

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Mariana Brinati Altomar

**Avaliação do Ponto de Conexão de Geração Intermitente Através de
Aritmética *Affine* e Solução da Curva de Carga**

Juiz de Fora

2017

Mariana Brinati Altomar

Avaliação do Ponto de Conexão de Geração Intermitente Através de
Aritmética *Affine* e Solução da Curva de Carga

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: João Alberto Passos Filho

Juiz de Fora

2017

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Brinati Altomar, Mariana.

Avaliação do Ponto de Conexão de Geração Intermitente Através de Aritmética *Affine* e Solução da Curva de Carga / Mariana Brinati Altomar. – 2017.

117 f. : il.

Orientador: João Alberto Passos Filho

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2017.

1. Geração Distribuída. 2. Aritmética *Affine*. 3. Solução da Curva de Carga. 4. Monte Carlo. 5. Sistemas de Potência. I. Passos Filho, João Alberto, orient. II. Título.

Mariana Brinati Altomar

Avaliação do Ponto de Conexão de Geração Intermitente Através de
Aritmética *Affine* e Solução da Curva de Carga

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Professor Dr. João Alberto Passos Filho - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Professor Dr. José Luiz Rezende Pereira
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Professor Dr. Madson Cortes de Almeida
Universidade Estadual de Campinas - Unicamp

Dedico este trabalho aos meus pais que me ensinaram a nunca desistir dos meus sonhos e a buscar o meu melhor todos os dias.

AGRADECIMENTOS

A Deus por iluminar meus caminhos, me dar forças nos momentos difíceis da minha vida, por não me desamparar e me proporcionar a oportunidade de evolução em tão boa companhia.

Ao meu pai, Carlos Eduardo, pela torcida e pelo apoio incansável. A minha mãe, Vera, pelo amor, cuidado, dedicação e preocupação, pelo exemplo de luta e perseverança. Ao meu irmão, Matheus, pelo companheirismo de sempre. Fico imensamente feliz de poder dividir mais esta vitória com vocês.

Ao meu avô, Dâmaso, e meu padrinho, Francisco, pela presença marcante, pelo interesse e incentivo constantes. A todos os meus familiares, pelo carinho e compreensão.

Ao meu namorado, Vitor, pelo incentivo constante, pela compreensão, carinho e companheirismo demonstrados ao longo desses anos.

Ao meu orientador, João Alberto, pela orientação, paciência, dedicação e compreensão no período de construção deste trabalho e também pelo carinho e amizade de tantos anos. Os meus mais sinceros agradecimentos.

A todos os professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (PPEE/UFJF) que direta ou indiretamente contribuíram para a realização desta dissertação. Às amigas Paula La Gatta e Bianca Araújo pelas importantes contribuições.

Aos amigos presentes na minha vida durante a faculdade e o mestrado, em especial, Arthur Givisiez, Bráulio Oliveira, Camile Arêdes, Diogo Soares, João Paulo Ananias e Patrícia Neves pela amizade de tantos anos, pelo apoio e pela ajuda no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os meus amigos que me incentivaram a buscar a minha realização pessoal e que sonharam junto comigo pelo apoio incondicional, pela compreensão e pela paciência nos momentos difíceis.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio técnico e financeiro e a Universidade Federal de Juiz de Fora pelo acolhimento e suporte.

RESUMO

A inserção de geração distribuída em sistemas de potência do mundo todo vem crescendo em ritmo acelerado nos últimos anos. Grandes investimentos em fontes limpas e renováveis, especialmente a eólica e solar, estão sendo feitos pelos países com o objetivo de minimizar os impactos ambientais causados pela geração de energia a partir de combustíveis fósseis.

A conexão de uma geração distribuída utilizando fontes intermitentes pode trazer algumas vantagens para o funcionamento do sistema de distribuição, como melhora dos níveis de tensão, aumento da confiabilidade e redução de perdas elétricas. Porém, do ponto de vista do sistema de transmissão, a conexão desse tipo de geração em algumas áreas do sistema pode acabar tendo um impacto negativo em sua operação, causando variações de tensão que podem afetar alguns equipamentos da rede e aumentar a complexidade de sua operação. Além disso, deve ser avaliado seu impacto no controle de frequência de carga e controle de tensão entre outros aspectos. Desta forma, pode-se verificar que esse tipo de conexão deve ser estudado com um maior nível de profundidade.

