \quad a_{N_{\text{sig}}} \quad b_{N_{\text{sig}}}] .$$

A solução do sistema (3.6) resulta nas estimativas dos coeficientes do modelo harmônico da série temporal. Com estes coeficientes é possível obter os valores previstos da série (\hat{Z}_t para $t = 1, \dots, N$) de acordo com a equação (3.1). O gráfico dos valores previstos e observados para a curva de carga mensal do IEEE-RTS são mostrados na Figura 3.2.

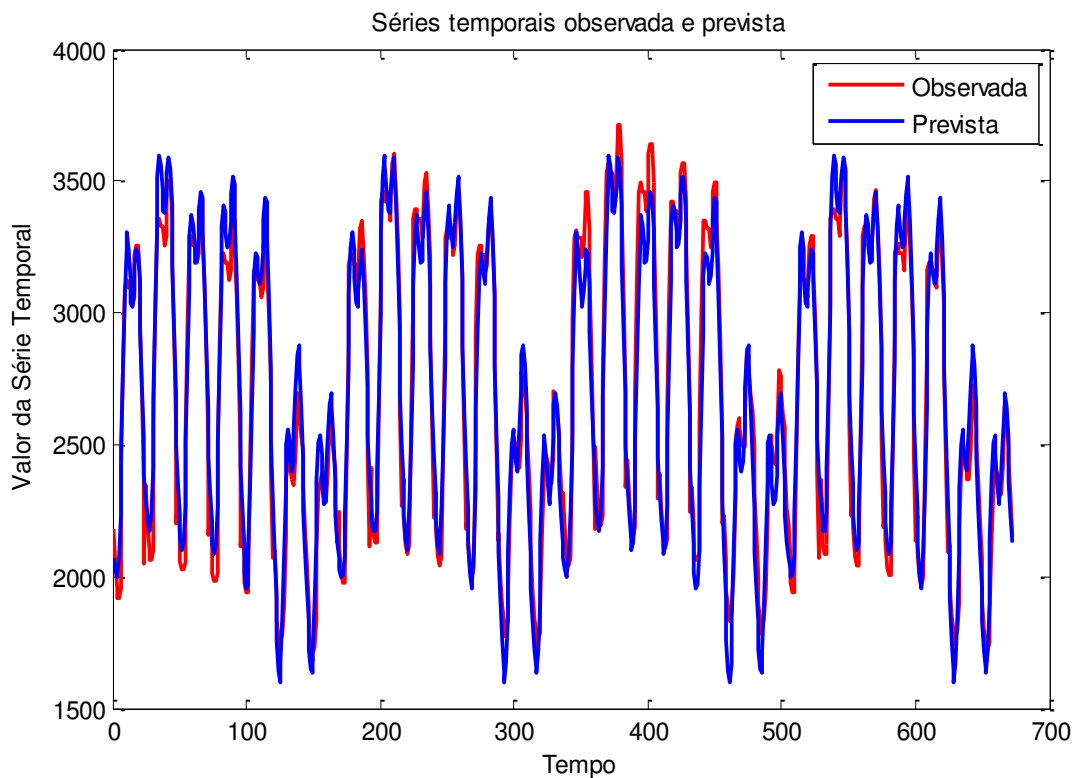


Figura 3.2: Séries temporais observada e prevista para a curva de carga mensal do IEEE-RTS.

A partir da Figura 3.2, pode-se observar que os valores de demandas horárias previstas pelo modelo harmônico são bem ajustados com relação aos valores observados. Uma avaliação quantitativa dos erros entre os valores observados e previstos de uma série temporal pode ser fornecida pelos índices MAPE (“*Mean Absolute Percentage Error*”) e MAD (“*Mean Absolute Deviation*”) definidos nas equações (3.7) e (3.8), respectivamente.

$$MAPE = \frac{100\%}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{Z_t - \hat{Z}_t}{Z_t} \right| \quad (3.7)$$

$$MAD = \frac{\sum_{t=1}^N |Z_t - \hat{Z}_t|}{N} \quad (3.8)$$

Os valores do MAPE e do MAD para o modelo harmônico da curva de demanda mensal do IEEE-RTS foram de 3,923841% e 392,530138 kW, respectivamente. Este valor do MAPE é considerado aceitável, visto que os modelos utilizados na literatura adotam um valor de 5% para o erro de previsão de carga [Billinton & Allan, 1996]. Os erros obtidos com o modelo de previsão têm magnitudes pequenas. Isto pode ser um indicativo de que o erro de previsão de carga terá pouco impacto nos índices de conformidade de tensão. Contudo, esta conclusão é restrita a seleção do modelo de previsão. Por exemplo, outros modelos de previsão poderiam resultar em erros maiores. Neste caso, o impacto dos erros de previsão nos índices de conformidade de tensão seria elevado. Na maioria dos casos, são realizados estudos de sensibilidade de índices probabilísticos com relação aos erros de previsão, por exemplo [Billinton & Allan, 1996]. Este tipo de estudo é recomendado somente na ausência de ferramentas para estimar os erros de previsão. No presente estudo, a análise de sensibilidade não é necessária, pois o erro de previsão é estimado via análise de Fourier.

3.4. Testes de Normalidade

Uma parte importante de qualquer análise de dados ou procedimento de construção do modelo é a avaliação de adequação. É evidente que todos os modelos possuem erros, mas um modelo que se ajusta bem aos dados utilizados e não viola seriamente qualquer uma das considerações básicas usadas na sua construção terá maior utilidade. A avaliação de adequação é muito importante na construção de modelos de regressão, pois estes modelos são geralmente usados para realizar previsões. Nestes casos, se os modelos não são razoáveis as previsões são quase certamente fadadas ao fracasso.

Os resíduos de um modelo de regressão são muito úteis na avaliação de adequação e para obter alguma noção sobre satisfação das seguintes considerações: normalidade, variância constante e erros independentemente distribuídos. A forma mais comum para testar a consideração de normalidade é construir um gráfico dos resíduos no papel padronizado da distribuição normal [Montgomery et al., 2008]. Se os erros mostrados neste gráfico se afastam de uma linha, então há um indicativo de que os resíduos não são normalmente distribuídos. O gráfico dos resíduos da curva de carga mensal do IEEE-RTS no papel da distribuição normal é mostrado na Figura 3.3. A partir desta figura, pode-se concluir que os resíduos são bem ajustados a uma reta. Desta forma, há indicação qualitativa de que os resíduos são normalmente distribuídos.

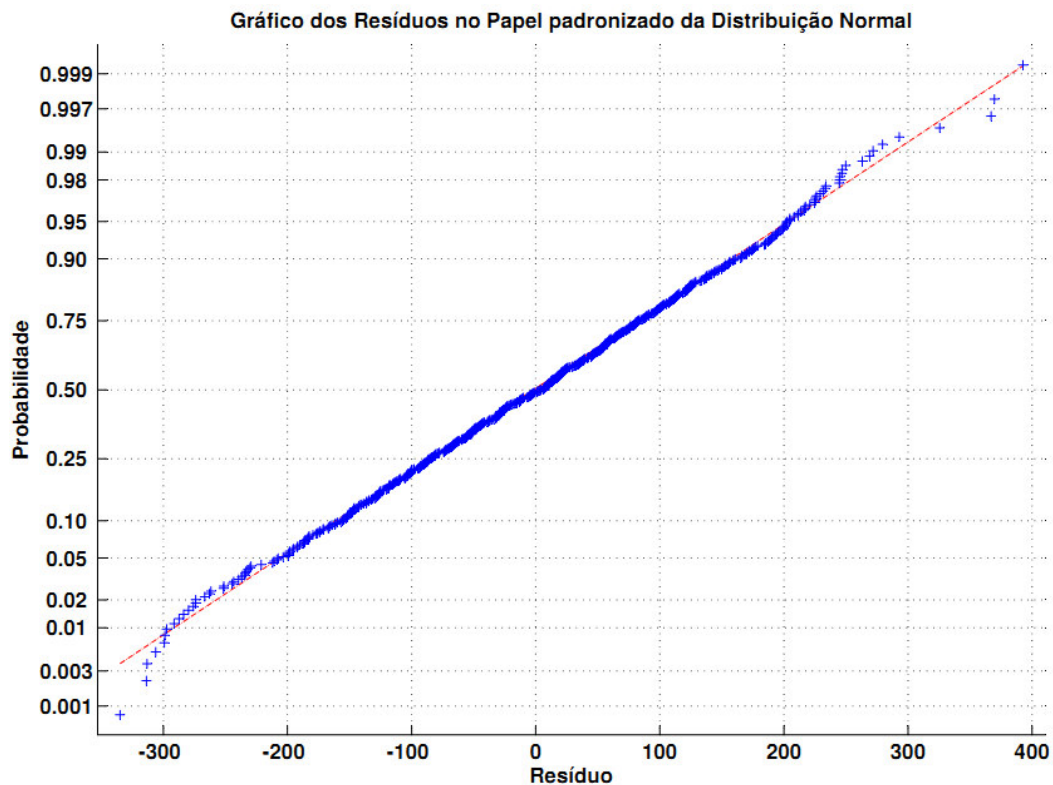


Figura 3.3: Gráfico dos resíduos no papel padronizado da distribuição normal.

Outra forma, de avaliar qualitativamente a hipótese de normalidade dos resíduos é construir o histograma de frequência dos resíduos. Se este histograma tem forma de sino, então há um indicativo de que os resíduos são normalmente distribuídos. O histograma dos resíduos para a curva de carga mensal do IEEE-RTS é mostrado na Figura 3.4. A partir desta figura, observa-se que os histogramas dos resíduos tem forma similar a distribuição de frequência de uma variável aleatória com distribuição normal. Desta forma, novamente se obtém uma indicação de normalidade dos resíduos.

A consideração de variância constante pode ser avaliada construindo-se o gráfico dos resíduos versus valores ajustados (previstos) [Montgomery et al., 2008]. Se a consideração de variância constante é satisfeita, então este gráfico deve exibir uma dispersão aleatória de resíduos ao redor de zero. Por outro lado, a presença de padrões do tipo “megafone” ou “funil” neste gráfico indica que a variância está crescendo com o aumento da média. O gráfico dos resíduos versus valores ajustados para a curva de carga do IEEE-RTS é mostrado na Figura 3.5. A partir desta figura, pode-se observar que os resíduos tem uma dispersão aleatória ao redor de zero. Ou seja, isto é uma sugestão de que a variância é constante.

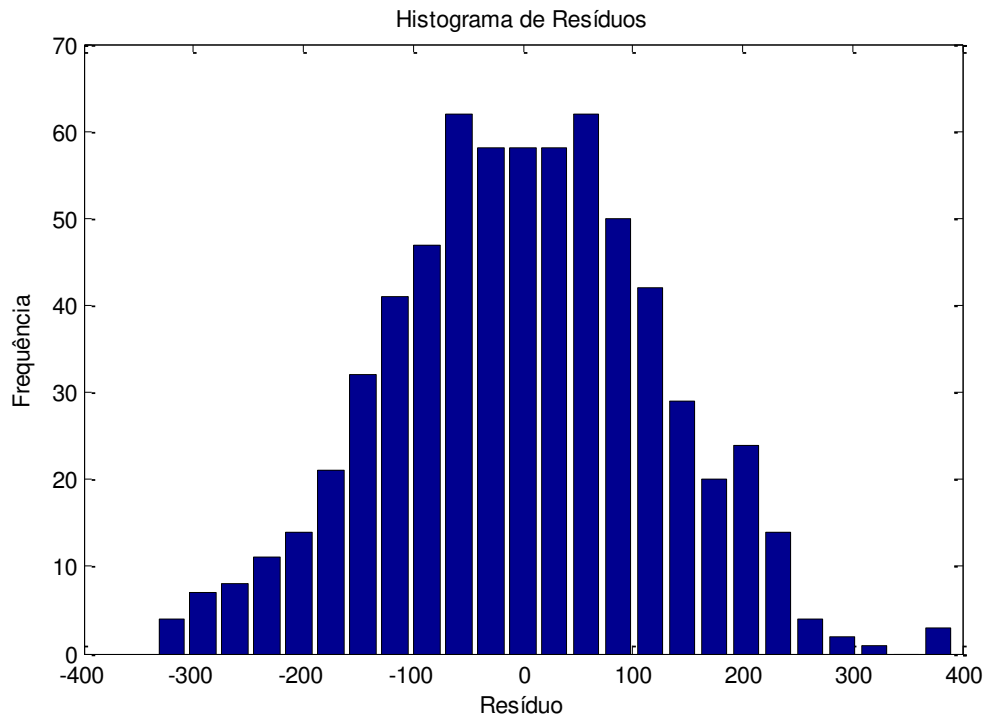


Figura 3.4: Histograma de frequência individual dos resíduos.

Outro gráfico importante na análise de adequação de séries temporais é o gráfico dos resíduos versus tempo [Montgomery et al., 2008]. Como sempre, o padrão antecipado deste gráfico é uma dispersão aleatória. Tendências ciclos ou outros padrões no gráfico dos resíduos versus tempo indicam que o modelo é inadequado devido a algum termo perdido ou outro aspecto de especificação. O padrão com forma de funil com a largura crescente com o tempo indica que a variância da série está crescendo com o tempo. O gráfico dos resíduos versus tempo para a curva de carga do IEEE-RTS é mostrado na Figura 3.6. A partir desta figura, pode-se observar que os resíduos são razoavelmente dispersos de forma aleatória. Ou seja, isto é um indício de que a variância é constante com relação ao tempo.

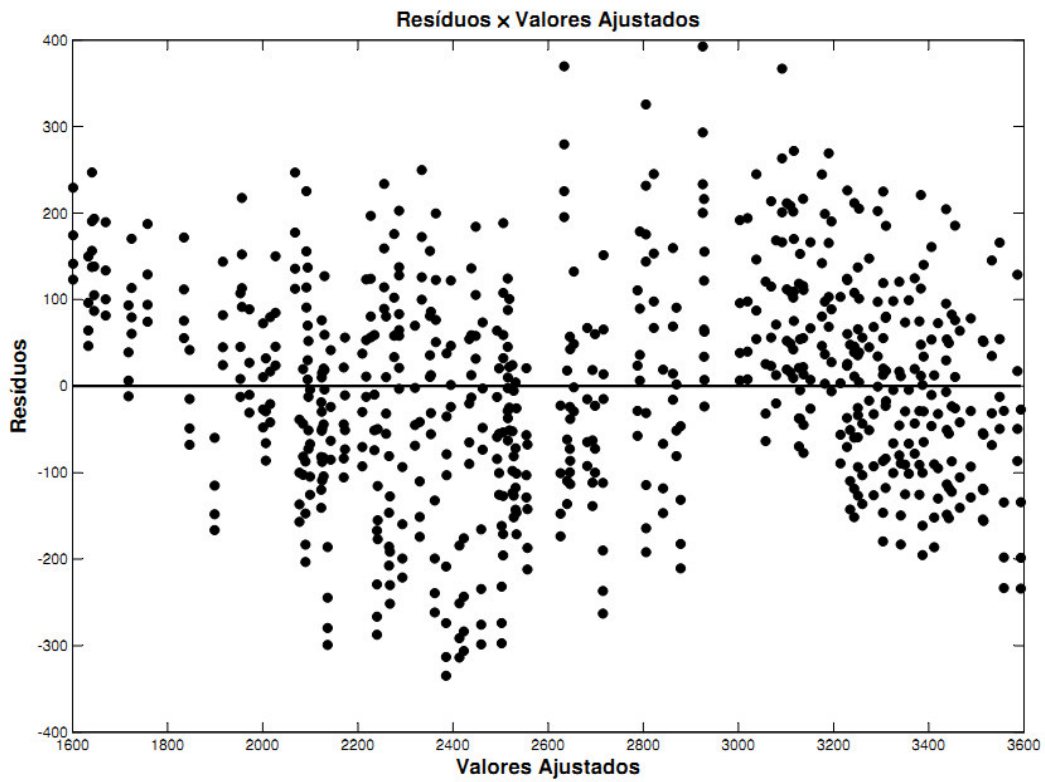


Figura 3.5: Gráfico dos resíduos versus valores ajustados (previstos) para a curva de carga do IEEE-RTS.

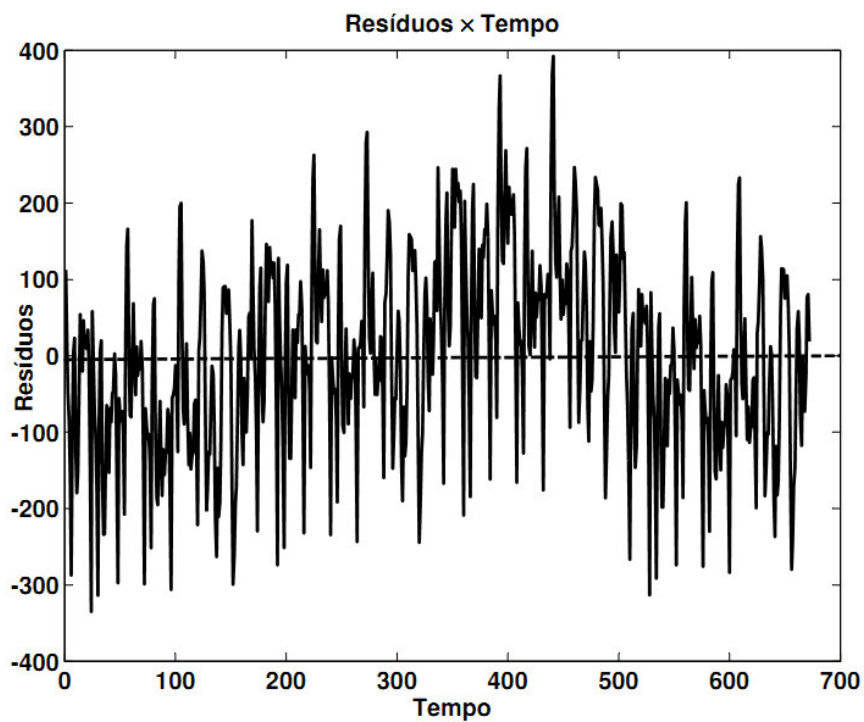


Figura 3.6: Gráfico dos resíduos versus tempo para a curva de carga do IEEE-RTS.

Além das avaliações de adequação qualitativas fornecidas pelos gráficos, é importante avaliar quantitativamente a hipótese de normalidade dos resíduos. Esta avaliação pode ser realizada usando-se os testes de Lilliefors, Jarque-Bera e Chi-Quadrado.

O teste de Lilliefors é um teste de qualidade de ajuste bilateral que é adequado quando uma distribuição nula (distribuição associada com a hipótese nula) completamente especificada não é disponível e os seus parâmetros devem ser estimados. Este fato é um contraste com o teste Kolmogorov-Smirnov que exige que a distribuição nula seja completamente especificada. A estatística do teste de Lilliefors é similar a do teste de Kolmogorov-Smirnov [MathWorks, 2012a], ou seja:

$$KS = \max_x |SCDF(x) - CDF(x)| \quad (3.9)$$

Onde:

SCDF é distribuição de probabilidade cumulativa empírica estimada a partir da amostra.

CDF é distribuição de probabilidade cumulativa normal com a média e o desvio padrão obtidos a partir da amostra.

A estatística de Lilliefors usa uma tabela de valores críticos calculada usando a Simulação Monte Carlo para amostras com tamanho menor que 1.000 e níveis de significância entre 0,001 e 0,5. Os valores críticos para o teste de Lilliefors são calculados intervalando entre os valores da tabela e usando uma aproximação analítica no caso de extrapolações para grandes amostras.

O teste Jarque-Bera é também um teste de ajuste bilateral que é adequado quando uma distribuição nula completamente especificada é indisponível e os seus parâmetros devem ser estimados. A estatística deste teste é dada por [MathWorks, 2012b]:

$$JB = \frac{n}{6} \left[s^2 + \frac{(\kappa - 3)^2}{4} \right] \quad (3.10)$$

Onde:

n é o tamanho da amostra;

s é a obliquidade ou assimetria amostral (“*skewness*”) que é definida como:

$$s = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right]^{3/2}} \quad (3.11)$$

Onde:

\bar{x} é média amostral;

x_i é o i -ésimo elemento da amostra;

κ é a curtose (“*kurtosis*”) amostral que é definida como se segue:

$$\kappa = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{\left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right]^2} - 3 \quad (3.12)$$

A estatística do teste Jarque-Bera tem distribuição Chi-quadrado com dois graus de liberdade para grandes amostras.

O teste Chi-quadrado é realizado agrupando-se os dados em células (“*bins*”) e calculando-se as frequências observadas e calculadas para cada célula. Em seguida, estas frequências são usadas para calcular a estatística Chi-Quadrado [MathWorks, 2012c] como:

$$\chi^2 = \frac{\sum_{i=1}^{NB} (O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (3.13)$$

Onde:

O_i e E_i são as frequências observadas e esperadas, respectivamente;

NB é o número de células.

A estatística χ^2 tem distribuição Chi-Quadrado quando as frequências são suficientemente grandes. Células na cauda da distribuição com uma frequência menor do que 5 são agrupadas com células vizinhas até que a frequência em cada célula no extremo da distribuição seja no mínimo igual a 5.

Para todos os três testes descritos acima se têm as seguintes hipóteses:

- i) H_0 (hipótese nula): os dados vêm de uma distribuição normal;
- ii) H_1 (hipótese alternativa): os dados não vem de uma distribuição normal.

A hipótese nula é aceita se o valor-p obtido a partir da distribuição que descreve a estatística do teste é maior do que o nível de significância especificado. Caso contrário, a hipótese nula é rejeitada, ou seja, os dados não vêm de uma distribuição normal.

Os valores-p (níveis descritivos) dos testes de Lilliefors, Jarque-Bera e Chi-Quadrado para os resíduos da curva de carga do IEEE-RTS são mostrados na Tabela 3.2. Todos estes valores-p foram calculados considerando-se um nível de significância de 5%. Adicionalmente, os valores-p dos testes Lilliefors, Jarque-Bera e Chi-Quadrado foram calculados usando-se as funções `lillietest`, `jbtest` e `chi2gof`, respectivamente, do Statistics Toolbox do MATLAB [MathWorks, 2012a], [MathWorks, 2012b], [MathWorks, 2012c].