A partir deste contexto, neste trabalho serão analisados os impactos sistêmicos da conexão de uma geração solar em sistemas elétricos de potência, avaliando os níveis de perdas elétricas e variações nos níveis de tensão. Duas metodologias de solução do fluxo de potência na presença de incertezas são avaliadas. As incertezas consideradas estão nos dados de geração e também de carga do sistema. A primeira metodologia é baseada na solução do fluxo de carga determinístico sequencial ao longo da curva de carga. Para esta metodologia são consideradas curvas de carga e de geração, obtidas através do Sistema Teste de Confiabilidade IEEE24 barras e do Laboratório Solar da UFJF, respectivamente. São analisados os impactos nos níveis de perdas elétricas, assim como a variação dos níveis de tensão nas barras para diferentes situações de geração. A segunda metodologia avaliada é baseada na utilização de aritmética *affine* para determinação dos impactos destas incertezas. Os resultados de perdas obtidos serão tratados considerando-se o ponto médio dos intervalos para fins de comparação com outras metodologias. Os resultados das duas metodologias são comparados aos obtidos pelas Simulações de Monte Carlo, com o objetivo de serem validados.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Geração Solar, Aritmética *Affine*, Fluxo Determinístico, Curva de Carga, Monte Carlo, Sistemas de Potência.

ABSTRACT

The insertion of distributed generation into worldwide power systems has been increasing at a rapid pace in the last few years. Large investments in clean and renewable sources, especially wind and solar, are being made by countries to minimize the environmental impacts caused by fossil fuel power generation.

Connecting a distributed generation using intermittent sources can bring some benefits for the operation of the distribution system, such as improved voltage levels, increased reliability and reduction of electrical losses. However, from the point of view of the transmission system, the connection of this type of generation in some areas of the system can end up having a negative impact on its operation, causing voltage variations which can affect network equipments and increase the operation complexity. In addition, impacts on the load frequency control and voltage control among other aspects must be evaluated. Thus, this type of connection must be studied with greater level of depth.

In this context, the systemic impacts of the connection of a solar plant to electrical power systems, evaluating the levels of electrical losses and variations in voltage levels are analysed. Two methodologies for solving the power flow in the presence of uncertainties are evaluated. The uncertainties considered are the generation and system load data. The first methodology is based on sequential Newton power flow solutions along the load curve, in which load and generation curves obtained from the IEEE24 Bus Test System and from the UFJF Solar Laboratory, respectively. The impacts on the electrical losses are analyzed, as well as the variation on bus voltage levels in the bars for various generation conditions. The second methodology is based on the use of affine arithmetic to determine the impacts of these uncertainties. The results of losses obtained will be treated considering the average point of the intervals for comparisons with other methodologies. The results obtained from the two methods are compared with those obtained by the Monte Carlo Simulations, in order to validate them.

Key-words: Distributed Generation, Solar Plant, Affine Arithmetic, Power Flow, Load Curve, Monte Carlo, Power Systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução da capacidade fotovoltaica mundial.	18
Figura 2 – Distribuição da capacidade instalada anual mundial.	19
Figura 3 – Fluxograma do processo de Fluxo de Potência <i>Affine</i>	38
Figura 4 – Resultados de tensão obtidos em (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010)	39
Figura 5 – Fluxograma do processo de solução do Método de Monte Carlo.	42
Figura 6 – Resultados dos métodos AA e MC obtidos em (PIRNIA, 2014).	43
Figura 7 – Resultados dos métodos AA e MC para variação de 10%.	43
Figura 8 – Resultados do método AA para variação de 0,1%.	44
Figura 9 – Resultados do método MC para variação de 0,1%.	44
Figura 10 – Esquema unifilar do Sistema IEEE24 Barras.	47
Figura 11 – Curva de Carga normalizada.	48
Figura 12 – Curva de Geração Solar normalizada.	48
Figura 13 – Diagrama unifilar para o sistema de teste 4 barras na carga máxima. .	49
Figura 14 – Porcentagem de perdas para o sistema 4 barras para os 3 casos de estudo.	50
Figura 15 – Comparação das perdas dos casos 3 e 4.	51
Figura 16 – Valor mínimo de perdas para cada um dos 4 casos em estudo.	52
Figura 17 – Capacidade de geração para o ponto de perda mínima para cada um dos 4 casos.	52
Figura 18 – Fluxograma de solução da curva de carga.	54
Figura 19 – Curvas de Carga e Geração com Picos Coincidentes.	58
Figura 20 – Curvas de Carga e Geração com Picos Deslocados.	58
Figura 21 – Curvas de Carga e Geração com Picos Não Coincidentes.	59
Figura 22 – Curva PV da Barra 20.	60
Figura 23 – Comparação de curvas PV da Barra 8.	61
Figura 24 – Curva PV da Barra 8.	62
Figura 25 – Curva PV da Barra 4.	63
Figura 26 – Tensão nas barras com apenas incerteza nos valores de carga.	73
Figura 27 – Tensão nas barras com apenas incerteza nos valores de carga e fator de amplificação.	73
Figura 28 – Tensão nas barras com incerteza nos valores de carga e geração (1% na Barra 1).	74
Figura 29 – Tensão nas barras com incerteza nos valores de carga e geração (1% na Barra 1) e fator de amplificação.	74
Figura 30 – Tensão nas barras com incerteza nos valores de carga e geração (5% na Barra 1).	75
Figura 31 – Tensão nas barras com incerteza nos valores de carga e geração (5% na Barra 1) e fator de amplificação.	75