Tabela 3.2: Valores-p dos testes de normalidade.

Teste	Valores-p (%)
Lilliefors	50,00
Jarque-Bera	50,00
Chi-Quadrado	99,79

A partir da Tabela 3.2 pode-se concluir que os resíduos da curva de carga mensal do IEEE-RTS são normalmente distribuídos, pois todos os valores-p são maiores do que o nível de significância (5%). Em outras palavras, não se pode rejeitar a hipótese nula de que os resíduos são normalmente distribuídos.

Visto que foi comprovado que os resíduos são normalmente distribuídos, deve-se calcular o desvio padrão para especificar completamente a distribuição normal que descreve os resíduos. O desvio padrão dos resíduos em um modelo de regressão é calculado através do seguinte estimador [Montgomery et al., 2008]:

$$\hat{\sigma} = \frac{SS_E}{N - p} \quad (3.14)$$

Onde:

$\hat{\sigma}$ é o desvio padrão estimado dos resíduos;

$p = N_{sig} + 1$ é o número de parâmetros do modelo de regressão;

$$SS_E = (Z - \hat{A}\hat{x})^T (Z - \hat{A}\hat{x}).$$

Usando-se o estimador definido em (3.14) obtêm-se um desvio padrão de 125,820738 kW para os resíduos da curva de carga mensal do IEEE-RTS. Finalmente, deve-se enfatizar que a normalidade dos resíduos é de grande importância para a geração de séries sintéticas simuladas. As séries sintéticas simuladas são obtidas lembrando-se que:

$$e_t = Z_t - \hat{Z}_t \Rightarrow Z_t = \hat{Z}_t + e_t \Rightarrow Z_t = \hat{Z}_t + N(0, \hat{\sigma}) \text{ para } t = 1, \dots, N \quad (3.15)$$

Onde:

Z_t e \hat{Z}_t são os valores observados e previstos da série temporal para o instante t ;

e_t é o resíduo associado com o instante de tempo t ;

$N(0, \hat{\sigma})$ é a distribuição normal que descreve o comportamento aleatório dos resíduos cujo desvio padrão $\hat{\sigma}$ é dado por (3.14).

A partir da equação (3.15) pode-se concluir que é possível gerar uma série temporal simulada sorteando-se um vetor de números aleatórios independentes com distribuição normal e adicionando-se este vetor aos valores previstos da série. Este procedimento será usado para gerar cenários de carga na APCT.

4. Simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial

Neste capítulo será apresentada uma descrição da Simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial utilizada para modelar incertezas associadas com erros de previsão de carga e indisponibilidade da GD na APCT.

4.1. Introdução

A APCT tem como objetivo avaliar a capacidade da rede de distribuição para suprir a demanda da carga dos consumidores com relação aos limites de tensão nodais. Esta avaliação é realizada considerando falhas na GD e flutuações nos patamares de carga devido a erros de previsão. As falhas na GD e as flutuações nos patamares de carga são eventos aleatórios. Conseqüentemente, o comportamento da rede de distribuição é de natureza estocástica. Desta forma, os métodos mais apropriados para modelar incertezas na APCT são os métodos probabilísticos tais como aqueles descritos nas referências [Billinton & Li, 1994] e [Billinton & Allan, 1996]. A principal vantagem dos métodos probabilísticos é sua capacidade para combinar severidade e probabilidade para expressar verdadeiramente os riscos associados com os estados de tensão adequada, precária e crítica.

Na APCT é possível modelar os estados do sistema usando-se duas representações:

- i) Espaço de Estados: nesta representação os estados do sistema resultantes das incertezas são selecionados sem considerar qualquer conexão cronológica ou memória;
- ii) Cronológica: esta representação se baseia na simulação do processo estocástico associado com a operação do sistema. Isto é, os aspectos dependentes do tempo são modelados na APCT.

Na representação por espaço de estados há duas técnicas usadas na seleção de estados: enumeração e SMC Não Sequencial. Na enumeração os estados do sistema são selecionados de acordo com os seguintes critérios: ordem de contingência, valor mínimo para a probabilidade de um estado ou ambos. Por outro lado, na SMC Não Sequencial os estados dos componentes são amostrados aleatoriamente para gerar um estado do sistema. Esta amostragem se baseia nas probabilidades dos estados de operação dos componentes, por exemplo: estados de operação e falha para um componente representado por um modelo de dois estados. Contudo, o custo computacional da enumeração torna-se elevado quando é necessário avaliar um grande número de estados do sistema. Esta situação ocorre em sistemas compostos de geração e transmissão e tende também a se manifestar em redes de distribuição com grande penetração de GD. Por outro lado, a SMC Não Sequencial não é capaz de representar incertezas dependentes do tempo, tais como as flutuações na potência de saída de GD baseada em fontes de energia renováveis, tais como: solar, eólica, maremotriz, etc. Atualmente, a utilização de GD baseada em fontes renováveis tem sido estimulada devido as restrições para emissão dos gases causadores do efeito estufa. Devido a isto, o método proposto nesta dissertação se baseará na representação cronológica, pois esta representação pode ser facilmente estendida para incluir GD baseada em fontes renováveis. É importante enfatizar que mesmo na ausência de fontes renováveis a representação cronológica é necessária quando os erros de previsão forem modelados por processos ARMA (“*Auto Regressive Moving Average*”). Nestes modelos a carga prevista em um instante de tempo é dependente dos patamares e erros de previsão de instantes anteriores. Devido a isto, a utilização da representação cronológica torna o modelo proposto nesta dissertação capaz de acompanhar a evolução natural das redes de distribuição em direção às redes inteligentes, nas quais é prevista a inserção uma quantidade significativa de GD renovável.

A representação cronológica também se baseia no comportamento aleatório de componentes individualizados para obter o comportamento do sistema. Entretanto, o comportamento aleatório de cada componente é representado pela simulação do processo cronológico de transição dos estados de operação. Este processo cronológico simulado é denominado série sintética [Mello, 1994] ou cenário [Task Force 13, 1998]. Geralmente os cenários são gerados usando-se a técnica de amostragem por duração de estados [Billinton & Allan, 1994]. Nesta técnica, os cenários (processo cronológico de transição de estados) são obtidas através da amostragem das durações dos estados nos quais

os componentes podem residir, por exemplo: operação e falha. Estas durações são sorteadas baseadas nas distribuições de probabilidade que modelam os tempos de residência nos estados. Desta forma, um cenário corresponde a uma coleção de estados em ordem cronológica. A representação cronológica das incertezas, baseada na amostragem por duração de estados, é comumente chamada de SMC Sequencial [Billinton & Allan, 1994].

A SMC Sequencial tem a vantagem de modelar precisamente incertezas dependentes do tempo. Todavia, o seu custo computacional é elevado devido a necessidade de avaliar um grande número de estados do sistema. Por exemplo. A simulação de 125 cenários anuais com base horária exigiria a avaliação de no mínimo 1.095.000 estados do sistema. O custo da avaliação de um estado é dependente do objetivo do estudo. Por exemplo, na análise de confiabilidade de sistemas de geração, a avaliação de um estado consiste basicamente na comparação da capacidade de geração disponível com a carga atual para verificar se há geração insuficiente (*déficit*). Por outro lado, na APCT a avaliação de um estado do sistema exige a execução de um fluxo de potência para determinar se há violações no perfil de tensão da rede elétrica. Portanto, o custo computacional da APCT é consideravelmente maior do que o da análise de confiabilidade em sistemas de geração. Desta forma, deve-se procurar alternativas para reduzir o custo computacional da representação cronológica na APCT. Recentemente, foi proposta uma extensão da SMC Não Sequencial, denominada SMC Quasi-Sequencial, para incluir cargas e fontes de potência dependentes do tempo na análise de confiabilidade de sistemas de geração [Leite da Silva et al., 2010], [González-Fernández et al., 2010]. As principais vantagens desta técnica com relação a SMC Sequencial são:

- i) Simplicidade da implementação: não é necessário amostrar cenários de componentes baseado no método de duração de estados nem combinar estes cenários para obter o cenário de operação do sistema.
- ii) Baixo custo computacional: as referências [Leite da Silva et al., 2010] e [González-Fernández et al., 2010] relatam que o custo computacional da SMC Quasi-Sequencial é cerca de 25 vezes menor do que o da SMC Sequencial.

Desta forma, o método proposto nesta dissertação para a APCT utilizará a SMC Quasi-Sequencial para modelar incertezas dependentes do tempo. Na próxima seção será apresentada uma descrição detalhada da SMC Quasi-Sequencial.

4.2. Algoritmo da SMC Quasi-Sequencial

O algoritmo da SMC Quasi-Sequencial será explicado considerando inicialmente a análise de confiabilidade de sistemas de geração devido a facilidade para avaliar um estado do sistema neste tipo de análise. Na verdade, em estudos de confiabilidade de geração basta verificar se a capacidade de geração disponível é maior do que a carga atual para determinar se o estado avaliado é de falha, ou seja: se há geração insuficiente e se é necessário realizar corte de carga. A aplicação da SMC Quasi-Sequencial na APCT será apresentada no próximo capítulo. É importante mencionar que a estrutura geral da SMC Quasi-Sequencial usada tanto na APCT como na análise de confiabilidade de sistemas de geração é a mesma.

Na representação cronológica os índices probabilísticos são estimados para uma amostra de cenários do sistema como:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NC} \sum_{k=1}^{NC} F^k(t) \quad (4.1)$$

Onde:

NC é o número de cenários (períodos) simulados;

$\tilde{E}(F)$ é o valor médio do índice F para uma amostra com NC cenários simulados;

$F^k(t)$ é a função de teste cronológica (dependente do tempo) para o índice F associada com o cenário k . Esta função é definida de acordo com a equação (4.2).

$$F^k(t) = \frac{1}{T} \sum_{j=1}^{NE_k} F(x^{jk}) D^{jk} \quad (4.2)$$

T é a duração do período de estudo (8.760 horas para um período anual).

NE_k é o número de estados do cenário k .

$F(x^{jk})$ é função de teste estática (independente do tempo) associada com o índice F no estado j do cenário k . Por exemplo, para o índice LOLP (“*Loss of Load Probability*”) esta função é definida como:

$$F(x^{jk}) = \begin{cases} 1 & \text{se o estado } j \text{ do cenário } k \text{ é de falha.} \\ 0 & \text{se o estado } j \text{ do cenário } k \text{ é de sucesso.} \end{cases}$$

D^{jk} é a duração do estado j do cenário k .

Na SMC Quasi-Sequencial, os estados do sistema são amostrados em intervalos de tempo com a mesma duração. Geralmente, a duração de cada intervalo é determinada pela duração dos patamares da curva de carga. Desta forma, pode-se reescrever a equação (4.2), para uma SMC Quasi-Sequencial como:

$$F^k(t) = \frac{1}{T} \sum_{j=1}^{NP} F(x^{jk}) \quad (4.3)$$

A equação (4.3) foi obtida considerando-se que:

- i) a duração de cada estado do cenário k (D^{jk}) é igual a 1 hora (duração dos patamares em curvas de carga horárias frequentemente usadas em estudos probabilísticos);
- ii) O número de estados do cenário k (NE_k) é igual ao número de patamares de carga NP (8.760 para um período de estudo anual).

Assim como as outras variantes da SMC a precisão dos índices estimados pela SMC Quasi-Sequencial se baseia na incerteza relativa ou coeficiente de variação dos índices estimados [Billinton & Li, 1994]. Este coeficiente é definido como:

$$\beta[F] = \frac{\tilde{\sigma}[F]}{\sqrt{NC\tilde{E}[F]}} \quad (4.4)$$

Onde:

$\beta[F]$ é o coeficiente de variação para o índice estimado F .

$\tilde{E}[F]$ e $\tilde{\sigma}[F]$ são o valor médio e o desvio padrão do índice F para uma amostra com NC cenários.

Desta forma, a SMC é finalizada quando a incerteza relativa para os índices estimados é menor do que uma tolerância especificada. Adicionalmente, é necessário especificar um número máximo de amostras para evitar que um número desordenado de cenários seja simulado quando a tolerância para a incerteza relativa for muito pequena.

O algoritmo de análise de confiabilidade de sistemas de geração, sem fontes de energia renováveis, com base na SMC Quasi-Sequencial pode ser resumido nos seguintes passos [Leite da Silva et al., 2010], [González-Fernández et al., 2010]:

i) Leitura dos dados de entrada: informações referentes a unidades geradores, séries hidrológicas e eólicas, curvas de cargas e manutenções programadas. Além disso, devem-se especificar as seguintes informações: número máximo de cenários simulados (NC^{max}) e a tolerância para a incerteza relativa β .

ii) Repita os passos (iii)-(ix) para $k = 1, \dots, NC^{max}$.

iii) Repita os passos (iv)-(vii) para $j = 1, \dots, NP$, onde NP é o número de patamares da curva de carga.

iv) Amostragem dos estados de operação das unidades de geração considerando os seus respectivos modelos estocásticos. Por exemplo, para um modelo de dois estados (operação e falha) tem-se:

iv-1) Amostragem de um número aleatório com distribuição uniforme U_i no intervalo $[0,1]$.

$$\text{iv-2) } x_i^{jk} = \begin{cases} 1 & \text{(estado de operação) se } U_i \geq FOR_i. \\ 0 & \text{(estado de falha) se } 0 \leq U_i < FOR_i. \end{cases}$$

Onde:

x_i^{jk} é o estado da unidade geradora i no estado j do cenário k .

FOR_i é a indisponibilidade da i -ésima unidade geradora.

v) Calcular a capacidade de geração total do sistema no estado j do cenário k , ou seja:

$$Pg_{tot}^{jk} = \sum_{i=1}^{NG} x_i^{jk} \times Pg_i^{nom} \quad (4.5)$$

Onde:

NG é o número de unidades geradoras;

Pg_i^{nom} é capacidade nominal da i -ésima unidade geradora;

Pg_{tot}^{jk} é a capacidade de geração total disponível no estado j do cenário k .

vi) Comparar a capacidade de geração disponível no estado j do cenário k com a carga do sistema na hora j (L_j) e definir as funções de teste estáticas dos índices. No caso do índice LOLP tem-se:

$$F(x^{jk}) = \begin{cases} 1 & \text{(estado de falha)} & Pg_{tot}^{jk} < L_j. \\ 0 & \text{(estado de sucesso)} & Pg_{tot}^{jk} \geq L_j. \end{cases}$$

vii) Adicionar as contribuições das funções de teste estáticas no estado j do cenário k , de cada índice, às respectivas funções de teste cronológicas (equação (4.3)) para o cenário k .

viii) Adicionar as contribuições das funções de teste cronológicas do cenário k , de cada índice, aos respectivos valores médios (equação (4.1)).

ix) Se as incertezas relativas de todos os índices forem menores do que a tolerância especificada, então o algoritmo é finalizado.

O algoritmo descrito acima pode ser facilmente expandido para incluir séries temporais associadas com unidades geradoras baseadas em fontes renováveis [Leite da Silva et al., 2010], [González-Fernández et al., 2010]. Além disso, deve-se mencionar que este algoritmo é muito similar a SMC Não-Sequencial, pois a amostragem dos estados do sistema se baseia nas probabilidades dos estados dos componentes individuais (passo (iv)). Contudo, a SMC Quasi-Sequencial preserva a representação cronológica da carga na estimação dos índices (laço definido no passo (iii)).

5. Metodologia Proposta para Análise Preditiva da Conformidade de Tensão

Neste capítulo será mostrado como as técnicas apresentadas nos capítulos precedentes são combinadas para gerar uma metodologia de APCT. Adicionalmente, serão apresentadas as definições das funções de teste associadas com os índices de conformidade de tensão.

5.1. Modelagem das Incertezas

Nesta dissertação, os índices de conformidade de tensão são obtidos considerando-se incertezas associadas com a indisponibilidade da GD e erros de previsão de carga. Conforme, demonstrado no Capítulo 3 os erros de previsão de carga (resíduos do modelo de regressão) têm distribuição normal com média zero e desvio padrão $\hat{\sigma}$ definido de acordo com a equação (3.14). Desta forma, é possível gerar séries temporais sintéticas ou simuladas para a curva de carga usando-se o seguinte algoritmo:

- i) Repita os passos (ii) e (iii) para $j = 1, \dots, NP$, onde NP é o número de patamares da curva de carga
- ii) Gere um número aleatório com distribuição normal $N(0, \hat{\sigma})$ com média 0 e desvio padrão $\hat{\sigma}$.
- iii) Adicione a perturbação gaussiana $N(0, \hat{\sigma})$ ao patamar de carga previsto para o instante j para obter um patamar de carga simulado, ou seja:

$$L_j^{sim} = L_j^{pre} + N(0, \hat{\sigma}) \quad (5.1)$$

Onde:

L_j^{sim} é o patamar de carga simulado para o instante j ;

L_j^{pre} é o patamar de carga previsto para o instante j definido de acordo com a equação (3.1), ou seja:

$$L_j^{pre} = b_0 + \sum_{h=1}^{N_{sig}} \{a_h \text{sen}(\omega_h^{sig} j) + b_h \cos(\omega_h^{sig} j)\} \quad (5.2)$$

Onde:

N_{sig} é o número de frequências significativas obtidas a partir do teste de Whittle;

ω_h^{sig} é a h -ésima frequência significativa selecionada pelo teste de Whittle;

a_h e b_h e a_0 para $h = 1, \dots, N_{sig}$ são os coeficientes do modelo de regressão ajustados pelo método de mínimos quadrados.

O número aleatório com distribuição normal gerado no passo (ii) pode ser obtido através do método Box-Müller descrito a seguir [Billinton & Li, 1994]:

i) Gere dois números aleatórios com distribuição uniforme U_1^{uni} e U_2^{uni} .

ii) Obtenha dois números aleatórios com distribuição normal padronizada (média nula e desvio padrão unitário) U_1^{norm} e U_2^{norm} como:

$$U_1^{norm} = \sqrt{-2 \ln(U_1^{uni})} \cos(2\pi U_2^{uni}) \text{ e } U_2^{norm} = \sqrt{-2 \ln(U_1^{uni})} \text{sen}(2\pi U_2^{uni})$$

iii) Converta os números aleatórios normais padronizados para a distribuição normal original como:

$$N_1(0, \hat{\sigma}) = \hat{\sigma} \times U_1^{norm} \text{ e } N_2(0, \hat{\sigma}) = \hat{\sigma} \times U_2^{norm}$$

Onde:

$N_1(0, \hat{\sigma})$ e $N_2(0, \hat{\sigma})$ são dois números aleatórios com distribuição normal com média nula e desvio padrão $\hat{\sigma}$.

A Figura 5.1 mostra as séries temporais simulada e observada da curva de carga do sistema IEEE-RTS. A série simulada foi gerada usando uma distribuição normal com média nula e um desvio padrão igual a 125,820738 kW (estimativa do desvio padrão para o

erro de previsão de carga calculada na pág. 65). A partir desta figura pode-se concluir que a série temporal simulada tem boa aderência (qualidade de ajuste) à série temporal observada.

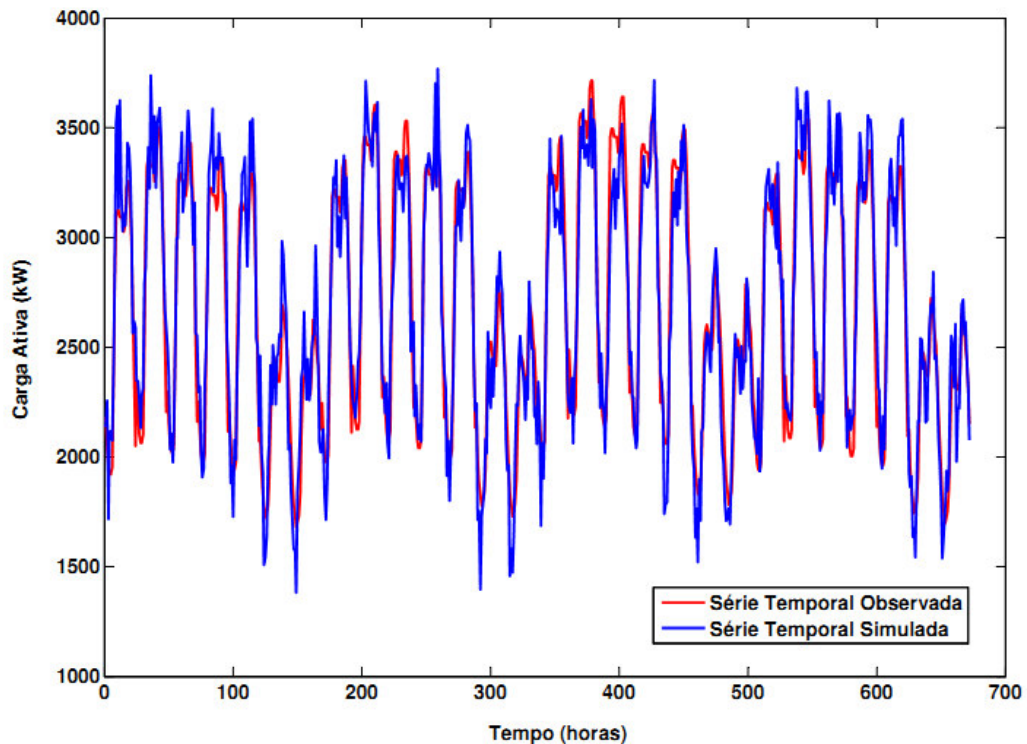


Figura 5.1: Séries temporais observada e simulada para a curva de carga do IEEE-RTS.

É importante lembrar que a curva de carga simulada está associada com toda a rede de distribuição, ou seja, os seus patamares de carga estão associados com a potência ativa total nos pontos de carga. Desta forma, os patamares da curva de carga devem ser desagregados para se determinar as potências das cargas individuais. Esta desagregação é realizada usando-se fatores de participação baseados nas potências aparentes nominais de cada ponto de carga. Na prática, as potências nominais dos transformadores que alimentam as cargas são usadas no cálculo dos fatores de participação [Kersting, 2007]. No entanto, se apenas os dados de fluxo de potência da rede de distribuição estão disponíveis, pode-se utilizar as potências aparentes das cargas para o caso base. Esta técnica foi usada nesta dissertação para simular o sistema teste de 32 barras proposto na referência [Baran & Wu, 1989]. Com base nas potências aparentes das cargas têm-se os seguintes fatores de participação:

$$FP_i = \frac{Sc_i^{base}}{\sum_{i=1}^{NPC} Sc_i^{base}} \quad (5.3)$$

onde:

FP_i é o fator de participação do ponto de carga i ;

NPC é o número de pontos de carga;

$Sc_i^{base} = \sqrt{Pc_i^{base} + Qc_i^{base}}$ é a potência aparente para o caso base no ponto de carga i ;

Pc_i^{base} e Qc_i^{base} são as potências ativa e reativa, respectivamente, para o caso base no ponto de carga i .