Figura 32 – Magnitude de tensão de todas as barras do sistema para o caso base - FPDS.	76
Figura 33 – Magnitude de tensão de todas as barras do sistema para o caso de penetração 10% (Barra 6) - FPDS.	77
Figura 34 – Magnitude de tensão de todas as barras do sistema para o caso de penetração 10% (Barra 7) - FPDS.	77
Figura 35 – Magnitude de tensão de todas as barras do sistema para o caso de penetração 15% (Barra 7) - FPDS.	78
Figura 36 – Magnitude de tensão para todas as barras do sistema para o caso de penetração 15% (Barra 7) - <i>Affine</i> e Monte Carlo.	78
Figura 37 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 11.	88
Figura 38 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 12.	88
Figura 39 – Método da Continuação.	99
Figura 40 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 1.	105
Figura 41 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 2.	106
Figura 42 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 3.	106
Figura 43 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 4.	107
Figura 44 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 5.	107
Figura 45 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 6.	108
Figura 46 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 7.	108
Figura 47 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 8.	109
Figura 48 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 9.	109
Figura 49 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 10.	110
Figura 50 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 11.	110
Figura 51 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 12.	111
Figura 52 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 13.	111
Figura 53 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 14.	112
Figura 54 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 15.	112
Figura 55 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 16.	113
Figura 56 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 17.	113
Figura 57 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 18.	114
Figura 58 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 19.	114
Figura 59 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 20.	115
Figura 60 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 21.	115
Figura 61 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 22.	116
Figura 62 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 23.	116
Figura 63 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 24.	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultados de magnitude de tensão dos algoritmos desenvolvidos e os obtidos pelo programa ANAREDE.	45
Tabela 2 – Distribuição de geração, carga ativa e perdas no sistema.	46
Tabela 3 – Parâmetros de linha e transformador do sistema de 4 barras.	49
Tabela 4 – Cenários de penetração de GD.	53
Tabela 5 – Resultados de perdas para o caso PC com 1% de penetração.	59
Tabela 6 – Resultados de perdas para o caso PC com 5% de penetração.	61
Tabela 7 – Resultados de perdas para o caso PC com 10% de penetração.	62
Tabela 8 – Resultados de perdas para o caso PC com 15% de penetração.	63
Tabela 9 – Resultados de perdas para o caso PD com 1% de penetração.	64
Tabela 10 – Resultados de perdas para o caso PD com 5% de penetração.	64
Tabela 11 – Resultados de perdas para o caso PD com 10% de penetração.	65
Tabela 12 – Resultados de perdas para o caso PD com 15% de penetração.	65
Tabela 13 – Resultados de perdas para o caso PNC com 1% de penetração.	66
Tabela 14 – Resultados de perdas para o caso PNC com 5% de penetração.	66
Tabela 15 – Resultados de perdas para o caso PNC com 10% de penetração.	67
Tabela 16 – Resultados de perdas para o caso PNC com 15% de penetração.	67
Tabela 17 – Resultados de perdas para o Fluxo <i>Affine</i> com 1% de penetração.	68
Tabela 18 – Resultados de perdas para o Fluxo <i>Affine</i> com 5% de penetração.	68
Tabela 19 – Resultados de perdas para o Fluxo <i>Affine</i> com 10% de penetração.	69
Tabela 20 – Resultados de perdas para o Fluxo <i>Affine</i> com 15% de penetração.	69
Tabela 21 – Resultados de perdas para o Monte Carlo com 1% de penetração.	70
Tabela 22 – Resultados de perdas para o Monte Carlo com 5% de penetração.	71
Tabela 23 – Resultados de perdas para o Monte Carlo com 10% de penetração.	71
Tabela 24 – Resultados de perdas para o Monte Carlo com 15% de penetração.	72
Tabela 25 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 1% de penetração.	79
Tabela 26 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 5% de penetração.	80
Tabela 27 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 10% de penetração.	81
Tabela 28 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 15% de penetração.	82
Tabela 29 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 1% de penetração - Barras ordenadas.	83
Tabela 30 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 5% de penetração - Barras ordenadas.	84

Tabela 31 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 10% de penetração - Barras ordenadas.	85
Tabela 32 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 15% de penetração - Barras ordenadas.	86
Tabela 33 – Dados de linha do Sistema IEEE24 Barras.	103
Tabela 34 – Dados de barra do Sistema IEEE24 Barras.	104

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AA	Aritmética <i>Affine</i>
AI	Aritmética Intervalar
AG	Algoritmo Genético
BB-BC	Método <i>Big Bang - Big Crunch</i>
CATFBS	Aritmética <i>Affine</i> Complexa com Varredura <i>Foward-Backward</i>
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
FPA	Fluxo de Potência <i>Affine</i>
FPDS	Fluxo de Potência Determinístico Sequencial
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MC	Monte Carlo
MME	Ministério de Minas e Energia
NR	Método de Newton-Raphson
PC	Picos Coincidentes
PD	Picos Deslocados
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNC	Picos Não Coincidentes
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora

LISTA DE SÍMBOLOS

$\hat{x}, \hat{y}, \hat{z}$	Número <i>affine</i>
x_0, y_0, z_0	Valor central de um número <i>affine</i>
x_i, y_i, z_i	Desvios parciais de um número <i>affine</i>
ε_i	Ruídos de um número <i>affine</i>
α, β, ζ	Números reais
rad	Raio do intervalo de um número <i>affine</i>
N	Número total de barras do sistema
nP	Conjunto de barras com potência ativa especificada
nQ	Conjunto de barras com potência reativa especificada
$V = V_i \angle \delta_i$	Tensão da barra i em coordenadas polares
ε_{Pj}	Ruído que representa incerteza de injeção de potência ativa na barra j
ε_{Qk}	Ruído que representa incerteza de injeção de potência reativa na barra k
$\hat{V}_i, \hat{\delta}_i$	Forma <i>affine</i> da magnitude e ângulo de tensão para a barra i
$V_{i,0}, \delta_{i,0}$	Valores centrais da magnitude e ângulo de tensão da barra i
$V_{i,j}^P$	Desvio parcial de magnitude de tensão da barra i dada a injeção de potência ativa na barra j
$V_{i,k}^Q$	Desvio parcial de magnitude de tensão da barra i dada a injeção de potência reativa na barra k
$\delta_{i,j}^P$	Desvio parcial de ângulo de tensão da barra i dada a injeção de potência ativa na barra j
$\delta_{i,k}^Q$	Desvio parcial de ângulo de tensão da barra i dada a injeção de potência reativa na barra k
P_i^{esp}	Potência ativa injetada especificada da barra i
Q_i^{esp}	Potência reativa injetada especificada da barra i
\hat{P}_i, \hat{Q}_i	Forma <i>affine</i> das injeções de potência ativa e reativa calculadas para a barra i

ε_h	Novos ruídos introduzidos durante o processo operacional na presença de operações não - <i>affine</i>
nN	Conjunto de novos ruídos
$P_{i,0}, Q_{i,0}$	Valores centrais calculados de injeção de potência ativa e reativa para a barra i
$P_{i,j}^P, Q_{i,j}^P, P_{i,j}^Q, Q_{i,j}^Q, P_{i,h}, Q_{i,h}$	Desvios parciais calculados de injeção de potência ativa e reativa para a barra i