Com os fatores de participação definidos, as potências ativa e reativa simuladas na barra associada com o ponto de carga i , podem ser determinadas para o instante de tempo j , como:

$$Pc_{D[i]j}^{sim} = FP_i \times L_j^{sim} \quad (5.4)$$

$$Qc_{D[i]j}^{sim} = \tan\left(\frac{Qc_i^{base}}{Pc_i^{base}}\right) \times Pc_{D[i]j}^{sim} \quad (5.5)$$

Onde:

L_j^{sim} é o patamar da curva de carga simulada para o sistema no instante j ;

$D[i]$ indica a barra na qual está conectada a carga i ;

$Pc_{D[i]j}^{sim}$ ($Qc_{D[i]j}^{sim}$) é a carga ativa (reativa) simulada na barra associada com o ponto de carga i ($D[i]$) no instante j .

A partir da equação (5.5), pode-se observar que a potência reativa simulada é obtida considerando-se que os fatores de potência nodais são constantes para toda a jornada de carga. No entanto, os métodos de previsão usados para previsão da potência ativa também podem ser aplicados para realizar previsões de potência reativa se a curva da demanda de potência reativa horária estiver disponível. É importante enfatizar que a

utilização de fatores de participação assume que as cargas nas barras são correlacionadas. Além disso, o modelo da carga (corrente, impedância e potência constantes) é determinístico devido à falta de dados estatísticos para identificar um modelo probabilístico para esta característica da carga. Na verdade, é muito difícil obter até mesmo dados determinísticos sobre o modelo de carga. Devido a isto, muitas empresas de distribuição realizam estudos de fluxo de potência considerando que as cargas são modeladas como potência constante. Esta é uma hipótese tipicamente utilizada em estudos de fluxo de potência. Contudo, serão realizados diversos estudos de sensibilidade na seção de resultados para avaliar o impacto dos modelos de carga nos índices de conformidade de tensão.

Finalmente, as potências nodais simuladas obtidas a partir das equações (5.4) e (5.5) serão usadas como dados de entrada para o algoritmo de fluxo de potência que irá calcular as tensões nodais em um estado do cenário simulado. É importante mencionar que o método proposto pode ser facilmente expandido para incluir diversas curvas de carga, por exemplo: curvas de carga distintas para cada classe de consumidor. Neste caso, os números aleatórios associados com os resíduos devem ser gerados usando-se uma distribuição normal multivariada e correlacionada [Billinton & Li, 1994].

Assim como na análise de confiabilidade de sistemas de geração, a GD é também modelada considerando-se um modelo de dois estados: operação e reparo. Este modelo é ilustrado na Figura 5.2.

Onde:

$\lambda = MTTF^{-1}$ é a taxa de falha do gerador;

MTTF (“*Mean Time To Failure*”) é o tempo médio para falha;

$\mu = MTTR^{-1}$ é a taxa de reparo do gerador;

MTTR (“*Mean Time To Repair*”) é o tempo médio de reparo.

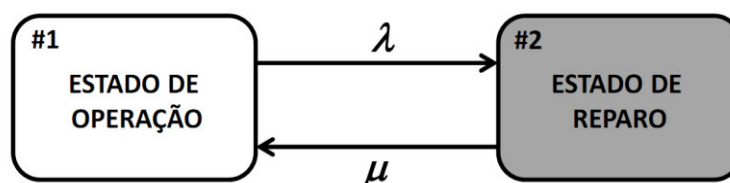


Figura 5.2: Modelo de dois estados para a GD.

Entretanto, na análise de confiabilidade de sistemas de geração os estados dos geradores são usados para obter a capacidade de geração total, enquanto na APCT os estados das GDs são utilizados para obter as injeções de potência nas barras onde as GD estão conectadas. Esta modelagem é válida somente para GD térmicas, pois na GD baseada em fontes renováveis a potência de saída varia aleatoriamente de acordo com a fonte primária de energia (sol, vento, maremotriz, etc.). Desta forma, tem-se o seguinte procedimento para sorteio da potência de saída das GDs:

i) Repita os passos (ii) e (iii) para $i = 1, \dots, NGD$, onde NGD é o número de GDs.

ii) Gere um número aleatório U_i com distribuição uniforme.

iii) Faça o sorteio das injeções de potência ativa e reativa associadas com a GD i , conforme equações (5.4) e (5.5), respectivamente:

$$P_{G[i]j}^{sim} = \begin{cases} -Pg_i^{nom} & \text{(estado de operação) se } U_i \geq FOR_i. \\ 0 & \text{(estado de reparo) } 0 \leq U_i < FOR_i. \end{cases} \quad (5.6)$$

$$Q_{G[i]j}^{sim} = \tan\left(\frac{Qg_i^{nom}}{Pg_i^{nom}}\right) P_{G[i]j}^{sim} \quad (5.7)$$

Onde:

$FOR_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i}$ é a indisponibilidade da GD.

λ_i e μ_i são as taxas de falha e de reparo, respectivamente, associadas com a GD.

Pg_i^{nom} (Qg_i^{nom}) é a potência ativa (reativa) gerada nominal da GD i .

A notação $G[i]$ indica a barra na qual está conectada o gerador i .

A partir do procedimento acima, pode-se observar que a GD é modelada como uma carga negativa no algoritmo de fluxo de potência, ou seja, no MSC a GD é vista como uma extração de corrente negativa. Este modelo é aceitável para muitos tipos de GD devido a [Short, 2004]:

- i) A GD geralmente opera no modo seguidor de tensão (não é utilizada para controle de tensão local ou remoto);
- ii) As variações na potência reativa dos geradores de indução com relação a magnitude da tensão são pequenas;
- iii) Modelo de potência constante descreve razoavelmente o comportamento de tecnologias de GD baseadas em inversores, tais como a solar e as células de combustível.

Adicionalmente, pode-se observar que o fator de potência da GD é mantido constante durante todo o período de estudo analogamente ao fator de potência das cargas. Uma vez que todas as injeções de potência são sorteadas (injeções das cargas e das GDs), pode-se executar o algoritmo de fluxo de potência para obter as tensões nodais para o estado amostrado. É importante enfatizar que a topologia da rede de distribuição é também mantida constante durante o período de estudo, pois os índices de conformidade de tensão são apurados somente para condições de operação normal da rede de distribuição, ou seja, a ocorrência de faltas na rede de distribuição não é considerada. Esta simplificação é aceitável, visto que na medição de índices de conformidade de tensão as leituras associadas com interrupções e afundamentos (elevações) de tensão de curta duração são expurgadas da apuração dos índices [ANEEL, 2009]. Estes eventos são geralmente originados por faltas que causam a atuação de dispositivos de proteção, e que por sua vez resultam em modificações topológicas na rede.

Finalmente, é importante destacar que no modelo probabilístico proposto a potência de saída da GD está associada somente com dois estados: potências nula (estado de falha) e nominal (estado de operação). No entanto, no caso da GD eólica podem-se observar variações maiores na potência de saída, não somente devido à disponibilidade, mas também devido às variações na velocidade do vento.

5.2. Algoritmo e Estimação de Índices

A partir dos modelos descritos na seção 5.1, tem-se o seguinte algoritmo para a APCT:

i) Leitura dos dados da rede de distribuição

Os dados de entrada usados na APCT são:

i-1) Dados de fluxo de potência: impedância das seções; potências ativa e reativa das cargas, nós terminais das seções e fatores de participação para os modelos de corrente, potência e impedância constante. Além disso, devem ser fornecidos o número máximo de iterações e a tolerância para o MSC.

i-2) Dados da GD: potências ativa e reativa e barra onde a GD está conectada;

i-3) Dados da SMC: número máximo de cenários amostrados e tolerância para a incerteza relativa β ;

i-4) Dados dos estados de conformidade de tensão: limites de tensão para os estados adequado, precário e crítico e as metas para os índices de conformidade;

i-5) Dados da curva de carga: curva de carga prevista pelo modelo harmônico e erro de previsão de carga (desvio padrão $\hat{\sigma}$).

ii) Ordenação dos ramos da rede de distribuição por camada

Nesta etapa, é construída a estrutura de navegação para a realização das varreduras progressiva e regressiva usadas no fluxo de potência baseado no MSC. É importante mencionar que esta ordenação é realizada uma única vez e fora do laço de simulação, pois a topologia da rede é mantida fixa durante o período de estudo.

iii) Cálculo dos fatores de participação das cargas.

Conforme descrito na seção 5.1 os fatores de participação são definidos em função das potências das cargas para o caso base e mantidos fixos durante o período de estudo.

iv) Repita os passos (v)-(xiii) para $k = 1, \dots, NC^{max}$

Onde NC^{max} é o número máximo de amostras de cenários do sistema.

v) Repita os passos (vi)-(xi) para $j = 1, \dots, NP$

Onde NP é o número de patamares da curva de carga. Por exemplo, $NP = 168$ para um período de estudo semanal.

vi) Amostrar as potências de saída das GDs para o estado j .

vii) Amostrar o patamar de carga do sistema para o estado j .

viii) Desagregar o patamar de carga do sistema de acordo com os fatores de participação definidos no item (iii) para definir as potências nodais das cargas.

ix) Determinação das tensões nodais.

As tensões nodais são determinadas executando-se o algoritmo de fluxo de potência com as injeções de potência amostradas nos passos (vi), (vii) e (viii).

x) Identificação dos estados de conformidade

As tensões nodais estimadas pelo algoritmo de fluxo de potência são usadas para identificar em qual estado de conformidade de tensão (adequado, precário e crítico) cada barra do sistema está operando no estado j do cenário k . Esta identificação se baseia nos limites de tensão dos estados de conformidade especificados no item (i).

xi) Atualização das funções de teste cronológicas dos índices

Adicionar as contribuições das funções de teste estáticas no estado j do cenário k , de cada índice de conformidade, às respectivas funções de teste cronológicas para o cenário k .

xii) Atualização dos valores médios dos índices

Adicionar as contribuições das funções de teste cronológicas do cenário k , de cada índice de conformidade, aos respectivos valores médios.

xiii) Critério de Convergência

Se as incertezas relativas de todos os índices de conformidade forem menores que a tolerância especificada, então o algoritmo é finalizado.

A principal diferença entre o algoritmo acima e o de análise de confiabilidade de sistemas de geração é na avaliação do estado do sistema. Na análise de confiabilidade a avaliação do estado do sistema consiste somente em comparar a geração disponível com a carga do sistema para verificar se o estado atual é de falha (*déficit* de geração). Por outro lado, a avaliação do estado na APCT requer o cálculo das tensões nodais, através do fluxo de potência, para determinar se uma barra está operando no estado adequado, precário ou crítico. Desta forma, o custo computacional da APCT é consideravelmente maior do que o da análise de confiabilidade, pois é necessário executar um fluxo de potência em cada estado do sistema.

As funções de teste cronológicas dos índices de conformidade de tensão nodais e sistêmicos são definidas como:

i) DRA_i (Duração Relativa do estado Adequado para o ponto de carga i)

$$DRA_i^k(t) = \frac{100}{T} \sum_{j=1}^{NP} DRA_{D[i]}(x^{jk}) \quad (5.8)$$

Onde:

$DRA_i^k(t)$ é a função de teste cronológica do índice DRA_i no cenário k .

$DRA_{D[i]}(x^{jk})$ é a função de teste estática do índice DRA_i no estado j do cenário k para a barra referente ao ponto de carga i ($D[i]$). Esta função é definida como se segue:

$$DRA_{D[i]}(x^{jk}) = \begin{cases} 1 & \text{se a tensão na barra } D[i] \text{ está na faixa adequada no estado } j \text{ do cenário } k \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

ii) **DRP_i (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária para o ponto de carga i)**

$$DRP_i^k(t) = \frac{100}{T} \sum_{j=1}^{NP} DRP_{D[i]}(x^{jk}) \quad (5.9)$$

Onde:

$DRP_i^k(t)$ é a função de teste cronológica do índice DRP_i no cenário k .

$DRP_{D[i]}(x^{jk})$ é a função de teste estática do índice DRP_i no estado j do cenário k , para a barra referente ao ponto de carga i ($D[i]$). Esta função é definida como:

$$DRP_{D[i]}(x^{jk}) = \begin{cases} 1 & \text{se a tensão na barra } D[i] \text{ está na faixa precária no estado } j \text{ do cenário } k \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

iii) **DRC_i (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica para o ponto de carga i)**

$$DRC_i^k(t) = \frac{100}{T} \sum_{j=1}^{NP} DRC_{D[i]}(x^{jk}) \quad (5.10)$$

Onde:

$DRC_i^k(t)$ é a função de teste cronológica do índice DRC_i no cenário k .

$DRC_{D[i]}(x^{jk})$ é a função de teste estática do índice DRC_i no estado j do cenário k para a barra referente ao ponto de carga i ($D[i]$). Esta função é definida como:

$$DRC_{D[i]}(x^{jk}) = \begin{cases} 1 & \text{se a tensão na barra } D[i] \text{ está na faixa crítica no estado } j \text{ do cenário } k \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases}$$

iv) **DRA_{eq} (Duração Relativa do Estado Adequada Equivalente)**

$$DRA_{eq}^k(t) = \frac{\sum_{i=1}^{NPC} DRA_i^k(t)}{NPC} \quad (5.11)$$

Onde,

$DRA_{eq}^k(t)$ é função de teste cronológica do índice DRA_{eq} no cenário k .

v) DRP_{eq} (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente)

$$DRP_{eq}^k(t) = \frac{\sum_{i=1}^{NPC} DRP_i^k(t)}{NPC} \quad (5.12)$$

Onde,

$DRP_{eq}^k(t)$ é função de teste cronológica do índice DRP_{eq} no cenário k .

vi) DRC_{eq} (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente)

$$DRC_{eq}^k(t) = \frac{\sum_{i=1}^{NPC} DRC_i^k(t)}{NPC} \quad (5.13)$$

Onde,

$DRC_{eq}^k(t)$ é função de teste cronológica do índice DRC_{eq} no cenário k .

vii) ICC (Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica)

$$ICC^k(t) = 100 \times \frac{\sum_{i=1}^{NPC} ICC_i^k(t)}{NPC} \quad (5.14)$$

Onde:

$ICC_i^k(t)$ é a função de teste cronológica do índice ICC para o ponto de carga i no cenário k . Esta função é definida como:

$$ICC_i^k(t) = \begin{cases} 1 & \text{se } DRC_i^k > 0 \\ 0 & \text{se } DRC_i^k \leq 0 \end{cases}$$

$ICC^k(t)$ é a função de teste cronológica do índice ICC para o cenário k .

6. Resultados

Neste capítulo serão mostrados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta nesta dissertação para estimação dos índices de conformidade de tensão em redes de distribuição radiais. Serão apresentados o sistema teste utilizado para análise, a descrição dos estudos de caso utilizados, assim como os resultados dos testes com suas respectivas ressalvas.

6.1. Característica do Sistema Teste

Os modelos propostos nesta dissertação para a APCT foram testados no sistema-teste proposto por Baran e Wu [Baran & Wu, 1989], que será denominado daqui por diante de STBW (Sistema Teste de Baran e Wu). As principais características do STBW são apresentadas na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Características do STBW

Número de fontes	1
Número de barras	33
Carga ativa total	3.715 kW
Carga reativa total	2.300 kVAr
Potência base	1.000 MVA
Tensão base	11 kV

O nível de tensão original do STBW é 12,66 kV. Entretanto, o nível de tensão usado nesta dissertação foi de 11 kV. Este nível de tensão foi usado para favorecer o aparecimento de tensões nodais nas faixas precária e crítica, pois no sistema original a maioria das barras opera na faixa adequada. A redução no nível de tensão causa uma

redução na impedância base do sistema visto que: $Z_{base} = (V_{base}^2)/S_{base}$. Consequentemente, a impedância em p.u. dos ramos é aumentada pois $Z_{pu} = Z_{ohms}/Z_{base}$. Por sua vez, este aumento causa uma redução no perfil de tensão das barras. A operação do STBW com um nível de tensão de 11kV é coerente com a realidade operativa das redes de distribuição, visto que as redes de distribuição primárias da classe de 15 kV estão associadas com os seguintes níveis de tensão: 11; 11,5; 12; 12,47; 13,2; 13,8 e 14,4 kV [Gönen, 1986].

O STBW possui configuração radial simples suprida por uma única fonte (SE), conforme diagrama unifilar ilustrado na Figura 6.1.

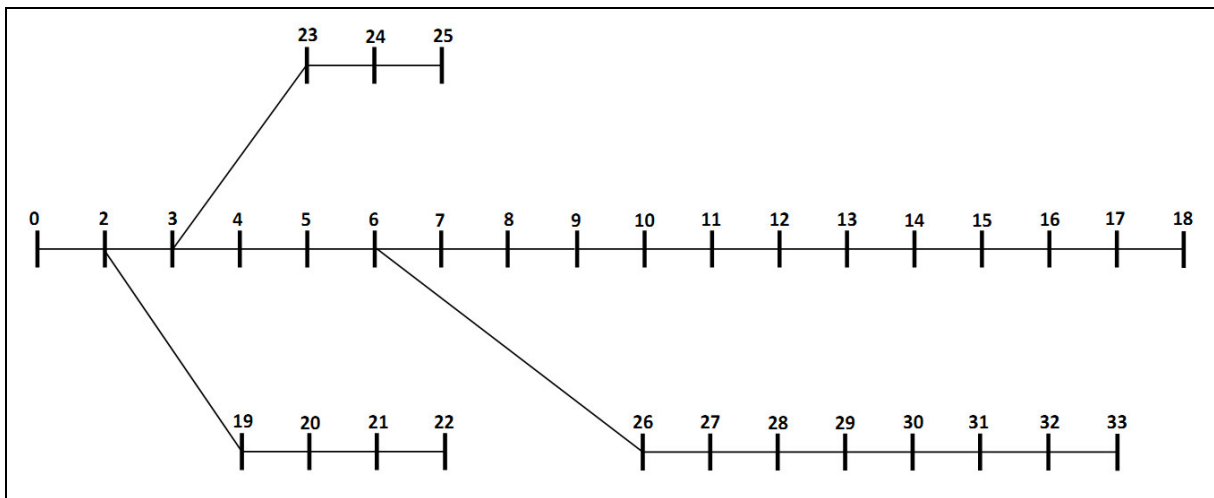


Figura 6.1: Diagrama unifilar do STBW.

Os dados elétricos dos ramos (carga, impedância e nós terminais) do STBW são apresentados na Tabela 6.2, onde: R (X) é a resistência (reatância) em ohms e P (Q) é a potência ativa (reativa) da carga em kW (kVAr) conectada no nó final do ramo.

Tabela 6.2: Dados de ramos do STBW.

Ramo	Nó Inicial	Nó Final	R (ohms)	X (ohms)	P (KW)	Q (kVAr)
1	0	2	0,0922	0,0470	100	60
2	2	3	0,4930	0,2511	90	40
3	3	4	0,3660	0,1864	120	80
4	4	5	0,3811	0,1941	60	30
5	5	6	0,8190	0,7070	60	20
6	6	7	0,1872	0,6188	200	100
7	7	8	0,7114	0,2351	200	100
8	8	9	1,0300	0,7400	60	20
9	9	10	1,0440	0,7400	60	20
10	10	11	0,1966	0,0650	45	30
11	11	12	0,3744	0,1238	60	35
12	12	13	1,4680	1,1550	60	35
13	13	14	0,5416	0,7129	120	80
14	14	15	0,5910	0,5260	60	10
15	15	16	0,7463	0,5450	60	20
16	16	17	1,2890	1,7210	60	20
17	17	18	0,7320	0,5740	90	40
18	2	19	0,1640	0,1565	90	40
19	19	20	1,5042	1,3554	90	40
20	20	21	0,4095	0,4784	90	40
21	21	22	0,7089	0,9373	90	40
22	3	23	0,4512	0,3083	90	50
23	23	24	0,8980	0,7091	420	200
24	24	25	0,8960	0,7011	420	200
25	6	26	0,2030	0,1034	60	25
26	26	27	0,2842	0,1447	60	25
27	27	28	1,0590	0,9337	60	20
28	28	29	0,8042	0,7006	120	70
29	29	30	0,5075	0,2585	200	600
30	30	31	0,9744	0,9630	150	70
31	31	32	0,3105	0,3619	210	100
32	32	33	0,3410	0,5302	60	40

6.2. Descrição dos estudos de caso

Nesta seção é apresentada uma descrição dos estudos de caso na análise de sensibilidade dos índices de conformidade de tensão com relação a diversos parâmetros da rede de distribuição, tais como: modelo da carga, capacidade instalada de GD e variações cronológicas na carga.

Com relação à variação cronológica na carga, os casos de estudo levam em conta tanto o aspecto determinístico quanto o estocástico. Na análise determinística são desprezadas as flutuações nos patamares de carga horários causadas pelas incertezas associadas com o erro de previsão de carga. Contudo, considera-se a variação cronológica da carga ao longo de um período de estudo mensal, ou seja, a série temporal da carga. Por outro lado, a análise estocástica modela as variações estocásticas na carga devido aos erros de previsão usando um modelo harmônico para a previsão de séries temporais sazonais. Isto é, o modelo harmônico é usado para gerar realizações (séries sintéticas) simuladas do processo estocástico associado com a curva de carga. Tanto na análise determinística (série temporal observada) como na probabilística (série temporal simulada) o período de estudo é mensal com patamares de carga horários. O número de instantes de tempo das séries temporais é 672 ($4 \times 7 \times 24$).

Adicionalmente, foi avaliado o impacto da inserção de GD nos índices de conformidade de tensão. Este estudo de caso foi realizado considerando incertezas associadas com a disponibilidade dos geradores através da Simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial descrito no capítulo 4.