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	16
1.2	CONSIDERAÇÕES SOBRE USINAS SOLARES DE GERAÇÃO . . .	17
1.3	OBJETIVOS	19
1.4	PUBLICAÇÕES	20
1.5	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	20
1.6	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1	APLICAÇÃO DE ARITMÉTICA INTERVALAR E <i>AFFINE</i> NA SO- LUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	22
2.2	ESTUDOS DE ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
2.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	27
3	REVISÃO MATEMÁTICA DA ARITMÉTICA <i>AFFINE</i> . .	28
3.1	DEFINIÇÕES	28
3.2	OPERAÇÕES <i>AFFINE</i>	29
3.3	OPERAÇÕES NÃO - <i>AFFINE</i>	29
3.4	CONVERSÃO ENTRE AI E AA	31
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	32
4	REVISÃO DA METODOLOGIA DE FLUXO DE POTÊNCIA <i>AFFINE</i> PROPOSTA EM (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010)	33
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	33
4.2	OBJETIVOS	33
4.3	ABORDAGEM DE AA PARA RESOLVER AS EQUAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA	34
4.4	RESULTADOS E CONCLUSÕES	37
4.5	VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA	39
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	45
5	AVALIAÇÕES PROPOSTAS	46
5.1	FLUXO DE POTÊNCIA DETERMINÍSTICO SEQUENCIAL	49
5.2	FLUXO DE POTÊNCIA <i>AFFINE</i>	55
5.3	SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO	56

6	RESULTADOS	57
6.1	FLUXO DE POTÊNCIA DETERMINÍSTICO SEQUENCIAL	57
6.2	FLUXO DE POTÊNCIA <i>AFFINE</i>	67
6.3	SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO	70
6.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	71
7	CONCLUSÕES	89
7.1	TRABALHOS FUTUROS	90
	 REFERÊNCIAS	 91
	 APÊNDICE A – Revisão do método de Newton-Raphson para solução do Fluxo de Potência	 95
A.1	Considerações Iniciais	95
A.2	Método de Newton-Raphson	95
A.3	Aplicação do método nas equações de Fluxo de Potência	96
	 APÊNDICE B – Revisão do Método da Continuação	 99
B.1	Considerações Iniciais	99
B.2	Etapa de Previsão	100
B.3	Etapa de Correção	101
	 APÊNDICE C – Dados do sistema IEEE24 barras	 103
	 APÊNDICE D – Gáficos de resultados para todas as metodo- logias	 105

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A energia, em todas as suas formas, tem se mostrado cada vez mais importante na sociedade atual. A economia e o desenvolvimento de uma nação estão diretamente relacionados com seu potencial energético. As fontes não renováveis representam hoje a maior parte da geração mundial de energia elétrica (BENEDITO, 2009). Essas fontes utilizam combustíveis poluentes, o que acarreta grandes problemas ambientais. Como uma opção para minimizar os impactos ambientais causados pela produção de energia e diversificar a matriz energética muitos países têm investido em formas renováveis de Geração Distribuída (GD) como, por exemplo, usinas solares e eólicas (BENEDITO, 2009).

A presença de GDs pode impactar positivamente os sistemas de distribuição, proporcionando uma condição mais favorável à expansão e operação destes, disponibilizando energia mais próxima da carga e, conseqüentemente, melhorando os níveis de tensão do sistema e reduzindo perdas elétricas (CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

A integração de GDs ao sistema deve ser estudada a fundo uma vez que a conexão pode afetar as condições de operação de equipamentos do sistema. À medida que a potência instalada supera os níveis de carga demandados pelo alimentador, podem ocorrer elevações de tensão no ponto de conexão, especialmente no caso dos sistemas de distribuição, onde os níveis de curto-circuito são mais baixos, conforme mostrado em (MASTERS, 2002).

Quanto maior o número de GDs conectadas à rede, maior deverá ser a preocupação em criar requisitos e/ou procedimentos que permitam a interligação segura, além de garantir a qualidade e continuidade do serviço prestado por grandes geradores (KROPOSKI; MATHER, 2015).

Tendo-se em vista a minimização de perdas e a garantia de um alto nível de confiabilidade do sistema de distribuição, métodos de obtenção da localização ótima da conexão e do dimensionamento de uma GD foram exibidos em diversos trabalhos na literatura. Esses métodos são baseados em Algoritmos Genéticos (BORGES; FALCAO, 2006), Método Iterativo de Busca (GHOSH; GHOSHAL; GHOSH, 2010), Programação Dinâmica (KHALESİ; REZAEI; HAGHIFAM, 2011), Otimização por Enxame de Partículas (MORADI; ABEDINI, 2012), entre outros. Considerando o sistema radial operando de forma coerente, se torna possível analisar os impactos na rede de transmissão causados pela conexão de GDs. As características de redução de perdas elétricas e melhora dos níveis de tensão podem ser expandidas para a análise global do sistema.

Um fator importante a ser considerado em qualquer estudo de interligação de GD a um sistema é a incerteza nos valores de geração de potência ativa. Existem diferentes maneiras de avaliar essa incerteza a partir da formulação do Fluxo de Potência, sendo a

mais usada delas o Método de Simulações de Monte Carlo (MC), porém trabalhos recentes têm utilizado métodos numéricos como Aritmética Intervalar (AI) e Aritmética *Affine* (AA) para representação de variáveis com incerteza.

A metodologia baseada em AI aplicada na solução do Fluxo de Potência na presença de incertezas vem apresentando bons resultados. Alguns exemplos de aplicação desta metodologia serão apresentados na revisão bibliográfica deste trabalho que será apresentada no próximo capítulo. A solução AI enfrenta uma dificuldade de inversão da Matriz Jacobiana, uma vez que esta é composta de valores intervalares. Por conta disso é utilizada muitas vezes em conjunto com um método de obtenção de raízes de equações sem que seja necessária tal inversão. O método mais comumente utilizado é o de Krawczyk, presente em (MORI; YUIHARA, 1999).

A AA foi proposta por João Luiz Dihl Comba e Jorge Stolfi em 1993 e era utilizada inicialmente em aplicações de computação gráfica (COMBA; STOLFI, 1993). É considerada como uma melhoria da AI e tem sido usada na solução de fluxos de potência uma vez que é considerado um modelo de análise numérica bastante útil na resolução de sistemas de equações não lineares.

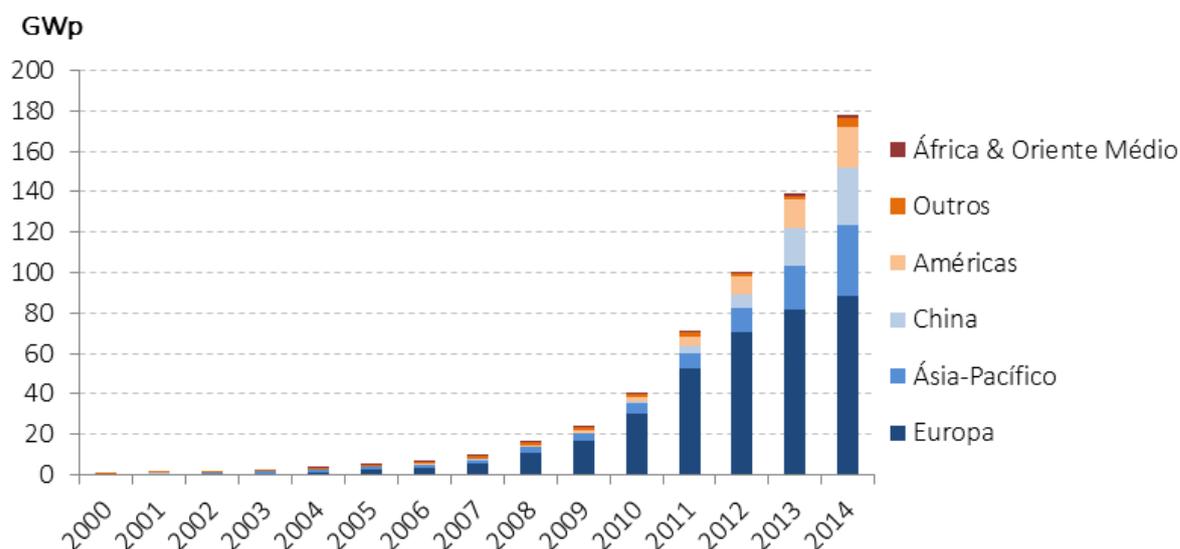
Alfredo Vaccaro, Claudio A. Canizares e Domenico Villacci são os responsáveis pela primeira publicação onde AA é utilizada para análise de redes elétricas (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010). Após esse trabalho inicial vários artigos surgiram aplicando essa metodologia no problema de Fluxo de Potência e até mesmo no Fluxo de Potência Ótimo (FPO) (PIRNIA *et al.*, 2014).