Desta forma, são analisados os seguintes casos de estudo:

- **Caso 0:** Análise determinística sem geração distribuída, considerando a variação temporal na modelagem de carga. Este caso, chamado caso-base, considera o sistema teste sem inserção de qualquer GD, conforme ilustrado anteriormente na Figura 6.1. Nesta análise, é utilizada a curva de carga horária mensal observada, no qual as cargas nas barras são modeladas conforme os subcasos:

- a) *Caso 0.1:* 100% parcela de potência constante (Pcte);

- b) *Caso 0.2*: 100% parcela de corrente constante (I_{cte});
- c) *Caso 0.3*: 100% parcela de impedância constante (Z_{cte}).

- **Caso 1**: Análise probabilística sem geração distribuída e considerando a modelagem de carga típica de países em desenvolvimento. Neste caso, os fatores de participação do modelo polinomial das cargas são: 25% potência constante e 75% impedância constante [Short, 2004], [Willis, 1997]. Além disso, este caso considera a representação das incertezas associadas com os erros de previsão de carga através do modelo de previsão harmônico. Contudo, a capacidade instalada de GD no STBW é nula. Neste estudo de caso, a simulação Monte Carlo é finalizada após a simulação de 1.000 cenários (séries temporais simuladas). Ou seja, o critério de parada da simulação Monte Carlo é o número máximo de simulações ou tamanho da amostra de cenários do sistema.
- **Caso 2**: Este estudo de caso é realizado sob as seguintes condições: (i) modelagem de carga típica de países em desenvolvimento (25% potência constante e 75% impedância constante); (ii) modelagem de incertezas associadas com erros de previsão de carga via modelo harmônico; (iii) Estimação de índices via simulação Monte Carlo para uma amostra com 1.000 cenários; (iv) Instalação de duas unidades de GD conforme indicado na Figura 6.2. (v) Modelagem probabilística da indisponibilidade da GD.

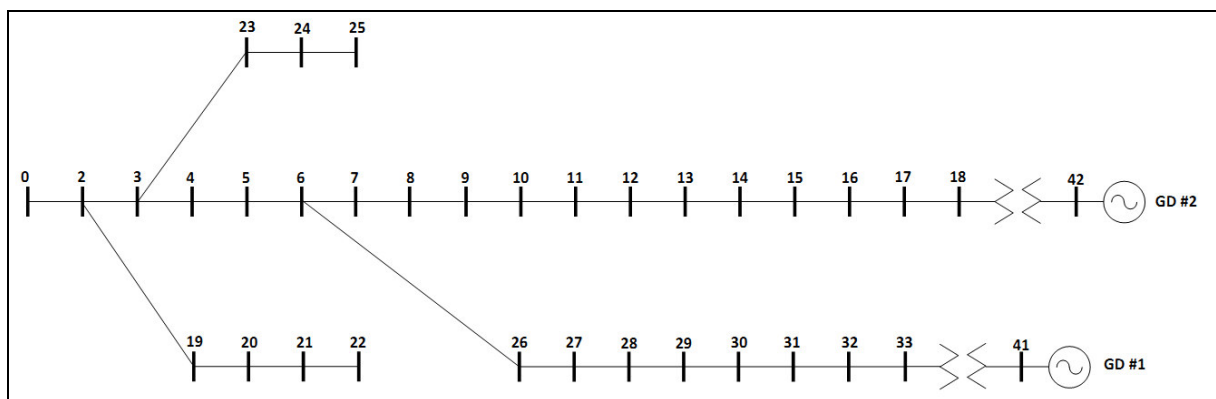


Figura 6.2: Diagrama unifilar do STBW com GD.

Os dados associados com as duas unidades de GD do STBW são mostrados na Tabela 6.3, onde FOR (“*Forced Outage Rate*”) é a indisponibilidade do gerador expressa em porcentagem. Os dados das GDs mostrados nesta tabela foram obtidos a partir das referências [Willis & Scott, 2000] e [Mamede, 2010]. As unidades de GD do STBW são conectadas a rede de distribuição primária através de transformadores elevadores de 380V/11kV e 750 kVA. Os dados dos ramos associados com estes transformadores são mostrados na Tabela 6.4. As impedâncias mostradas nesta tabela foram calculadas de acordo com os dados fornecidos na referência [Mamede, 2005].

Tabela 6.3: Dados das unidades de GD (máquina a gás) no STBW.

Característica do Gerador	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)	FOR
Máquina à Gás	530	397	4,6

Tabela 6.4: Dados dos ramos associados com os transformadores de interconexão da GD no STBW.

Ramo	Nó Inicial	Nó Final	R (ohms)	X (ohms)	P (KW)	Q (kVAr)
33	33	41	1,8284	7,8568	0	0
34	18	42	1,8284	7,8568	0	0

- **Caso 3:** Este estudo de caso é realizado sob as seguintes hipóteses: (i) modelo de carga típico de países em desenvolvimento; (ii) modelagem cronológica da carga sem erros de previsão; (iii) modelagem determinística da GD, isto é, a indisponibilidade das GDs não são consideradas (FOR = 0.0%).
- **Caso 4:** Este estudo de caso é realizado sob as seguintes hipóteses: (i) modelo de carga típico de países em desenvolvimento; (ii) modelagem cronológica da carga sem erros de previsão; (iii) modelagem probabilística das falhas na GD. Este caso de estudo foi elaborado visando avaliar o impacto das falhas na GD sobre os índices de conformidade através de uma comparação com o estudo de caso #3.

6.3. Índices de Conformidade de Tensão para os Estudos de Caso

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos com os estudos de caso associados com a estimação de índices de conformidade de tensão no sistema de 32 barras.

6.3.1. Caso 0: Análise determinística sem geração distribuída, considerando a variação na modelagem de carga.

Os índices de conformidade de tensão para cada ponto de carga, chamados neste trabalho de índices nodais, foram obtidos considerando a carga modelada como: 100% potência constante (*caso 0.1*), 100% corrente constante (*caso 0.2*) e 100% impedância constante (*caso 0.3*).

As Figuras 6.3, 6.4 e 6.5, mostram os índices de conformidade de tensão nodais relacionados à Duração Relativa de Tensão Adequada (DRA_i), Duração Relativa de Tensão Precária (DRP_i) e Duração Relativa de Tensão Crítica (DRC_i), respectivamente. Os números nos eixos das abscissas são os nós dos pontos de carga em ordem crescente com relação à magnitude da impedância equivalente entre a fonte e o nó da carga, isto é, as barras de carga são ordenadas de acordo com a distância elétrica. Esta impedância equivalente é estimada como sendo a soma das impedâncias em série entre o ponto de carga sob estudo e o nó fonte.

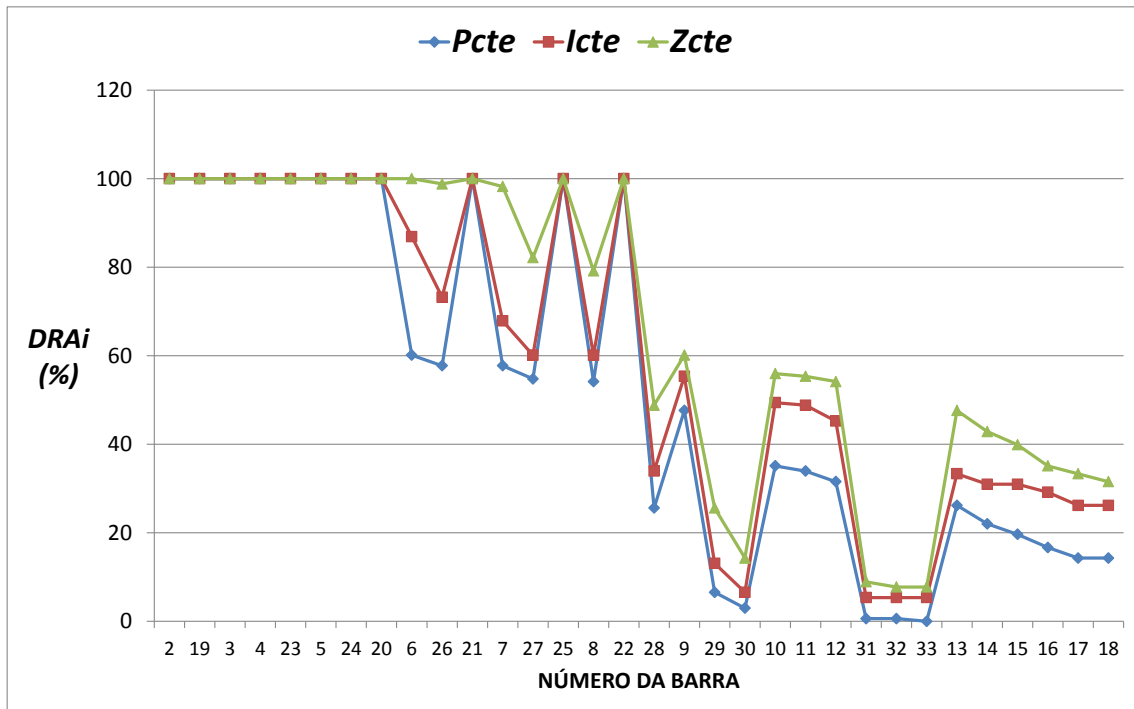


Figura 6.3: Duração Relativa de Tensão Adequada (DRA_i) para o caso #0.

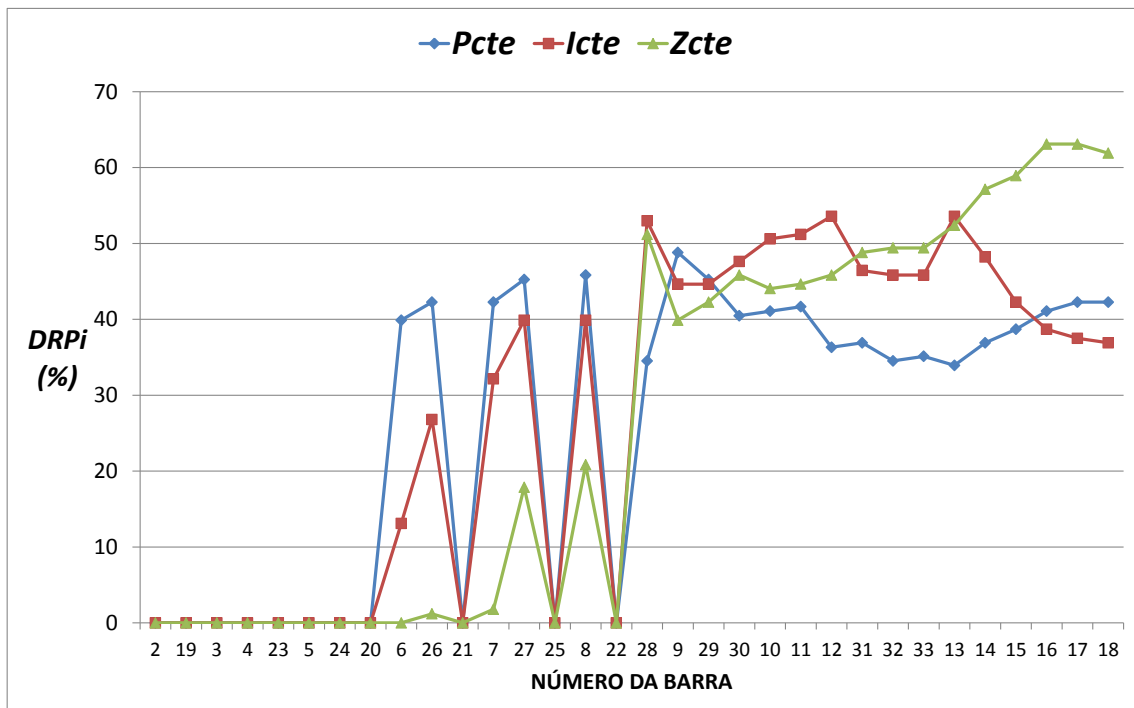


Figura 6.4: Duração Relativa de Tensão Precária (DRP_i) para o caso #0.

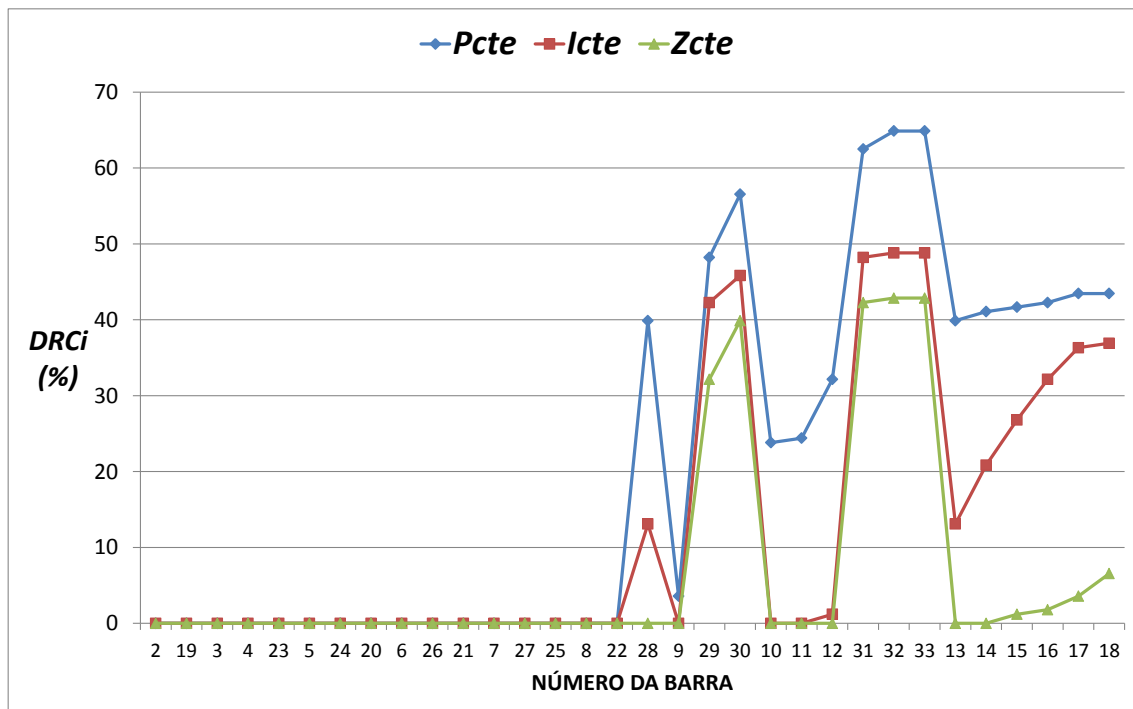


Figura 6.5: Duração Relativa de Tensão Crítica (DRC_i) para o caso #0.

A partir das Figuras 6.3 e 6.5, pode-se observar que o índice DRA_i (DRC_i) é reduzido (aumentado) quando a impedância equivalente entre o ponto de carga e a fonte é aumentada. Isto ocorre devido a topologia radial da rede de distribuição. Neste tipo de rede a queda de tensão ao longo de uma seção é dada por: $V_m = V_k - Z_{km} \times I_{km}$, onde: V_k é a tensão no nó inicial k ; V_m é a tensão no nó final m ; I_{km} é a corrente no ramo (k,m) e Z_{km} é a impedância série do ramo (k,m) . Consequentemente, a queda de tensão torna-se mais acentuada com o aumento da impedância entre os nós terminais de um ramo. Desta forma, as quedas de tensão tornam-se mais elevadas para pontos de carga mais distantes da subestação (fonte) e as tensões nestes pontos de carga tem maior probabilidade de operar nas faixas precária e crítica. Além disso, a Figura 6.4 mostra que também há uma tendência de crescimento do DRP_i com o aumento da distância elétrica, visto que o DRP_i é nulo para barras muito próximas da subestação.

Adicionalmente, as Figuras 6.3 e 6.5 mostram que os valores dos índices DRA_i para o modelo de impedância constante são mais elevados do que aqueles associados com o modelo de potência constante (Figura 6.3). Contrariamente, os índices DRC_i para o modelo de potência constante são maiores que aqueles associados com o modelo de impedância constante (Figura 6.5). Este resultado é devido ao fato de que as quedas de tensão para o

modelo de potência constante são maiores do que aquelas para o modelo de impedância constante (ver seção 1.5).

Os índices equivalentes do sistema são mostrados na Tabela 6.5 e ilustrados na Figura 6.6.

Tabela 6.5: Índices equivalentes do STBW para o caso #0.

MODELO	DRA_{eq} (%)	DRP_{eq} (%)	DRC_{eq} (%)	ICC (%)
Pcte	52,57	26,41	21,02	50,00
Icte	59,17	27,88	12,95	40,63
Zcte	66,48	26,86	6,66	28,13

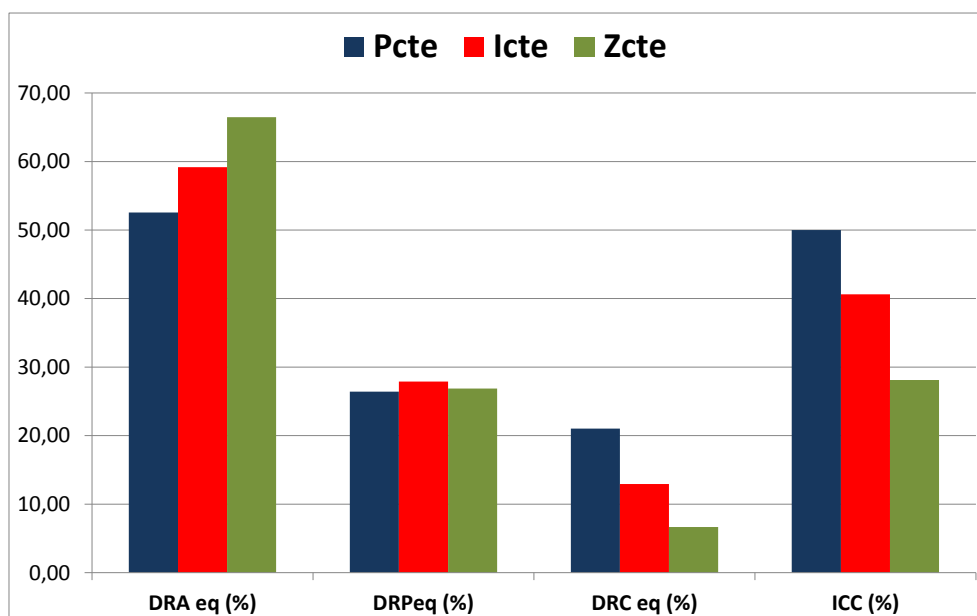


Figura 6.6: Índices equivalentes do sistema para o caso #0.

Como se pode observar na Tabela 6.5 e na Figura 6.6, os índices podem ter variações relevantes dependendo da modelagem de carga que é utilizada. O índice DRA_{eq} é menor quando é utilizada a modelagem de carga 100% potência constante e maior quando o modelo de carga é 100% impedância constante. Já o índice DRC_{eq} tende a ser maior quando a carga é modelada como 100% potência constante e, menor quando é considerada a carga como 100% impedância constante. Um comportamento similar é observado no índice ICC.

Estes resultados eram esperados, pois de acordo com a subseção 1.5 do capítulo introdução as quedas de tensão na rede de distribuição são maiores quando o modelo de

potência constante é utilizado. Contrariamente, as menores quedas de tensão são obtidas quando é assumido que as cargas são do tipo impedância constante. Portanto, os índices de conformidade de tensão tornam-se mais degradados quando é considerado que as cargas são representadas por um modelo de potência constante. Analogamente, os índices de conformidade tornam-se melhores quando é assumido que as cargas são modeladas como impedância constante. Devido a isto, uma modelagem de potência (impedância) constante resulta em avaliação pessimista (otimista) da conformidade de tensão se o modelo real da carga não possui esta característica. Portanto, a escolha do modelo de carga deve refletir as características reais dos equipamentos dos consumidores para que os resultados da APCT sejam adequados.

6.3.2. Caso 1: Modelagem do erro de previsão de carga sem geração distribuída e considerando o modelo elétrico da carga típico de países em desenvolvimento.

Os valores esperados dos índices de conformidade de tensão nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i obtidos com um tamanho de amostra de 1.000 cenários para a Simulação Monte Carlo são mostrados na Tabela 6.6. Nesta tabela os pontos de carga são apresentados em ordem crescente de distância elétrica (impedância equivalente entre a carga e a fonte). Na Tabela 6.6 também são mostradas as cargas em kVA de cada barra, e os riscos de violar as metas dos índices DRP_i e DRC_i . Os riscos estão associados com o número percentual de cenários nos quais um índice violou uma meta especificada. A partir desta tabela, nota-se que os pontos de carga mais próximos eletricamente do ponto de suprimento tendem a estar na faixa adequada. Contrariamente, os pontos de carga mais distantes do ponto de fornecimento tem índices DRP_i e DRC_i mais elevados. Além disso, a Tabela 6.6 mostra que se os valores esperados dos índices DRP_i e DRC_i são maiores que as suas metas (3% e 0,5%, respectivamente), então os valores dos riscos de violar as metas são próximos ou iguais a 100%. Por exemplo, no ponto de carga número 28 os valores do DRP_i e DRC_i são 55,08% e 1,10%, respectivamente, e os riscos de violação das metas do DRP_i e DRC_i são 100% e 94,90%, respectivamente. Contrariamente, no ponto de carga 6 os valores do DRP_i e DRC_i são 1,23% e 0%, respectivamente, e os riscos de violação das metas do DRP_i e DRC_i são nulos, pois os valores esperados dos índices estão abaixo das metas.

Tabela 6.6: Resultados das amostras dos índices nodais do STBW para o caso #1.