1.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE USINAS SOLARES DE GERAÇÃO

Das diversas fontes renováveis de geração de eletricidade, as usinas solares serão o foco dessa dissertação. De acordo com dados do boletim "Energia Solar no Brasil e Mundo" (MME, 2016), publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o mundo contabilizou em 2015 uma potência instalada de geração de energia solar fotovoltaica de 234 GW, 54 GW a mais que em 2014. Em termos de área geográfica isso corresponde a 1635 km^2 de painéis solares. A Figura 1 ilustra o crescimento da capacidade instalada fotovoltaica mundial, assim como sua distribuição territorial. Informações da Agência Internacional de Energia (IEA) estimam que a energia solar poderia corresponder a cerca de 11% da oferta mundial de energia elétrica em 2050, algo próximo de 5.000 TWh (MME, 2016).

Atualmente existem duas tecnologias de geração solar: fotovoltaica e heliotérmica. A primeira delas consiste na conversão direta da luz em eletricidade e era responsável por aproximadamente 98% da capacidade instalada entre as duas fontes em 2014 (TOLMASQUIM, 2016). Na geração heliotérmica um fluido é aquecido a partir da energia solar com finalidade

Figura 1 – Evolução da capacidade fotovoltaica mundial.



Fonte: (TOLMASQUIM, 2016).

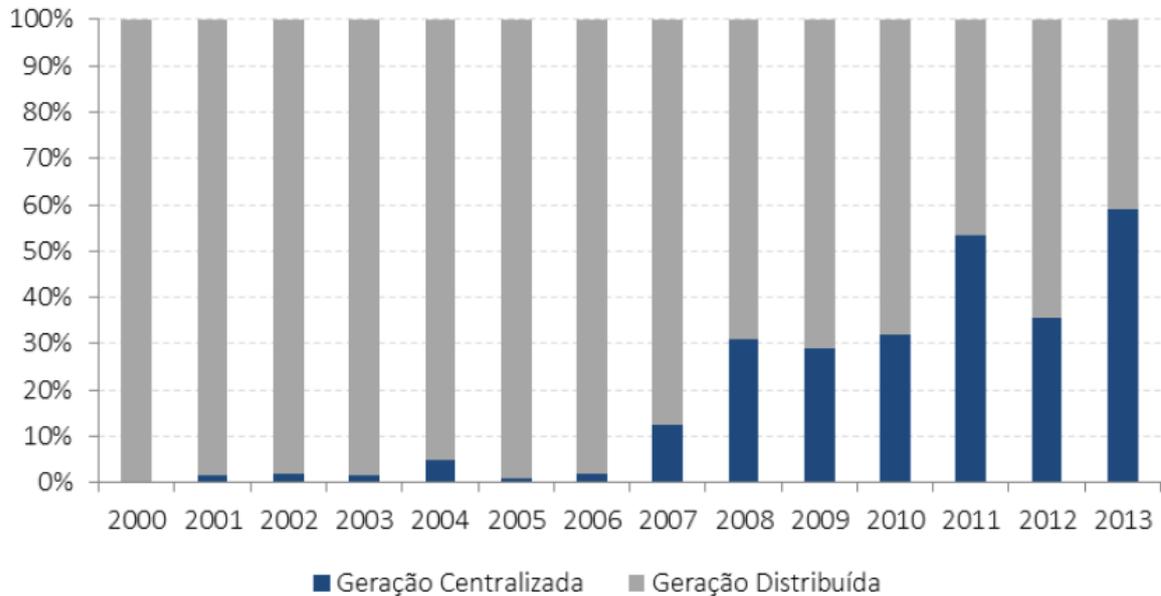
de produzir vapor, por isso é considerada uma forma de geração termelétrica.

As plantas de geração solar podem se conectar à rede de forma distribuída ou centralizada. Pequenas unidades residenciais e comerciais formam a parcela de geração distribuída e as grandes plantas geradoras compõem a parcela de geração centralizada. Até o fechamento do boletim (MME, 2016), em Julho de 2016, o Brasil possuía 51,1 MW de potência instalada de geração solar, provenientes de 3.851 instalações, sendo a grande maioria delas usinas distribuídas.

Há alguns anos a atratividade econômica da geração distribuída fez com que a maior parte da potência instalada fosse deste tipo. Porém, devido a uma queda nos custos, a geração fotovoltaica centralizada começou a surgir nos últimos anos como uma alternativa. A Figura 2 mostra que a partir de 2007 a participação de usinas de geração centralizada começou a ser bastante significativa.

No Brasil a primeira contratação de energia solar de geração pública centralizada foi realizada em 2014 e correspondia a 890 MW. Em 2015 foram realizados mais dois leilões atingindo um total de 2.653 MW contratados, com início de suprimento nos anos de 2017 e 2018. O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024 estima que a capacidade instalada de geração solar chegue a 8.300 MW em 2024 atingindo uma proporção de 1% da geração total brasileira (MME, 2016).