BARRA	POTÊNCIA (kVA)	MÉDIA DRA _i	MÉDIA DRP _i	MÉDIA DRC _i	RISCO DE VIOLAR DRP	RISCO DE VIOLAR DRC
2	116,62	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	144,22	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	102,96	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	67,08	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	465,19	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	63,25	98,77	1,23	0,00	0,00	0,00
26	65,00	93,28	6,72	0,00	100,00	0,00
21	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	223,61	92,41	7,59	0,00	100,00	0,00
27	65,00	79,68	20,32	0,00	100,00	0,00
25	465,19	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	223,61	76,98	23,02	0,00	100,00	0,00
22	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	63,25	43,82	55,08	1,10	100,00	94,90
9	63,25	62,59	37,41	0,00	100,00	0,00
29	138,92	20,43	50,21	29,36	100,00	100,00
30	632,46	13,14	48,55	38,31	100,00	100,00
10	63,25	55,20	44,80	0,00	100,00	0,00
11	54,08	54,13	45,86	0,00	100,00	0,00
12	69,46	52,20	47,79	0,01	100,00	0,00
31	165,53	9,93	48,11	41,96	100,00	100,00
32	232,59	9,34	47,92	42,74	100,00	100,00
33	72,11	9,16	47,84	43,00	100,00	100,00
13	69,46	43,17	55,48	1,35	100,00	98,80
14	144,22	39,50	57,06	3,44	100,00	100,00
15	60,83	37,31	57,38	5,31	100,00	100,00
16	63,25	35,17	57,25	7,57	100,00	100,00
17	63,25	32,11	56,36	11,53	100,00	100,00
18	98,49	31,19	55,97	12,84	100,00	100,00

Na Figura 6.7 são mostrados, de forma gráfica, os valores médios dos índices de conformidade de tensão nodais em ordem crescente de distância elétrica do ponto de carga à subestação.

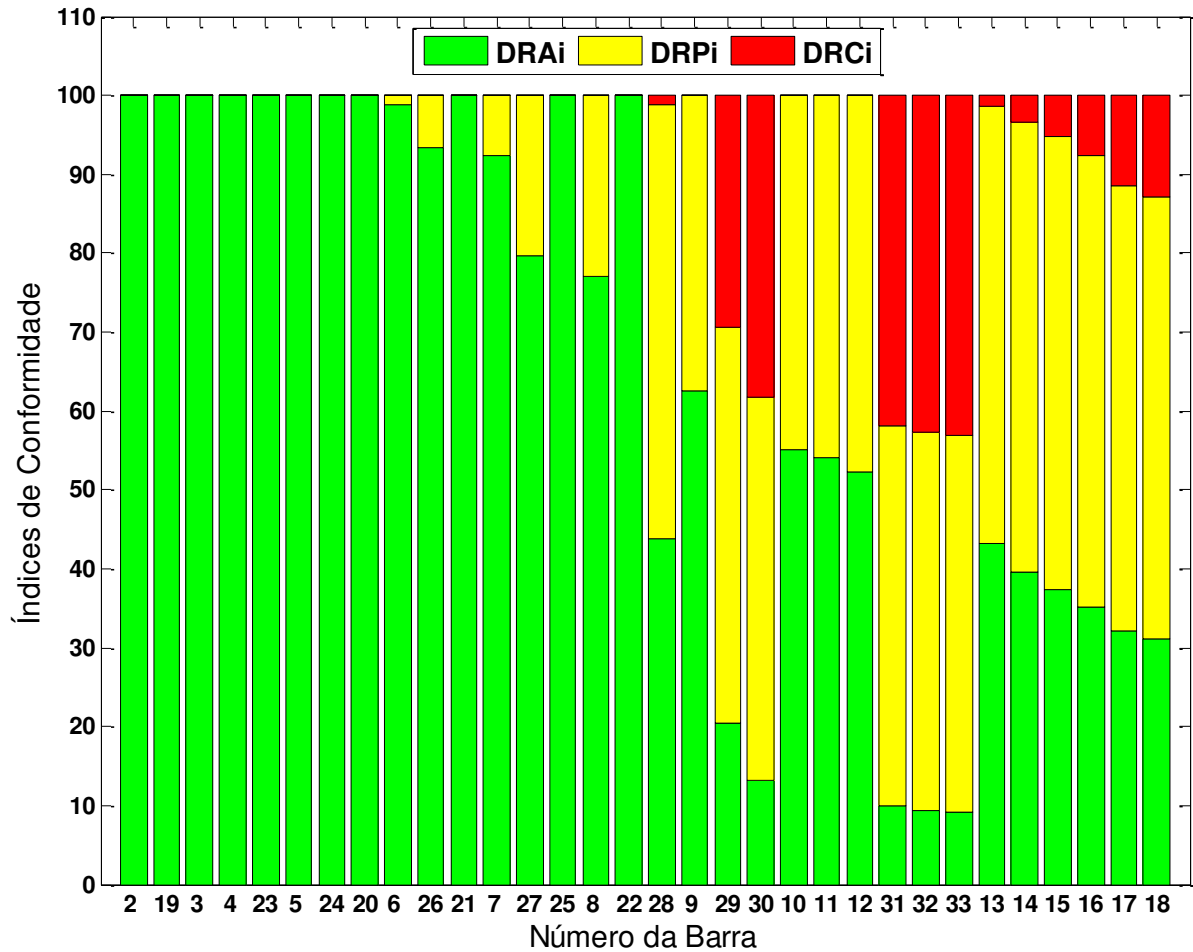


Figura 6.7: Média dos índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i e ordenados pela distância elétrica para o caso #1.

A partir da Figura 6.7, observa-se uma quantidade considerável de pontos de carga com valores elevados de DRP_i e DRC_i , sobretudo os mais distantes eletricamente da fonte, por razões já mencionadas.

Os valores médios, desvios padrão, incertezas relativas e intervalos de confiança (para uma probabilidade de cobertura de 95%) dos índices de conformidade sistêmicos são mostrados na Tabela 6.7.

Tabela 6.7: Informações estatísticas dos índices equivalentes do STBW para o caso #1.

ÍNDICE	Média	Desvio Padrão	Incerteza Relativa	Intervalo de Confiança
DRA_{eq} (%)	65,30	0,2007	0,0097	[64,91 ; 65,69]
DRP_{eq} (%)	27,25	0,1945	0,0226	[26,88 ; 27,65]
DRC_{eq} (%)	7,45	0,1229	0,0521	[7,22 ; 7,69]
ICC (%)	37,89	1,3269	0,1107	[36,5 ; 40,63]

Além disso, os índices DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} são ilustrados através do gráfico pizza mostrado na Figura 6.8.

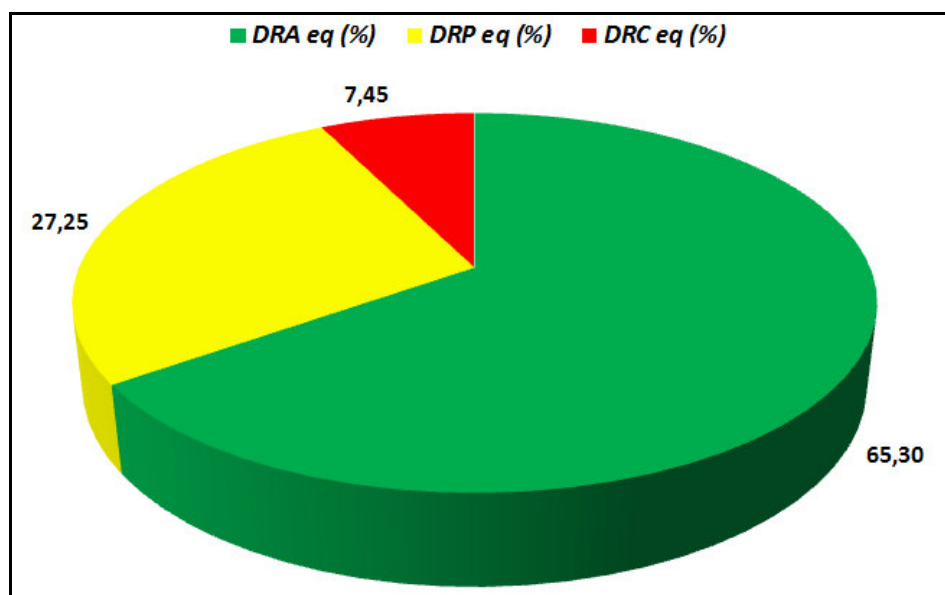


Figura 6.8: Gráfico pizza dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} para o caso #1.

Como pode ser observado na Tabela 6.7, as amostras obtidas dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} possuem desvios padrão pequenos e intervalos de confiança estreitos. Estes resultados indicam que as incertezas associadas com os erros de previsão de carga não causam grande dispersão nos elementos das amostras associadas com os índices DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} em torno do seus respectivos valores médios. Por outro lado, o índice ICC , tem um desvio padrão mais elevado e um intervalo de confiança mais largo. Conseqüentemente, o índice ICC é mais sensível às incertezas associadas com os erros de previsão de carga.

A Figura 6.9 ilustra os histogramas das distribuições de frequência individuais das amostras dos índices coletivos DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} e ICC para o caso #1. Estes histogramas demonstram novamente que há maior variabilidade amostral em torno do valor médio do ICC do que ao redor dos valores médios dos índices DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} . Este resultado é importante, pois o índice ICC reflete a severidade dos problemas de conformidade de tensão com relação ao número de consumidores de uma área de estudo, ou seja, fornece uma estimativa da amplitude dos problemas de conformidade considerando como parâmetro o número de consumidores.

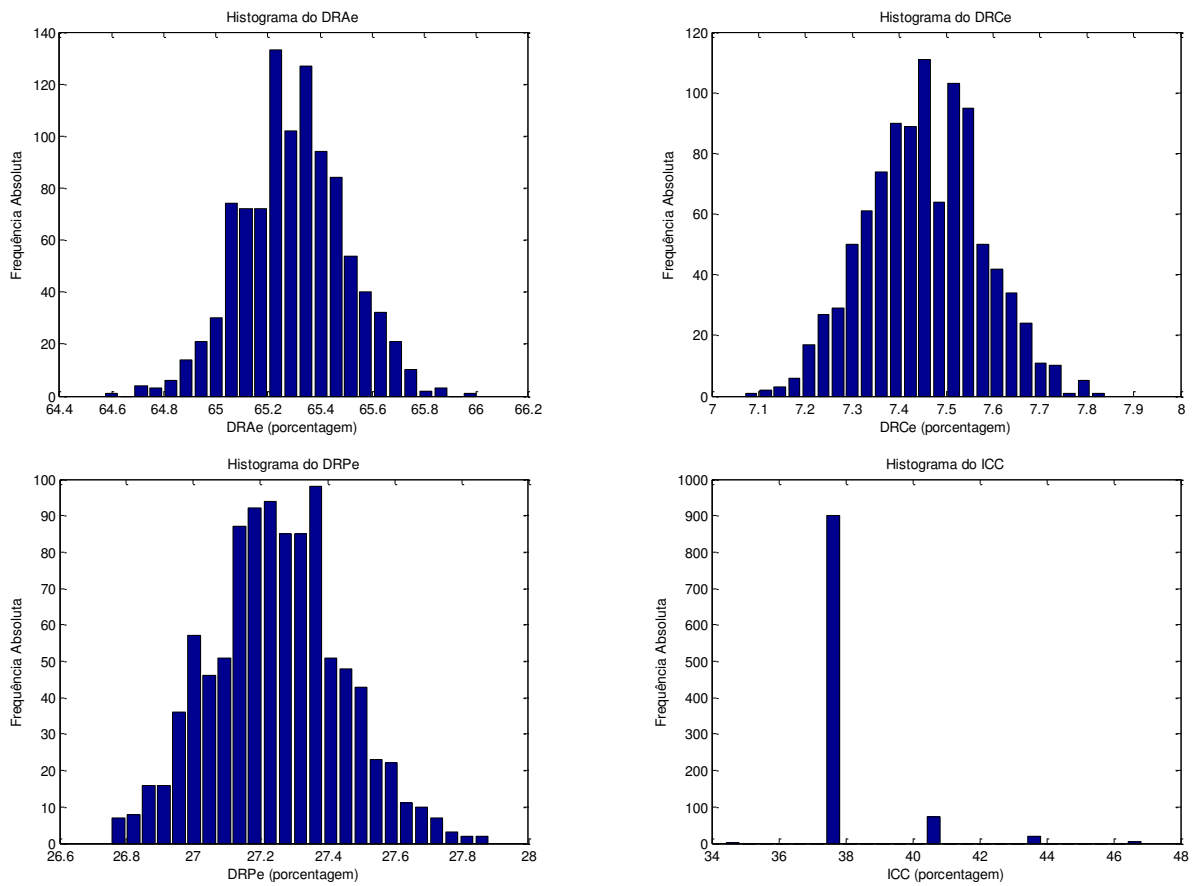


Figura 6.9: Histogramas dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC para o caso #1.

6.3.3. Caso 2: Análise estocástica com geração distribuída, considerando a modelagem de carga típica de países em desenvolvimento.

Os índices de conformidade de tensão nodais obtidos após a instalação de duas unidades de GD no STBW são mostrados na Tabela 6.8. Além disso, as Figuras 6.10, 6.11 e 6.12 mostram os índices de conformidade de tensão nodais para os estudos de caso #1 e #2. A partir destes resultados, pode-se concluir que há uma melhoria considerável nos índices de conformidade de tensão nodais após a inserção da GD.

A instalação de uma GD resulta em fluxo de corrente que possui direção oposta ao fluxo de corrente associado com as cargas, pois a GD é modelada como uma carga negativa. Os fluxos nos ramos mais afetados pela instalação da GD são os fluxos dos ramos entre o ponto de conexão da GD e a subestação. Conseqüentemente, as correntes resultantes nestes ramos experimentam reduções significativas. Desta forma, há uma diminuição na queda de tensão após a inserção da GD. Portanto, os tempos de permanência das barras nos estados de conformidade precário e crítico são reduzidos.

Finalmente, é importante expressar que as melhorias expressivas nos índices de conformidade foram obtidas devido à penetração elevada da GD no STBW e devido a sua localização em barras distantes da subestação, isto é, próximo de pontos de carga com quedas de tensões elevadas. Na verdade, a penetração da GD no STBW foi de 21,4332% da potência aparente da carga total (em kVA) no STBW. Este valor é relativamente próximo do limite máximo de penetração de GD usado em trabalhos sobre alocação de GD. Por exemplo, nas referências [El-Khattam et al., 2005] e [Carpinelli et al., 2005] o limite máximo para a capacidade instalada de GD é de 30%. Desta forma, a capacidade de GD instalada no STBW é igual 71,4441% da capacidade instalada máxima.

Além disso, na referência [Singh et al., 2007] é afirmado que o nível de penetração de GD é considerado baixo quando está no intervalo de [10%,15%]. Devido a GD instalada no STBW ser 171,4576% maior do que o valor médio do intervalo (12,5%), pode-se concluir que a capacidade de GD conectada no STBW é relativamente elevada.

Tabela 6.8: Índices de conformidade de tensão nodais para o caso #2 no STBW.

BARRA	POTÊNCIA (kVA)	MÉDIA DRA_i	MÉDIA DRP_i	MÉDIA DRC_i	RISCO DE VIOLAR DRP	RISCO DE VIOLAR DRC
2	116,62	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
19	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	144,22	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	102,96	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	67,08	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	465,19	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	63,25	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	65,00	99,99	0,01	0,00	0,00	0,00
21	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	223,61	99,99	0,01	0,00	0,00	0,00
27	65,00	99,96	0,04	0,00	0,00	0,00
25	465,19	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	223,61	99,95	0,05	0,00	0,00	0,00
22	98,49	100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	63,25	97,96	2,04	0,00	3,70	0,00
9	63,25	99,80	0,20	0,00	0,00	0,00
29	138,92	93,00	6,79	0,20	100,00	4,90
30	632,46	87,34	11,96	0,71	100,00	71,20
10	63,25	99,23	0,77	0,00	0,00	0,00
11	54,08	99,12	0,88	0,00	0,00	0,00
12	69,46	98,94	1,06	0,00	0,00	0,00
31	165,53	91,99	6,91	1,10	100,00	93,60
32	232,59	93,54	5,28	1,19	100,00	95,90
33	72,11	95,30	3,49	1,21	72,10	96,50
13	69,46	98,36	1,64	0,00	0,60	0,00
14	144,22	98,21	1,78	0,01	1,20	0,00
15	60,83	98,14	1,85	0,01	1,40	0,00
16	63,25	98,08	1,91	0,01	1,90	0,00
17	63,25	97,99	1,99	0,02	2,70	0,00
18	98,49	97,96	2,02	0,03	3,40	0,00

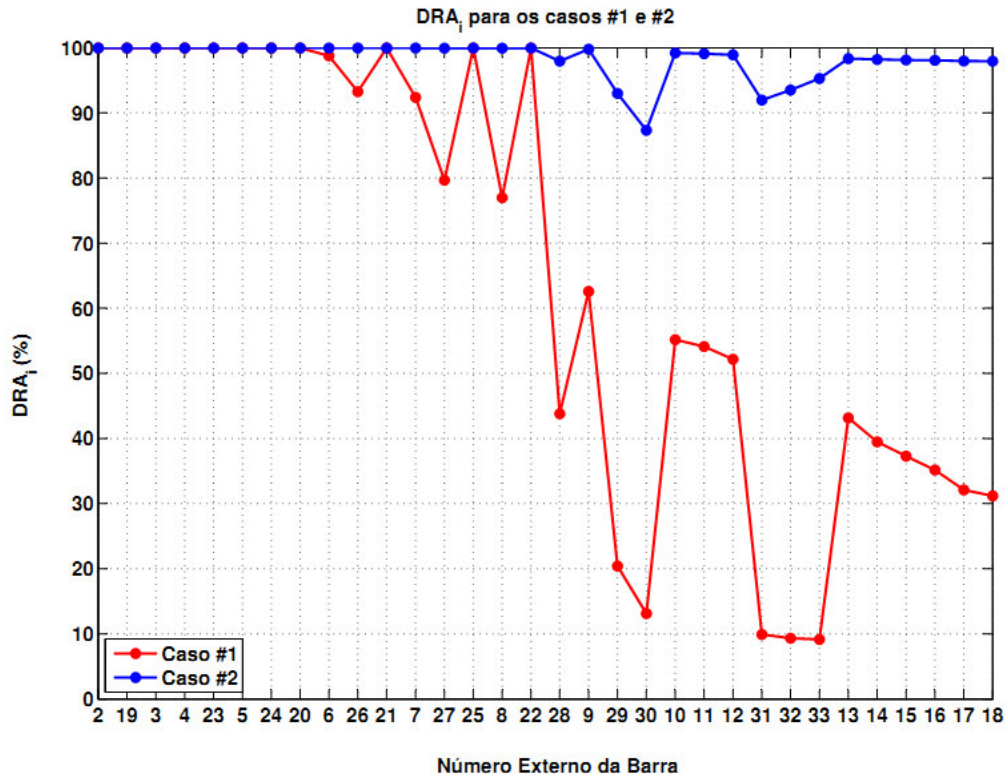


Figura 6.10: Comparativo do índice nodal DRA_i médio entre os casos #1 e #2.

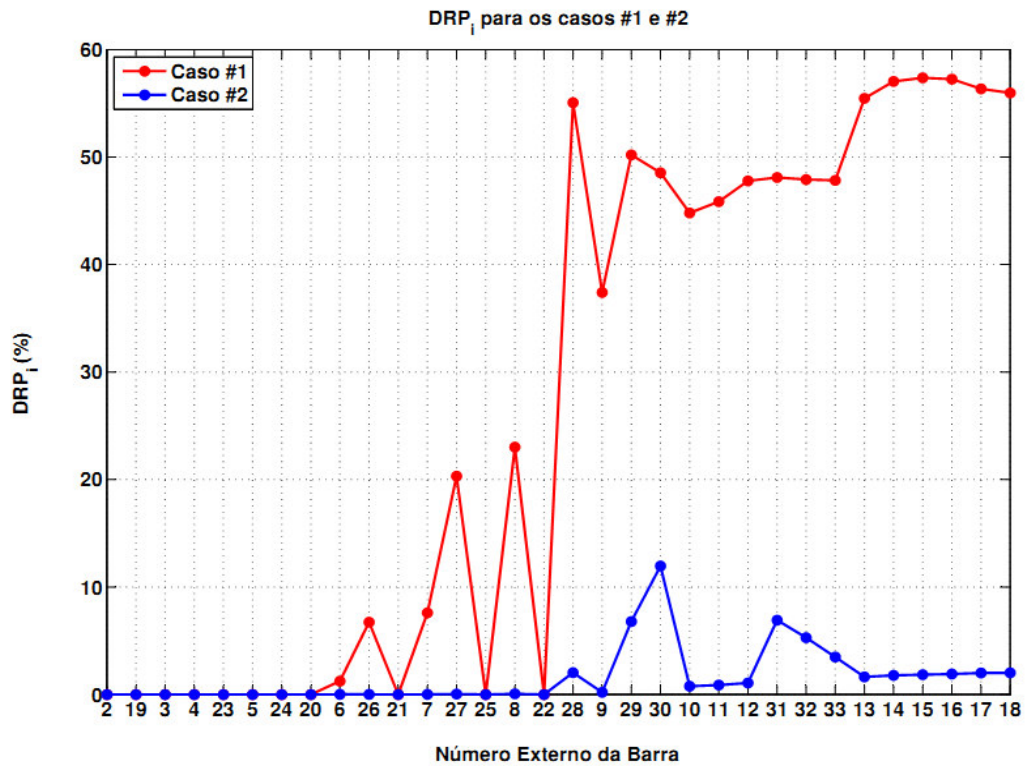


Figura 6.11: Comparativo do índice nodal DRP_i médio entre os casos #1 e #2.

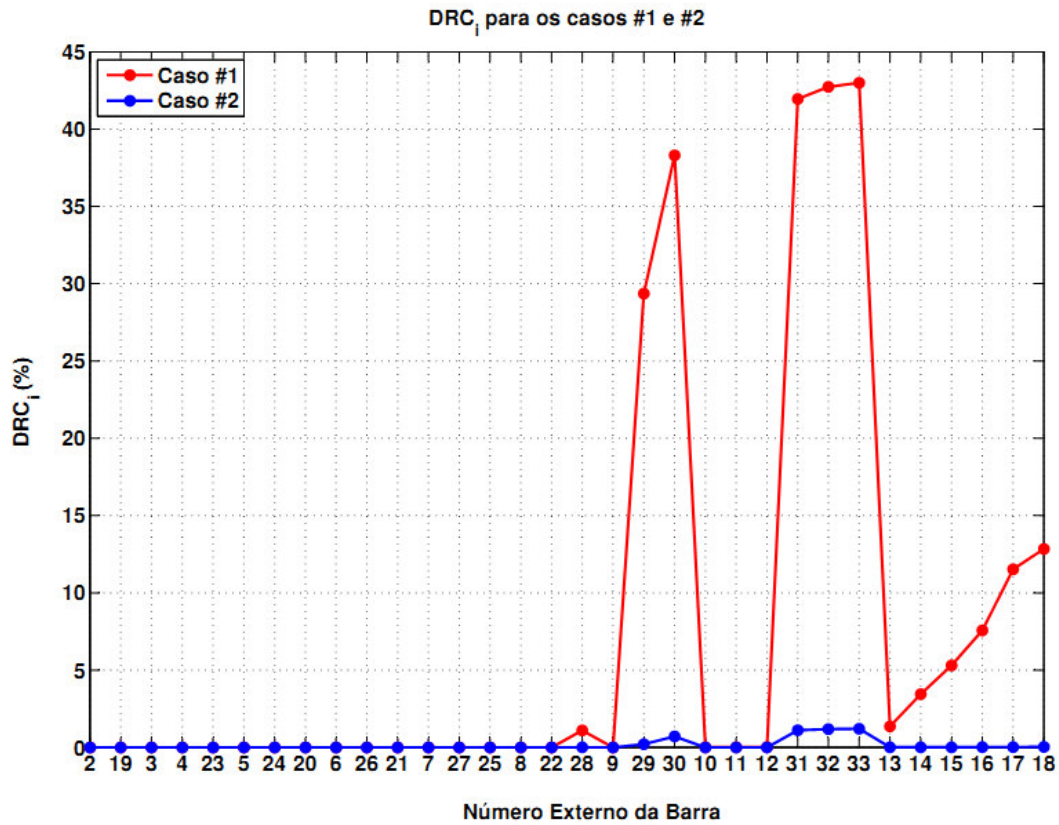


Figura 6.12: Comparativo do índice nodal DRC_i médio entre os casos #1 e #2.

Na Figura 6.13 são ilustradas graficamente as médias das amostras dos índices de conformidade de tensão nodais obtidas após a inserção das GDs no STBW. A partir da Figura 6.13, nota-se a predominância dos pontos de carga com índices DRA_i elevados devido a melhoria no perfil de tensão causada pela GD. Contrariamente, os índices DRP_i e DRC_i são pequenos para a maioria dos pontos de carga após a inserção da GD.

As diferenças entre os índices de conformidade de tensão individuais entre os casos #1 e #2 são mostradas na Figura 6.14.

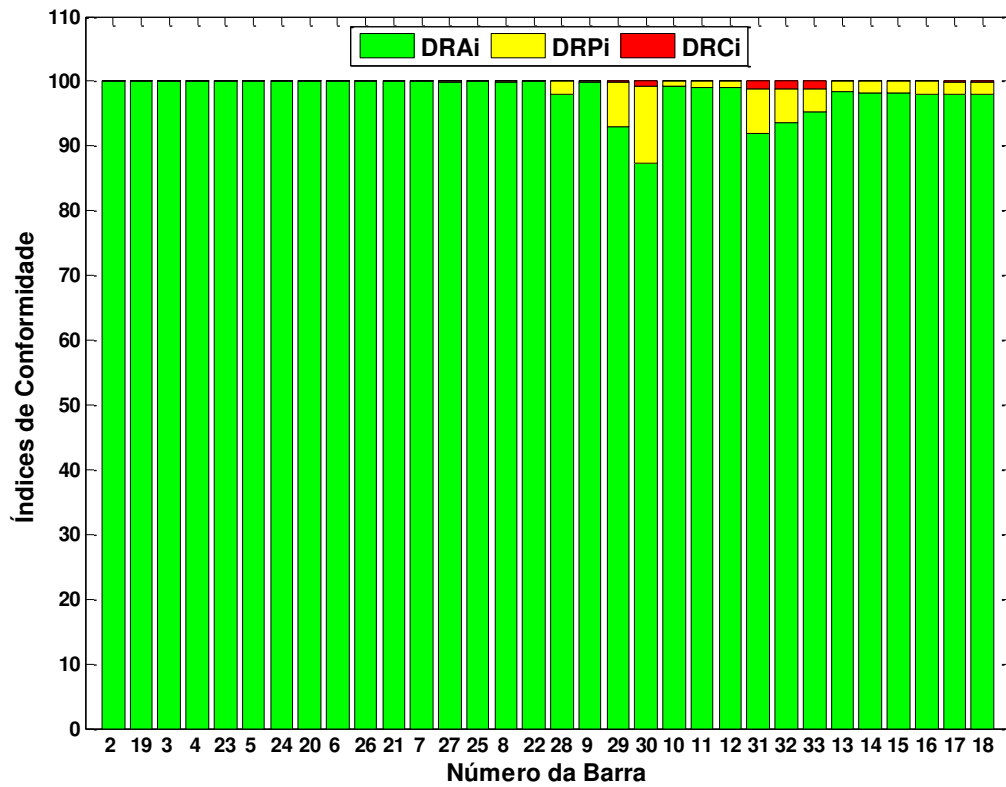


Figura 6.13: Média dos índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i e ordenados pela distância elétrica para o caso #2.

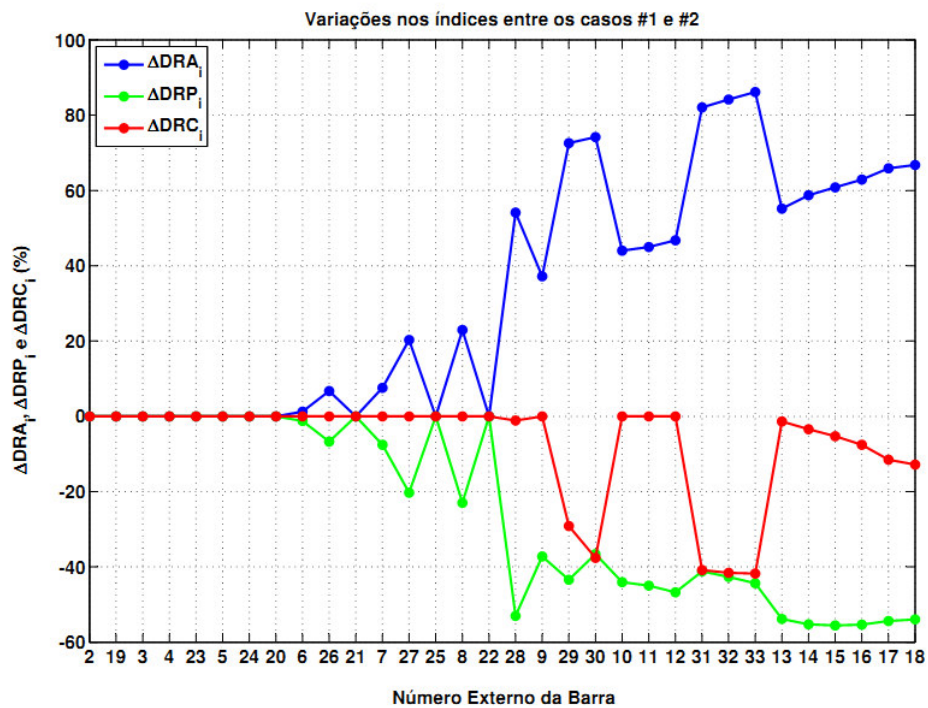


Figura 6.14: Diferenças dos índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i entre os casos #1 e #2.

A partir da Figura 6.14, observa-se que a inserção de GDs tem grande impacto nos índices de conformidade nodais. Por exemplo, as diferenças médias para os índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i são 32,9793%, -25,6656% e -7,3136%, respectivamente. Além disso, estes resultados demonstram que a inserção de GD tende a aumentar o índice DRA_i e reduzir os índices DRP_i e DRC_i .

As maiores variações nos índices nodais ocorrem nas barras vizinhas ao ponto de conexão da GD. Por exemplo, os maiores acréscimos no índice DRA_i ocorreram nas barras 31, 32 e 33 que são vizinhas a barra da GD #1 (barra 41). É importante mencionar que o local de instalação da GD é um aspecto crítico na melhoria do perfil de tensão obtido com a conexão da GD. Na verdade, esta melhoria é determinada pela redução nas correntes dos ramos entre a GD e a fonte. Se a GD é instalada próxima da fonte, então apenas uma pequena melhoria no perfil de tensão é obtida, pois só há redução na corrente em um pequeno número de ramos. Por outro lado, se a GD é instalada distante da fonte, então a potência injetada pela GD causará uma melhoria considerável no perfil de tensão, pois o fluxo em grande número de ramos será afetado.

No caso do STBW, as GDs foram instaladas em ramos terminais (folhas) e eletricamente distantes da subestação (fonte). Conseqüentemente, as melhorias no perfil de tensão obtidas com a GD tendem a ser significativas. É importante mencionar que as diferenças entre os índices de conformidade dos casos #1 e #2 são nulas para pontos de carga próximos da subestação. Este resultado é devido ao fato das tensões nos pontos de carga serem próximas de 1.0 p.u. antes e depois da conexão da GD.

Na Tabela 6.9 são mostrados os valores médios, desvios padrão, incertezas relativas e intervalos de confiança das amostras dos índices equivalentes do sistema, após inserção da GD na rede.

Tabela 6.9: Informações estatísticas dos índices equivalentes do STBW para o caso #2.

Índices coletivos	Média	Desvio Padrão	Incerteza Relativa	Intervalo de Confiança
DRA_{eq} (%)	98,2767	0,2091	0,0067	[97,86 ; 98,64]
DRP_{eq} (%)	1,5831	0,1994	0,3983	[1,22 ; 2,00]
DRC_{eq} (%)	0,1403	0,0500	1,1265	[0,05 ; 0,25]
ICC (%)	16,4156	4,8041	0,9255	[12,5 ; 31,25]

A Figura 6.15 ilustra os índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} , após inserção da GD, através do gráfico pizza.

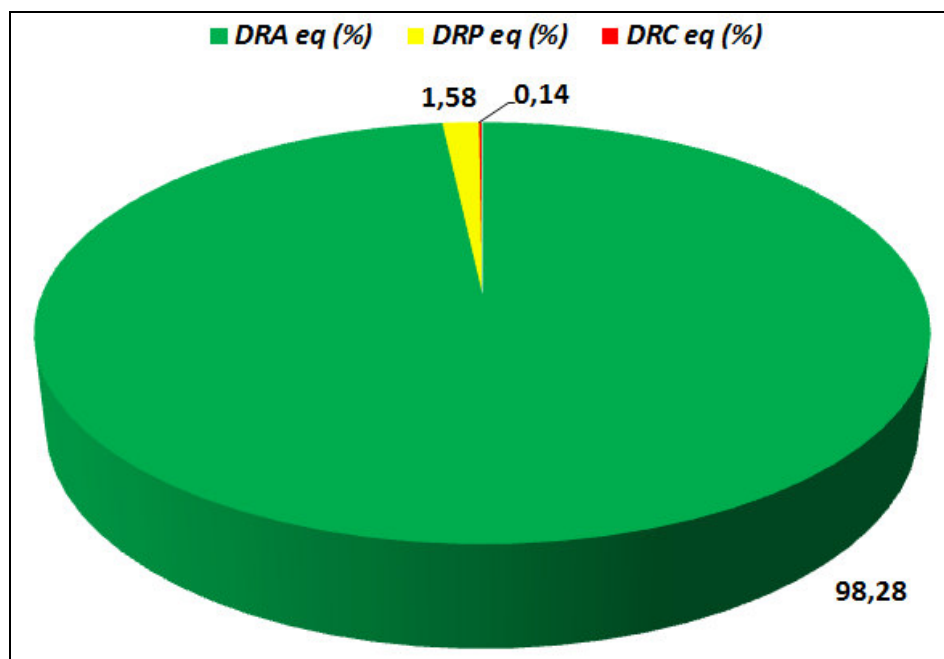


Figura 6.15: Gráfico pizza dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} para o caso #2.

A partir da Tabela 6.9 nota-se que existe grande dispersão nos valores dos índices DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC em torno dos seus respectivos valores médios. Por exemplo, o desvio padrão do índice DRC_{eq} é aproximadamente igual a 35,6379% do seu valor médio. Além disso, a largura do intervalo de confiança do DRC_{eq} é aproximadamente igual a 140,8681% do seu valor médio.

Adicionalmente, percebe-se que após a inserção dos geradores os valores médios dos índices equivalentes do sistema tendem a ser melhorados, visto que uma melhora no perfil de tensão dos pontos de carga já foi evidenciada.

A Figura 6.16 ilustra os histogramas individuais das amostras dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} e DRC_{eq} e ICC para o caso #2. A partir destas figuras, pode-se observar novamente que existe uma grande variabilidade dos valores dos índices DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC em torno dos seus respectivos valores médios. Por exemplo, o desvio padrão do índice DRP_{eq} é aproximadamente igual a 29,2655% do seu valor médio. Além disso, a largura

do intervalo de confiança do DRP_{eq} é aproximadamente igual a 114,2206% do seu valor médio.

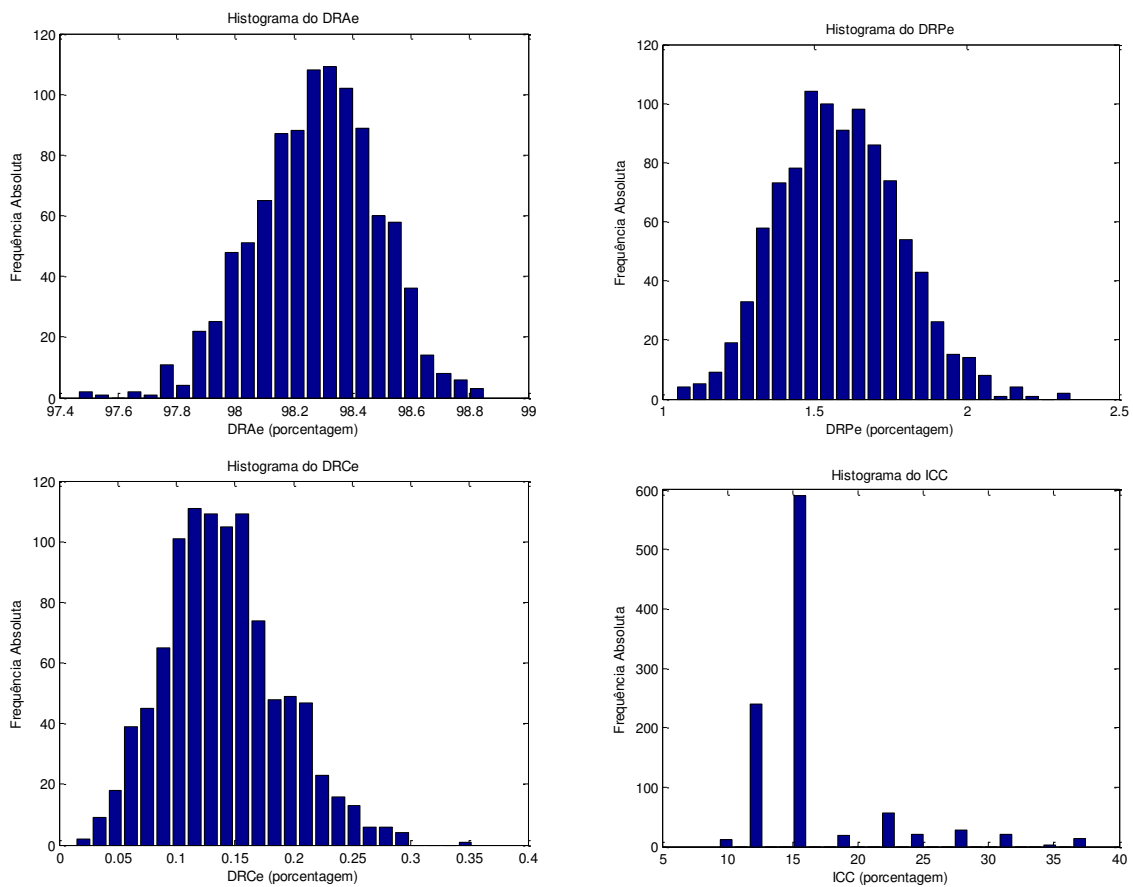


Figura 6.16: Histogramas dos índices equivalentes DRA_{eq} , DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC para o caso #2.

Os diagramas de caixa (“*boxplots*”) dos índices DRA_{eq} , DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC são mostrados nas Figuras 6.17, 6.18, 6.19 e 6.20, respectivamente, para os estudos de caso #1 (estocástico sem GD) e #2 (estocástico com GD). Nos diagramas de caixa, as marcas centrais são as medianas das amostras, as extremidades são os quartis superior e inferior, enquanto que as linhas superior e inferior mostram os elementos mais extremos da amostra que não são considerados como valores anômalos ou discrepantes (“*outliers*”) [The Mathworks, 1999].

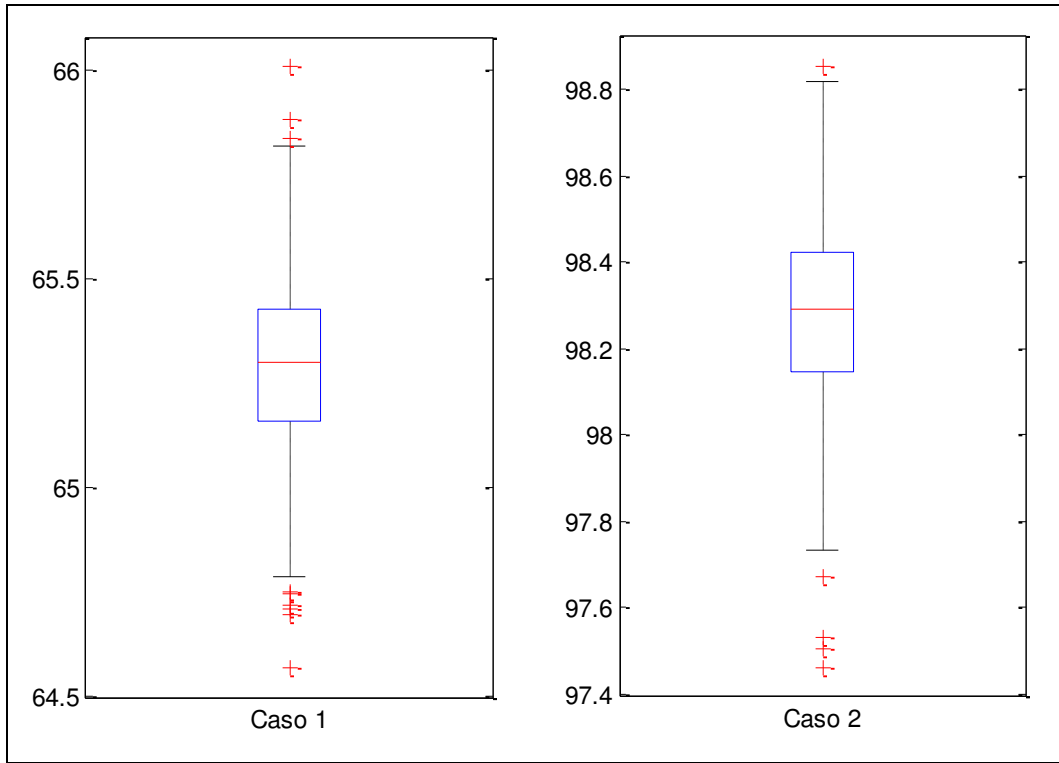


Figura 6.17: Comparativo entre os diagramas de caixa dos casos #1 e #2 para o DRP_{eq} .

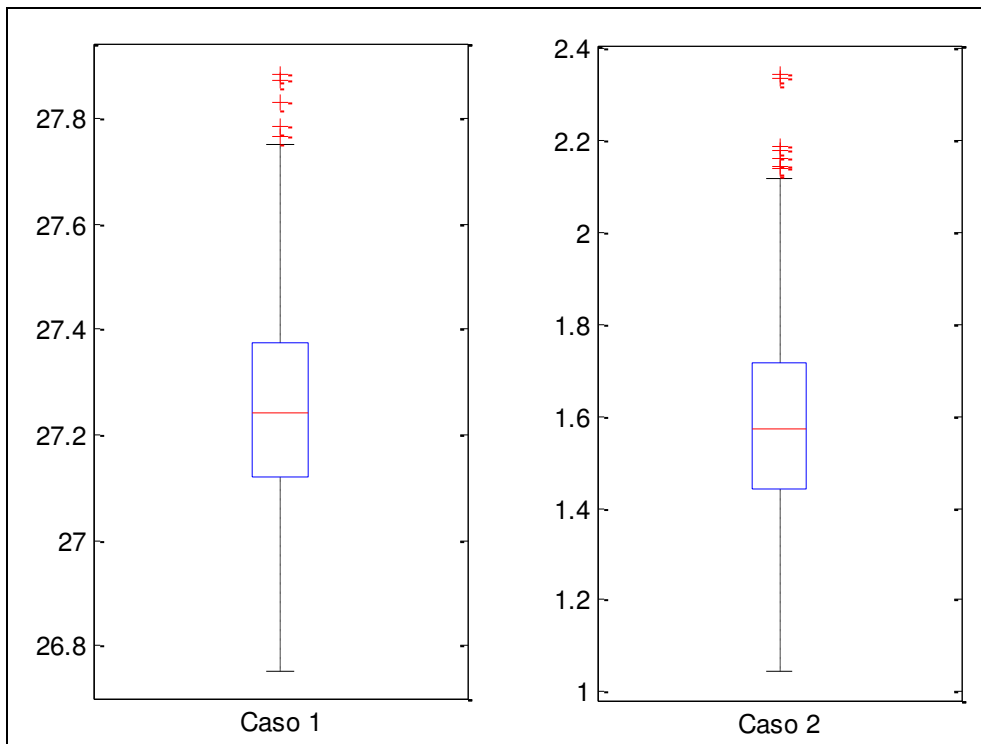


Figura 6.18: Comparativo entre os diagramas de caixa dos casos #1 e #2 para o DRP_{eq} .

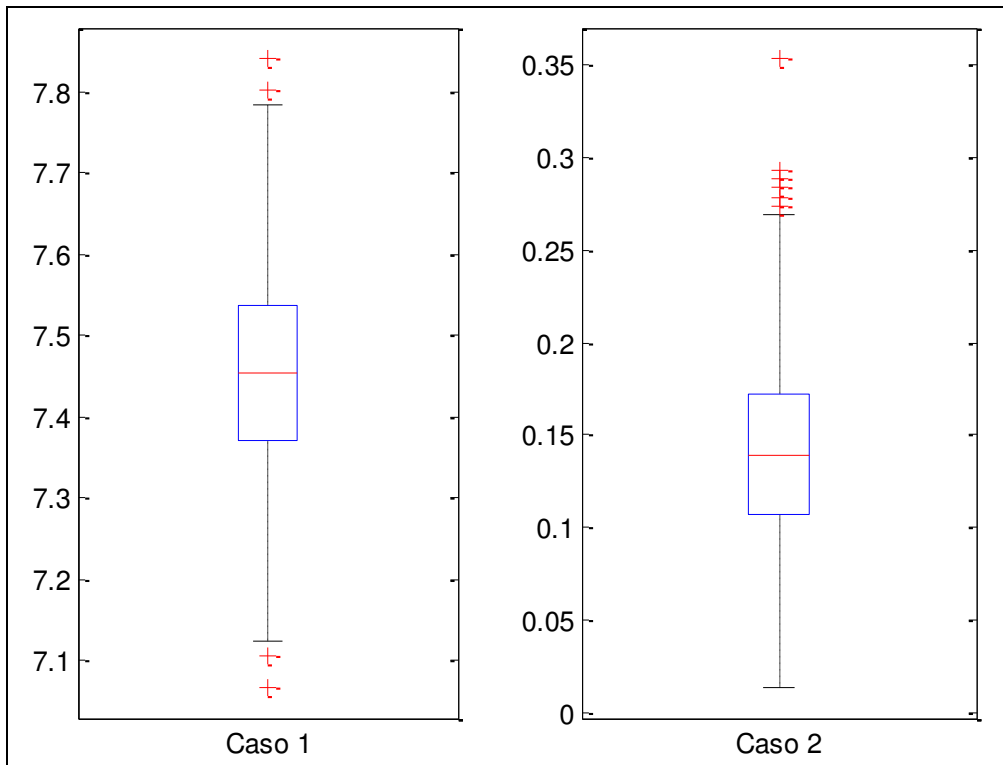


Figura 6.19: Comparativo entre os diagramas de caixa dos casos #1 e #2 para o DRC_{eq} .

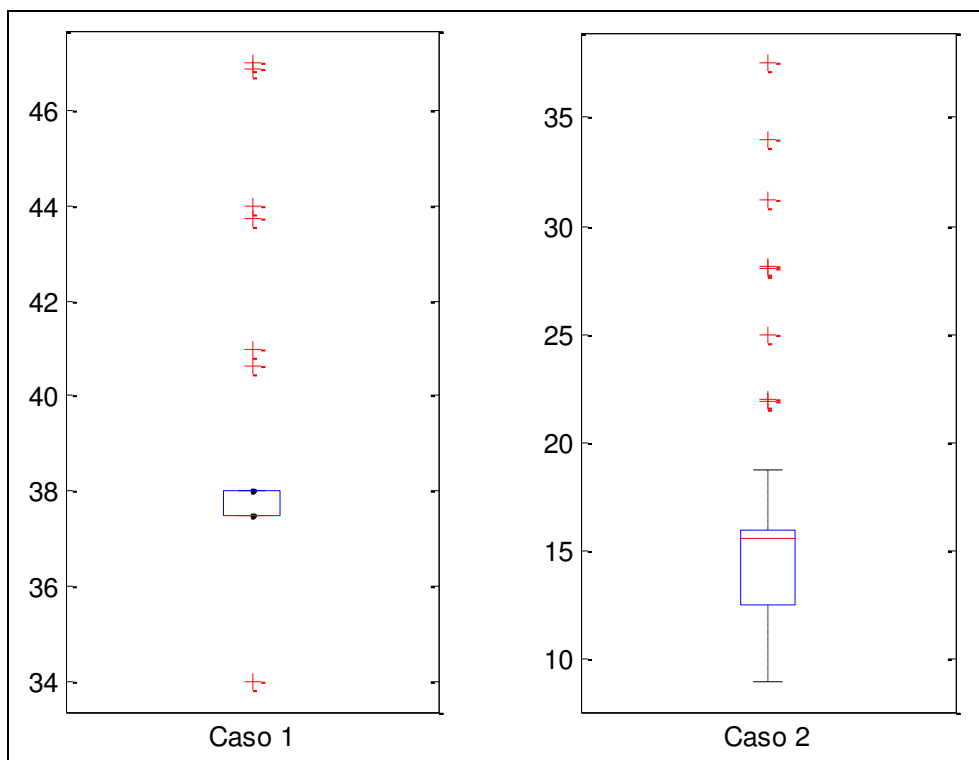


Figura 6.20: Comparativo entre os diagramas de caixa dos casos #1 e #2 para o ICC.

A partir das Figuras 6.17-6.20, pode-se observar que a localização das medianas dos índices DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC para o caso #2 (com GD) está muito abaixo daquela associada com o caso #1 (sem GD). Este fato demonstra graficamente que a inserção da GD causou uma redução significativa nos índices de conformidade de tensão coletivos. Por outro lado, a mediana do índice DRA_{eq} para o caso #2 é maior do que aquela do caso #1. Este resultado demonstra que a GD aumentou o tempo de permanência no estado adequado para a maioria dos pontos de carga.

Portanto, de uma forma geral as GDs impactam positivamente nos índices de conformidade de tensão, uma vez que as injeções de potência das GDs reduzem as correntes nos ramos e as quedas de tensão.

As variações percentuais nos índices DRA_{eq} , DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC são apresentadas na Tabela 6.10.

Tabela 6.10: Variações percentuais entre os casos #1 e #2 dos índices de conformidade sistêmicos.

Índices Coletivos	Caso Estocástico sem GD (caso #1)	Caso Estocástico com GD (caso #2)	Variação (%)
DRA_{eq} (%)	65,2954	98,2767	50,5109
DRP_{eq} (%)	27,2487	1,5831	-94,1902
DRC_{eq} (%)	7,4539	0,1403	-98,1178
ICC (%)	37,8937	16,4156	-56,6799

A partir da Tabela 6.10, pode-se observar que a adição da GD causou variações superiores a 50% nos índices de conformidade sistêmicos. Em particular, para os índices precários e críticos o impacto chegou a ultrapassar os 90%.

Finalmente, é importante mencionar que o tempo de processamento exigido para realizar este caso de estudo foi de 20,716237 minutos, usando o MATLAB. O programa para a APCT foi executado em um notebook HP *Pavilion* com processador Intel i5 de 2.27 GHz e com 4GB de memória RAM. O tempo de execução pode ser bastante reduzido se o algoritmo for implementado em linguagens de baixo nível tais como o C/C++ e/ou FORTRAN.

6.3.4. Casos 3 e 4: Análise do impacto das falhas na GD, considerando a modelagem de carga típica de países em desenvolvimento e sem erros de previsão de carga.

Os casos de estudo #3 e #4 foram projetados visando avaliar o impacto das falhas na GD nos índices de conformidade de tensão. O caso #3 é determinístico com a GD incluída no STBW. No caso #4 são consideradas somente as incertezas associadas com as falhas na GD, ou seja, os erros de previsão de carga são desprezados (modelo de carga cronológico). Uma comparação entre os índices nodais do STBW para os casos #3 e #4 é ilustrada nas Figuras 6.21, 6.22 e 6.23. Para o caso #4 (estocástico) são plotados os valores médios das amostras dos índices de conformidade de tensão nodais.

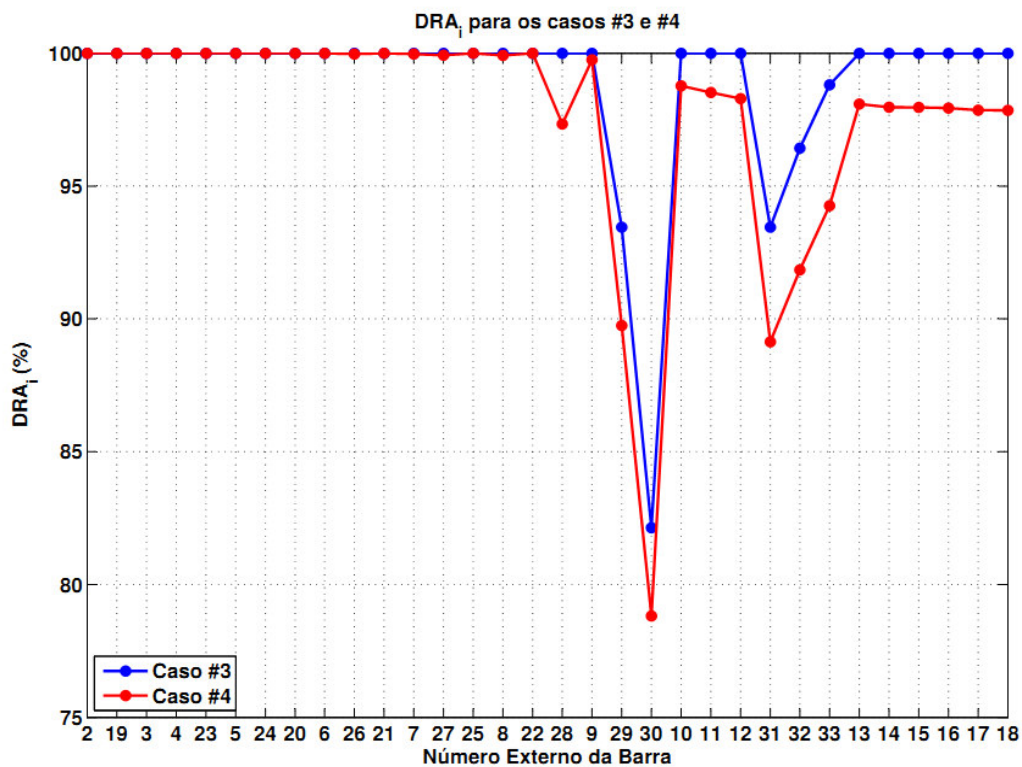


Figura 6.21: Comparativo do índice nodal DRA_i para os estudos de caso #3 e #4.

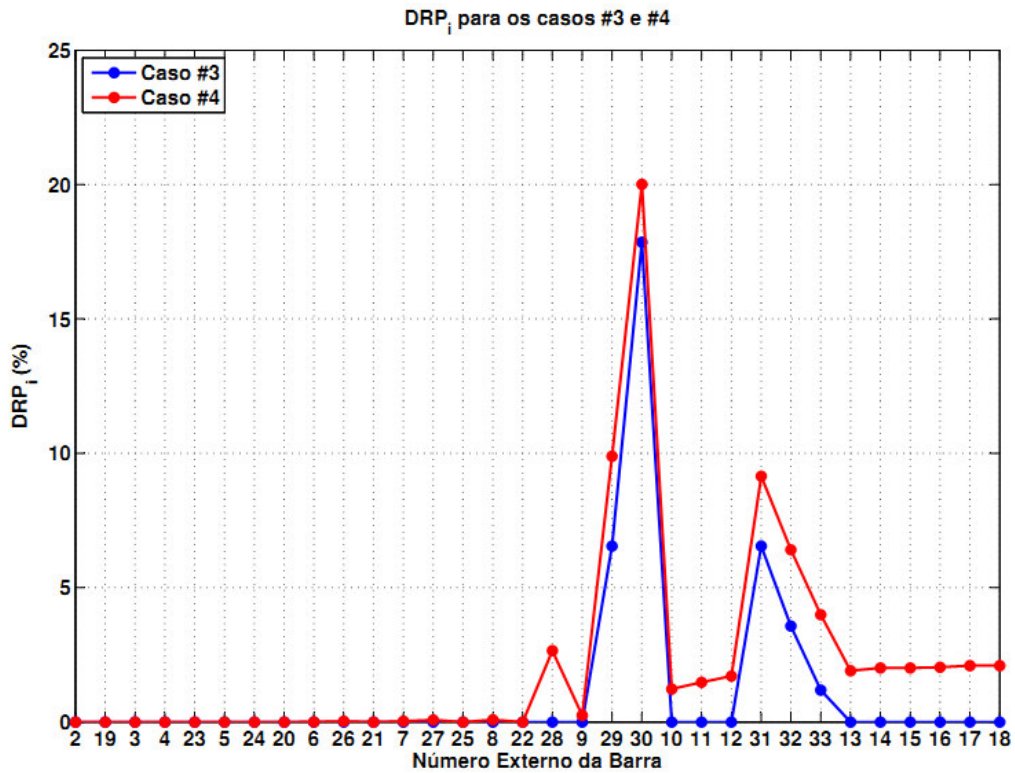


Figura 6.22: Comparativo do índice nodal DRP_i para os estudos de caso #3 e #4.

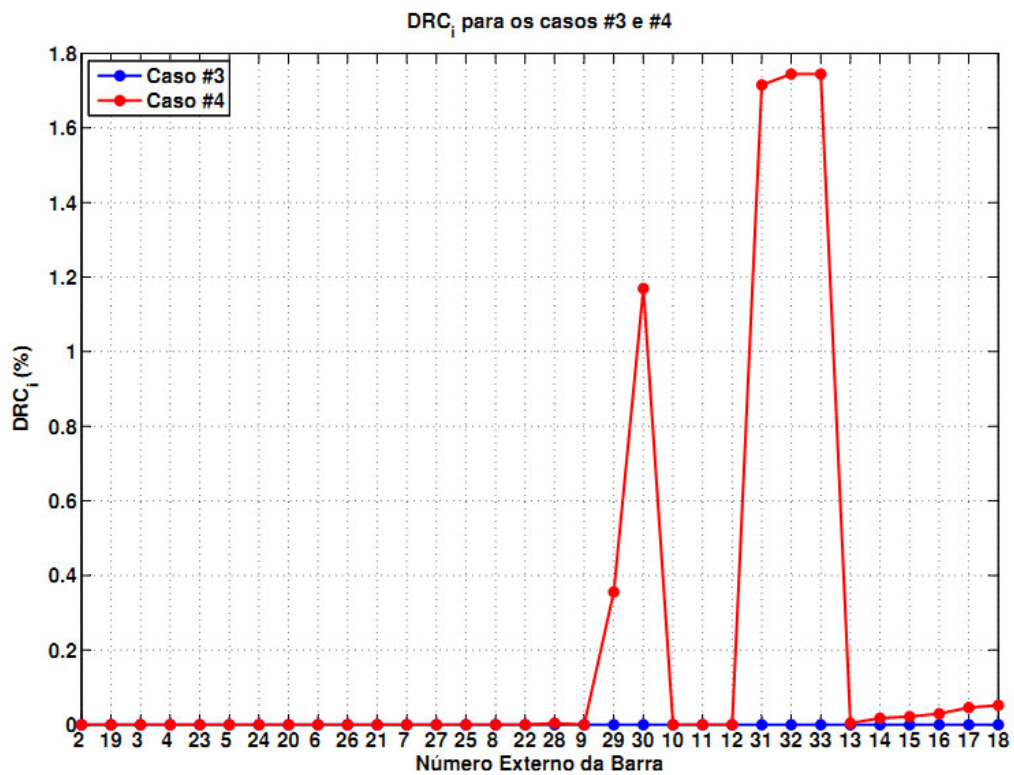


Figura 6.23: Comparativo do índice nodal DRC_i para os estudos de caso #3 e #4.

A partir das Figuras 6.21-6.23, nota-se que as incertezas associadas com a indisponibilidade da geração causaram diferenças significativas entre os índices DRA_i , DRP_i e DRC_i . Por exemplo, o índice DRP_i em alguns pontos de carga era nulo sem considerar falhas na GD e se tornou diferente de zero com a inclusão da indisponibilidade da GD no modelo. Adicionalmente, estas figuras mostram que o índice DRA_i é reduzido quando a indisponibilidade da GD é considerada no modelo. Contrariamente, os índices DRP_i e DRC_i tendem a aumentar quando as falhas na GD são consideradas na APCT. Este resultado é devido ao fato de que as falhas nos geradores resultam na indisponibilidade do suporte de potência ativa e reativa fornecido por estes equipamentos para melhorar o perfil de tensão.

Portanto, as quedas de tensão tendem a ser mais acentuadas em cenários nos quais há falhas na GD. Consequentemente, os índices de conformidade de tensão nestes cenários tendem a se deteriorar. Este fato valida a importância de um aspecto mencionado na seção 1.4.2 do capítulo introdução: *é importante realizar estudos para avaliar o impacto da instalação da GD no perfil de tensão de uma rede de distribuição considerando a indisponibilidade da GD após uma falha intrínseca.*

A Figura 6.24 mostra as diferenças nos índices de conformidade nodais entre os casos de estudo #3 e #4. A partir desta figura pode-se observar novamente que o índice DRA_i tende a diminuir enquanto os índices DRP_i e DRC_i tendem a aumentar devido a inclusão da indisponibilidade da GD na APCT. Por exemplo, a redução média no índice DRA_i é $-1,2609\%$ enquanto que as elevações médias nos índices DRP_i e DRC_i são $1,0452\%$ e $0,2158\%$.

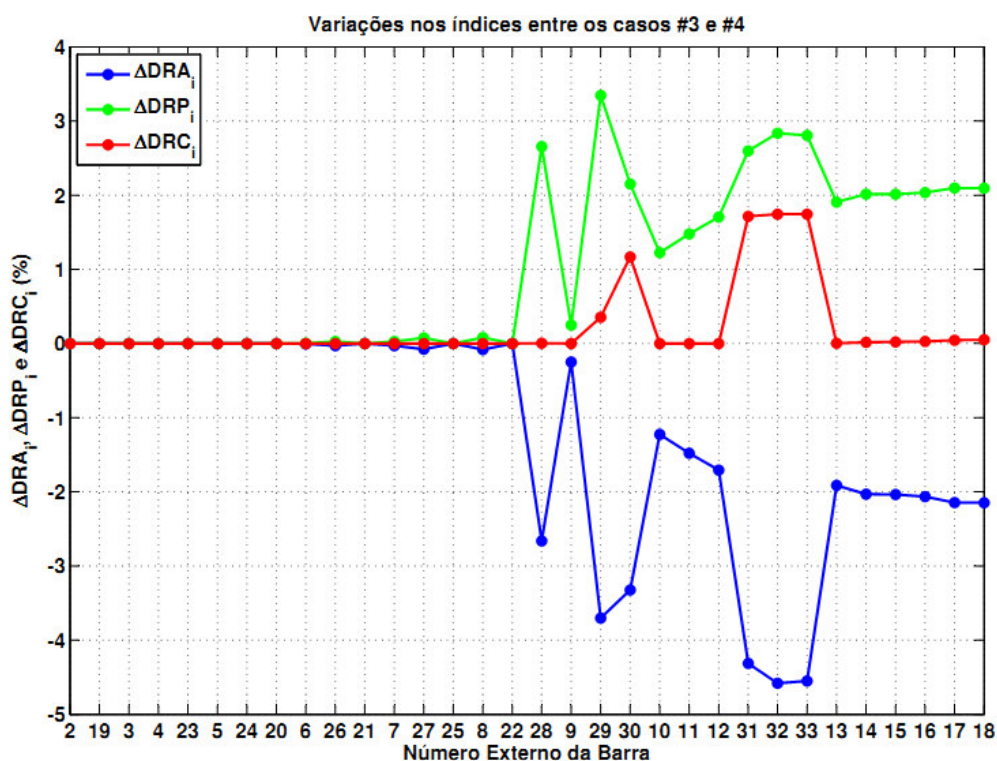


Figura 6.24: Diferenças dos índices nodais DRA_i , DRP_i e DRC_i entre os casos #3 e #4.

A Tabela 6.11 apresenta as variações percentuais relativas, com relação ao caso #3, nos índices de conformidade coletivos devido à modelagem de incertezas na disponibilidade da GD (caso #4). A partir desta tabela pode-se concluir que, os índices de conformidade de tensão equivalentes do sistema, também exibem variações significativas quando a indisponibilidade da GD é considerada na APCT. Por exemplo, o impacto nos índices DRC_{eq} e ICC foi extremamente severo, pois estes índices eram nulos no caso determinístico e assumiram valores diferentes de zero na presença das incertezas associadas com as falhas na GD, isto é, uma variação com magnitude infinita.

Tabela 6.11: Variações percentuais entre os casos #3 e #4 dos índices de conformidade equivalentes do STBW.

Índice Coletivo	Caso Determinístico com GD (Caso #3)	Caso Estocástico com GD (Caso #4)	Variação (%)
DRA_{eq} (%)	98,8839	97,6230	-1,2751
DRP_{eq} (%)	1,1161	2,1612	+93,6386
DRC_{eq} (%)	0,0000	0,2158	$+\infty$
ICC (%)	0,0000	14,0281	$+\infty$

7. Conclusões

7.1. Introdução

Nesta dissertação foram desenvolvidos modelos, técnicas e algoritmos para realizar uma Análise Preditiva da Conformidade de Tensão (APCT) em redes de distribuição radiais. A metodologia proposta para realizar a APCT se baseia na combinação de três técnicas: fluxo de potência via Método de Soma de Correntes (MSC), análise de Fourier de séries temporais e Simulação Monte Carlo (SMC) Quasi-Sequencial. A aplicação conjunta destas três técnicas possibilitou a estimação dos seguintes índices:

- i) Valores esperados dos índices de conformidade de tensão nodais: Duração Relativa do estado Adequado (DRA_i), Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP_i) e Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC_i). O subscrito associa um índice com o i-ésimo ponto de carga.
- ii) Valores esperados dos índices de conformidade de tensão coletivos: Duração Relativa do estado Adequado Equivalente (DRA_{eq}), Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária Equivalente (DRP_{eq}), Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica Equivalente (DRC_{eq}) e Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica (ICC).
- iii) Distribuições de probabilidade dos índices de conformidade de tensão individuais e coletivos.
- iv) Riscos de violação das metas para os índices DRP_i e DRC_i .
- v) Diagramas de caixa dos índices de conformidade coletivos.

7.2. Principais Contribuições

As principais contribuições desta dissertação para a APCT são:

i) Modelagem de Erros de Previsão de Carga

A maioria dos estudos probabilísticos considera variações na demanda ao longo de um período de estudo. Contudo, a modelagem da carga nestes estudos é cronológica e determinística. Ou seja, a mesma curva de carga é utilizada na simulação de todos os cenários usados para calcular índices probabilísticos. Se o modelo de carga cronológico é usado na APCT e outras incertezas são desprezadas (indisponibilidade de capacitores e geradores), então os índices de conformidade serão determinísticos. Ou seja, não é possível obter suas distribuições de probabilidade nem os seus intervalos de confiança. Nesta dissertação, a análise de Fourier de séries temporais foi usada para obter um modelo harmônico da curva de carga. Este modelo permitiu gerar séries sintéticas (simuladas) da curva de carga com base na demonstração da normalidade dos resíduos do modelo harmônico. Desta forma, os índices de conformidade de tensão tornam-se variáveis aleatórias mesmo quando outras incertezas inerentes à rede de distribuição são ignoradas. Consequentemente, torna-se possível avaliar as variações dos índices de conformidade ao redor dos seus valores médios através de distribuições de probabilidade e intervalos de confiança.

ii) Modelagem da GD na Estimação dos Índices de Conformidade de Tensão

A conexão de GD em redes de distribuição tem sido estimulada devido aos avanços na tecnologia de construção de microturbinas e utilização de fontes de energia renováveis para redução de emissões de gases causadores do efeito estufa. Em princípio a GD tem potencial para melhorar o perfil de tensão na rede elétrica devido a redução nos carregamentos dos circuitos. Contudo, o suporte de potência ativa e reativa fornecido pela GD para melhorar o perfil de tensão pode ser perdido se a GD estiver indisponível devido às falhas intrínsecas. Devido a isto, a avaliação do impacto da GD nos índices de conformidade de tensão deve ser realizada considerando-se incertezas associadas com a sua disponibilidade. Nesta dissertação, a SMC Quasi-Sequencial foi usada para modelar incertezas associadas com a indisponibilidade da GD e erros de previsão de carga na estimação dos índices de

conformidade de tensão. Além disso, a aplicação da SMC Quasi-Sequencial cria uma estrutura probabilística flexível para expandir a metodologia proposta nesta dissertação para modelar GD baseada em fontes renováveis (solar, eólica, maremotriz, etc.).

iii) Avaliação do Impacto do Modelo da Carga nos Índices de Conformidade de Tensão

A APCT se baseia na estimação das tensões nodais através de um algoritmo de fluxo de potência. Uma hipótese frequentemente usada em estudos de fluxo de potência é que as cargas são modeladas como potência constante. Isto é, as potências ativa e reativa das cargas são independentes das magnitudes das tensões nas cargas. Esta consideração não é realística visto que a carga é composta por um agregado de diversos equipamentos elétricos (lâmpadas fluorescentes, motores de indução, equipamentos de refrigeração, etc.). Uma alternativa para contornar este problema é considerar a carga como uma combinação dos seguintes modelos: corrente, potência e impedância constantes. Nesta dissertação, o efeito dos fatores de participação associados com os modelos de carga (corrente, potência e impedância constantes) nos índices de conformidade foi investigado através de um estudo de análise de sensibilidade. Este estudo permitiu identificar que a predominância de um determinado modelo de carga na rede de distribuição afeta significativamente os índices de conformidade de tensão.

7.3. Aplicações Práticas

A aplicação dos conceitos e técnicas propostos nesta dissertação para a APCT foi realizada no capítulo 6. Estas aplicações foram realizadas em sistema teste de 32 barras proposto na referência [Baran & Wu, 1989]. Este sistema foi utilizado para avaliar o impacto de incertezas associadas com erros de previsão e indisponibilidade da GD nos índices de conformidade de tensão nodais e coletivos. As principais conclusões obtidas com os testes podem ser resumidas como:

- i) Os índices associados com o estado adequado (DRA_i e DRA_{eq}) para a modelagem de carga 100% potência constante são menores do que aqueles referentes ao modelo de carga 100% impedância constante. Já os índices associados com estado crítico (DRC_i e DRC_{eq}) são mais elevados para o modelo 100% potência constante do que para o modelo 100% impedância constante. Um comportamento similar é observado no índice ICC .
- ii) Os índices de conformidade nodais DRP_i e DRC_i tendem a se tornar mais elevados quando a distância elétrica (impedância equivalente) entre o ponto de carga sob estudo e a subestação (nó fonte) é aumentada. Por outro lado, o índice DRA_i tende a diminuir com o aumento da distância entre um ponto de carga e a subestação.
- iii) O índice de conformidade de tensão mais susceptível as incertezas associadas com erros de previsão é o ICC .
- iv) A inserção de GD na rede de distribuição causou um aumento considerável nos índices DRA_i e uma redução significativa nos índices DRP_i e DRC_i . As variações mais expressivas nos índices de conformidade nodais após a conexão da GD ocorreram nos pontos de carga mais distantes da subestação. Estas melhorias nos índices individuais resultaram também em melhorias bastante expressivas nos índices coletivos DRA_{eq} , DRP_{eq} , DRC_{eq} e ICC . Por exemplo, a menor variação observada nos índices coletivos foi um aumento de cerca de 50% no índice DRA_{eq} .
- v) As incertezas associadas com a indisponibilidade da GD tem um impacto significativo nos índices de conformidade de tensão. Por exemplo, o índice DRP_{eq} experimentou uma variação de aproximadamente 94%, com relação ao estudo de caso determinístico, quando as incertezas associadas com falhas na GD foram incluídas no modelo.

7.4. Sugestões para trabalhos Futuros

O tema principal desta dissertação foi a Análise Preditiva da Conformidade de Tensão. O futuro da pesquisa neste assunto concentra-se no desenvolvimento de modelos e técnicas computacionais para a forma mais precisa da rede de distribuição assim como as incertezas inerentes a sua natureza estocástica. Desta forma, algumas sugestões para trabalhos futuros são:

i) Modelagem da rede em coordenadas de fase.

Nesta dissertação os índices de conformidade de tensão foram estimados usando um fluxo de potência balanceado (sequência positiva) para estimar as tensões nodais. A escolha deste modelo foi devido principalmente ao seu baixo custo computacional, precisão aceitável e simplicidade de implementação. No entanto, este modelo não permite representar de forma adequada alguns aspectos associados com a natureza desbalanceada de redes de distribuição, por exemplo: presença de laterais bifásicas e monofásicas e incertezas associadas com a distribuição das cargas entre as fases. Adicionalmente, a modelagem da rede em coordenadas de fase permite estimar índices de qualidade de energia associados com o desequilíbrio das tensões nas fases da rede de distribuição. Desta forma, é importante expandir os algoritmos de fluxo de potência usados nesta dissertação para estimar tensões nodais em coordenadas de fase.

ii) Modelagem de GD baseada em fontes renováveis

Nesta dissertação a SMC Quasi-Sequencial foi utilizada para incluir incertezas associadas com erros de previsão de carga e indisponibilidade da GD. Além da disponibilidade, existem outras incertezas associadas com a GD. Por exemplo, as flutuações na potência de saída de GDs baseadas em fontes de energia renováveis, tais como: solar, eólica e maremotriz. No entanto, a SMC Quasi-Sequencial tem capacidade para modelar facilmente GDs renováveis devido a preservação de aspectos cronológicos durante a geração dos cenários do sistema. Além disso, a utilização de fontes renováveis tem sido estimulada por programas do governo e pelo aumento nas restrições para emissão de poluentes. Neste contexto, é oportuno estender o método proposto nesta dissertação para avaliar o impacto de GDs renováveis na APCT.

iii) Representação de dispositivos de controle de tensão no fluxo de potência

As redes de distribuição são dotadas de componentes para realizar controle de tensão local e remoto nas barras do sistema, por exemplo: os bancos de capacitores e os reguladores de tensão de linha e das subestações. Estes dispositivos podem minimizar as quedas de tensão na rede e por sua vez melhorar os índices de conformidade de tensão. Contudo, a sua operação deve ser realizada de forma criteriosa na presença de GD para evitar conflitos de estratégias de controle. Além disso, os bancos de capacitores estão sujeitos a incertezas associadas com a sua indisponibilidade assim como a GD. Desta forma, a falha de um banco de capacitor resulta na perda do suporte de reativos para manter o perfil de tensão. Consequentemente, os índices de conformidade de tensão tendem a se deteriorar. Estes aspectos revelam que é importante incluir estratégias e dispositivos de controle de tensão em metodologias de APCT.

iv) Utilização de técnicas de agrupamento de dados para reduzir o custo computacional da APCT

Nesta dissertação, a modelagem de incertezas na APCT foi realizada usando a SMC Quasi-Sequencial. Apesar da SMC Quasi-Sequencial ter baixo custo computacional, o custo computacional da APCT pode se tornar consideravelmente elevado para períodos de estudos longos. Por exemplo, em período de estudo anual seria necessário realizar 8.760 fluxos de potência para estimar os índices de conformidade de um cenário simulado. Este custo tende a se tornar ainda mais elevado em redes de distribuição de grande porte com milhares de componentes. Uma alternativa para contornar este problema é utilizar técnicas de agrupamento (“*clustering*”) de dados para reduzir o número de patamares de carga em um cenário. Estas técnicas tem sido utilizadas de forma bem sucedida em estudos de confiabilidade para reduzir o número de estados de carga [Véliz et al., 2010], velocidade do vento [Leite et al., 2006] e aflúências de rios [Borges & Pinto, 2008]. No caso da APCT, as técnicas de agrupamento serão usadas após cada série sintética da carga ser gerada para reduzir o número de patamares do cenário simulado. O número típico de patamares de carga após a aplicação da técnica de agrupamento em uma curva de carga anual (8760 patamares) é 36 [Véliz et al., 2010]. Desta forma, espera-se obter uma redução de aproximadamente 99.5890% no custo computacional da APCT com a utilização do agrupamento de dados. Esta estimativa demonstra que a técnica de agrupamento de dados tem grande potencial para viabilizar a realização da APCT em períodos de estudo de longa duração. Contudo, deve-se

ainda avaliar o custo computacional para se obter os patamares agregados através do algoritmo “*k-means*” [Leite et al., 2006], [Borges & Pinto, 2008].

v) Uso de Equivalentes externos para reduzir o custo computacional

No item anterior, foi mencionado que o custo da APCT é elevado devido a necessidade de executar um fluxo de potência para cada estado de um cenário. Este custo tende a se tornar maior na análise de períodos de estudo longos (anual) e em redes de distribuição de grande porte (milhares de componentes). O número de estados avaliados em um cenário pode ser reduzido com a técnica de agrupamento de dados. Contudo, a componente do custo computacional associada com a dimensão da rede não é reduzida, o número de componentes da rede é mesmo após o agrupamento dos estados de carga. Uma alternativa para reduzir a dimensão da rede é utilizar equivalentes externos para redes de distribuição radiais [Coelho Neto et al., 2008]. Estes equivalentes têm sido aplicados de forma bem sucedida para reduzir o custo computacional em estudos de reconfiguração da rede de distribuição. A justificativa para a redução da rede elétrica na APCT é que só serão necessárias as tensões nos pontos de carga para estimar os índices de conformidade. Portanto, é possível obter uma rede constituída somente pelo tronco do alimentador e ramos equivalentes conectando cada ponto de carga ao nó tronco que alimenta este ponto de carga. Consequentemente, o tamanho da rede é bastante reduzido, pois as ramificações nas laterais são eliminadas.

vi) Testes com um sistema real

A metodologia proposta para a APCT foi testada somente em um sistema-teste padrão com 32 barras [Baran & Wu, 1989]. Uma validação mais realista desta metodologia requer testes em alimentadores reais de concessionárias de distribuição do Brasil, visto que os índices de conformidade são definidos para o setor elétrico nacional. Os testes com alimentadores reais exigem a aquisição das seguintes informações: conectividade da rede, impedâncias dos circuitos, diagrama unifilar em formato GIS e a curva de carga para o alimentador. Estes dados foram fornecidos pela companhia energética do Maranhão. Porém, não foi possível concluir em tempo hábil a conversão destes dados para o formato usado no programa da metodologia proposta. Os resultados com sistemas reais serão apresentados em futuras publicações.

8. Referências Bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2009, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica”, Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>, Acesso em: 10 setembro 2012.

Baran, M. E. e Wu, F. F., 1989, “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balance”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 4, No. 2, pp. 1401-1407.

Barros, M., 2004, “Processos Estocásticos”, Papel & Virtual.

Billinton, R. e Li, W., 1994, “Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods”, Plenum Press.

Billinton, R. e Allan, R. N., 1996, “Reliability Evaluation of Power Systems”, Plenum Press, 2ª edição.

Billinton, R., Chen, H. e Ghajar, R., 1996, “Time-series Models for Reliability Evaluation of Power Systems Including Wind Energy”, Microelectronics Reliability, Vol. 36, No. 9, pp. 1253–1261.

Billinton, R., Karki, B., Karki, R., e Ramakrishna, G., 2009, “Unit Commitment Risk Analysis of Wind Integrated Power Systems”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 24, No.2, pp. 930-939.

Borges, C. L. T. e Pinto, R. J., 2008, “Small Hydro Power Plants Energy Availability Modeling for Generation Reliability Evaluation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 23, No. 3, pp. 1125-1135.

Bracale, A., Caramia, P., Carpinelli, G. e Varilone, P., 2008, “A Probability Method for Very Short-Term Steady State Analysis of a Distribution System with Wind Farms”, International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 9, No. 5.

Brown, R. E., 2002, “Electric Power Distribution Reliability”, Marcel Dekker.

Burke, J. J., 1994, “Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications”, CRC Press.

Caramia, P., Carpinelli, G., Pagano, M. e Varilone, P., 2007, “Probabilistic Three-Phase Load Flow for Unbalanced Electrical Distribution Systems with Wind Farms”, IET- Renewable Power Generation, Vol. 1, No. 2, pp. 115 – 122.

Carpinelli, G., Celli, G., Mocci, S., Pilo, F. e Russo, A., 2005, “Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 152, No. 4, pp. 503 – 513.

Coelho Neto, A., Rodrigues, A. B., Prada, R. B. e da Silva, M. G., 2008, “External Equivalent for Electric Power Distribution Networks With Radial Topology”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 23, N° 3, pp. 889-895.

COPEL, 2010, “Manual de Instruções Técnicas: Operação de Equipamentos Especiais em Redes de Distribuição (N° 160807)”, [Internet], Paraná-BR, COPEL. Disponível em:

<<http://www.copel.com/>> [Acessado em 22 de outubro de 2012].

Costa, F. S., Maceira, M. E. P. e Damázio, J. M., 2007, “Modelos de Previsão Hidrológica Aplicados ao Planejamento da Operação do Sistema Elétrico Brasileiro”, RBRH — Revista Brasileira de Recursos Hídricos, Vol. 12, No.3, pp. 21-30.

Cowpertwait, P. S. P. e Metcalfe, A. V., 2009, “Introductory Time Series with R”, Springer.

Dugan, R. C., McGranaghan, M. F., Santoso, S. e Beaty, H. W., 2002, “Electrical Power Systems Quality”, McGraw-Hill.

Endrenyi, J., 1978, “Reliability Modeling in Electric Power Systems”, John Wiley & Sons.

El-Khattam, W., Hegazy, Y. G., e Salama, M. M. A., 2005, “An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning”, IEEE Trnas. On Power Systems, Vol. 20, No. 2, pp. 1158-1165.

Gönen, T., 1986, “Electric Power Distribution System Engineering”, McGraw-Hill.

González-Fernández, R. A., Leite da Silva, A. M., Sales, W. S. e Manso, L. A. F. “Avaliação da confiabilidade de sistemas com dependência cronológica via simulação Monte-Carlo

Quasi-Sequencial”, XVIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 12 a 16 de setembro de 2010, Bonito-MS, pp. 4014-4021.

Guimarães, R. O., 2008, “Avaliação dos Riscos de Violação de Conformidade de Tensão em Sistemas de Distribuição, Utilizando Método Probabilístico de Conjuntos Fuzzy”, Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

Kagan, N., Robba, E. J. e Schmidt, H. P., 2009, “Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica”, Edgard Blücher.

Karki, R., Hu, P. and Billinton, R., 2006, “A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation”, IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 21, No. 2, pp. 533-540.

Kersting, W. H., 2007, “Distribution System Modeling and Analysis”, CRC Press.

Leite, A. P., Borges, C. L. T. e Falcão, D. M., Fellow, 2006, “Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, No. 4., pp 1493-1501.

Leite da Silva, A. M., González-Fernández, R. A., Sales, W. S. e Manso, L. A. F., 2010, “Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Quasi-Sequential Monte Carlo Simulation”, 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 14-17 de Junho de 2010, Singapura, pp. 697-702.

Mamede Filho, J., 2005, “Manual de Equipamentos Elétricos”, LTC, 3ª edição.

Mamede Filho, J., 2010, “Instalações Elétricas Industriais”, LTC, 8ª edição.

Masters, C. L., Mutale, J., Strbac, G., Curcic, S. e Jenkins, N., 2000, “Statistical Evaluation of Voltages in Distribution Systems with Embedded Wind Generation”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 147, No. 4, pp. 207 – 212.

MathWorks (2012a) Statistics ToolBox – Hypothesis Test – lillietest (Lilliefors Test) [Internet], Massachusetts-USA, MathWorks. Available from: <<http://www.mathworks.com/help/stats/lillietest.html>> [Acessado em 9 de outubro de 2012].

MathWorks (2012b) Statistics ToolBox – Hypothesis Test – jbstest (Jarque-Bera Test) [Internet], Massachusetts-USA, MathWorks. Available from: <<http://www.mathworks.com/help/stats/jbstest.html>> [Acessado em 9 de outubro de 2012].

MathWorks (2012c) Statistics ToolBox – Hypothesis Test – chi2gof (Chi-square Goodness-Of-Fit Test) [Internet], Massachusetts-USA, MathWorks. Available from: <<http://www.mathworks.com/help/stats/chi2gof.html>> [Acessado em 9 de outubro de 2012].

MathWorks (2012d) Statistics ToolBox – Exploratory Data Analysis – Statistical Visualization – Univariate Plots – boxplot (Box Plot) [Internet], Massachusetts-USA, MathWorks. Available from: <<http://www.mathworks.com/help/stats/boxplot.html>> [Acessado em 9 de outubro de 2012].

McQueen, D. H. O., Hyland, P. R., e Watson, S. J., 2004, “Monte Carlo Simulation of Residential Electricity Demand for Forecasting Maximum Demand on Distribution Networks”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 19, No. 3, pp. 1685-1689.

McQueen, D. H. O., Hyland, P. R. e Watson, S. J., 2005, “Application of a Monte Carlo Simulation Method for Predicting Voltage Regulation on Low-Voltage Networks”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, No. 1, pp. 279-285.

Mello, J. C. O., 1994, “Determinação do Valor da Confiabilidade em Sistemas Compostos de Geração e Transmissão”, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, Rio de Janeiro.

Montgomery, D. C., Jennings, C. L. e Kulahci, M., 2008, “Introduction to Time Series Analysis and Forecasting”, John Wiley & Sons.

Monticelli, A. J., 1983, “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, 1983, Editora Edgar Blücher Ltda.

Morettin, P. A. e Toloí, C. M. C., 2004, “Análise de Séries Temporais”, Edgard Blücher Ltda.

Pareja, L. A. G., 2009, “Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas”, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da UNESP, Ilha Solteira-SP.

- Quezada, V. H. M., Abbad, J. R. e San Román, T. J., 2006, “Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation”, IEEE Trnas on Power Systems, Vol. 21, No. 2, pp. 533-540.
- Qian, K., Zhou, C., Allan, M. e Yuan, Y., 2011, “Effect of load models on assessment of energy losses in distributed generation planning”, International Journal in Electrical Power and Energy Systems, Vol. 33, No. 6, pp. 1243-1250.
- Rajicic, D., Ackovski, R. e Taleski, R., 1994, “Voltage correction power flow”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, pp. 1056 – 1062.
- Rajicic D. e Taleski R., 1998, “Two novel methods for radial and weakly meshed network analysis”, Electric Power Systems Research, Vol. 48, No. 2, pp. 79-87.
- Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Committee, 1999, “IEEE Reliability Test System - 1996”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020.
- Sallam, A. A. e Malik, O. P., 2011, “Electric Distribution Systems”, John Wiley & Sons.
- Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A. e Luo, G. X., 1988, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, No. 2, pp. 753 – 762.
- Short, T., 2004, “Electric Power Distribution Handbook”, CRC Press.
- Singh, D., Misra, R. K. e Singh, D., 2007, “Effect of Load Models in Distributed Generation Planning”, IEEE Trans. on PWRs, Vol. 22, No. 4, pp. 2204-2212.
- Shumway, R. H. e Stoffer, D. S., 2011, “Time Series Analysis and Its Applications with R Examples”, Springer.
- Task Force 13 of Advisory Group 38.03, 1998, “Sequential Probabilistic Methods for Power System Operating and Planning”, Électra, N° 79, Agosto, pp. 69-99.
- Todorovski, M. e Rajicic, D., 2003, “Handling three-winding transformers and loads in short circuit analysis by the admittance summation method”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 18, No. 3, pp. 993 – 1000.

Valenzuela, J., Mazumdar, M. e Kapoor, A., 2000, “Influence of Temperature and Load Forecast Uncertainty on Estimates of Power Generation Production Costs”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 2, pp. 668-674.

Véliz, F. F. C., Borges, C. L. T., e Rei, A. M., 2010, “A Comparison of Load Models for Composite Reliability Evaluation by Nonsequential Monte Carlo Simulation”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 25, No. 2, pp. 649-656.

Wang, Y. J., 2001, “Modelling of Random Variation of Three-Phase Voltage Unbalance in Electric Distribution Systems Using the Trivariate Gaussian Distribution”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 148 , No. 4, pp. 279 – 284.

Willis, H. L., 1997, “Characteristics of Distribution Loads”, Em: *Electrical Transmission and Distribution Reference Book*, ABB Power T&D Company, pp. 784-808.

Willis, H. L. e Scott, W. G., 2000, “Distributed Power Generation: Planning and Evaluation”, CRC Press.