Figura 2 – Distribuição da capacidade instalada anual mundial.



Fonte: (TOLMASQUIM, 2016).

1.3 OBJETIVOS

O dimensionamento e a localização da(s) usina(s) de geração intermitente, assim como as características de resposta do sistema são dois dos principais fatores a serem considerados para garantir os benefícios de conexões de GDs a sistemas elétricos e estudar os impactos causados por esse recurso mais precisamente (SMITH *et al.*, 2015). Neste contexto, o principal objetivo deste trabalho é avaliar o impacto sistêmico causado em redes de transmissão pela conexão de geradores solar fotovoltaicos.

Neste estudo, a localização e o tamanho ótimos de uma geração distribuída serão avaliados de forma a minimizar as perdas elétricas totais de potência ativa. Serão analisadas duas metodologias: a de Fluxo de Potência *Affine* (FPA), proposta em (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010), e a de Fluxo de Potência Determinístico Sequencial (FPDS) baseada na solução da curva de carga. Para ambos os métodos foram consideradas incertezas nos valores de carga assim como de geração solar. Os resultados serão comparados aos obtidos pelo Método de Monte Carlo, atualmente muito utilizado para análise de Fluxo de Potência na presença de incertezas.

Para validação da metodologia *affine* para solução do Fluxo de Potência será utilizado o Sistema IEEE14 barras e os resultados serão comparados aos obtidos por (PIRNIA, 2014). Para avaliação do impacto da inserção de uma GD em um sistema de potência será utilizado o Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE (IEEE Reliability Test System) (GRIGG *et al.*, 1999) (SUBCOMMITTEE, 1979), que também servirá de base para a construção de uma curva de carga típica. Essa curva será aplicada ao FPDS para a análise de perdas ativas totais do sistema. Uma curva de geração de uma usina

solar fotovoltaica real, construída a partir de dados fornecidos pelo Laboratório Solar da Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), será utilizada para representar as incertezas de geração.

1.4 PUBLICAÇÕES

Baseado nos estudos de inserção de geração intermitente em sistemas interligados, realizados para a elaboração desta dissertação foi desenvolvido o seguinte trabalho:

ALTOMAR, M. B.; PASSOS FILHO, J. A. ; de Carvalho, E. D. M. **Assessment of Solar Generation Power Plants Through Sequential Newton Power Flow Solutions Along The Weekly Load Curve**, *XI Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE*, São José dos Campos (São Paulo), 08-11 de Novembro, 2015.

1.5 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Este trabalho busca contribuir nas avaliações dos impactos causados pela conexão de GDs a um sistema. Serão analisados os impactos de forma sistêmica considerando que um sistema de distribuição bem coerente pode ser representado como uma carga concentrada em uma barra do sistema de transmissão, assim como usinas de GD conectadas à distribuição podem ser representadas por uma geração equivalente conectada à subestação de transmissão correspondente.

No estudo do FPDS serão discutidos diferentes cenários de geração, considerando os picos máximos das curvas de carga e geração como sendo coincidentes, deslocados e completamente não coincidentes. Desta forma, será possível avaliar o impacto da conexão de usinas intermitentes com diferentes perfis de geração.

Também serão apresentadas contribuições para os estudos de Fluxo de Potência na presença de incertezas utilizando a metodologia *affine*. O impacto da aplicação do fator de amplificação nos resultados de análise de sensibilidade no processo da metodologia será discutido.

1.6 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Essa dissertação está dividida em 7 capítulos e 4 apêndices, sendo o primeiro capítulo esta breve introdução sobre o trabalho desenvolvido, descrevendo a motivação e os principais objetivos, bem como apresentando a publicação derivada deste trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica sobre a literatura utilizada como referência e inspiração para o desenvolvimento deste trabalho.

O capítulo 3 traz uma revisão dos conceitos de Aritmética *Affine*, apresentando as definições básicas e o equacionamento matemático das operações *affine* e não-*affine*.

O capítulo 4 apresenta uma revisão sobre o primeiro trabalho focado na área de aritmética *affine* aplicado ao problema de Fluxo de Potência. Este trabalho é de autoria dos Professores Alfredo Vaccaro e Domenico Villacci da Universidade de Sannio, na Itália, e do Professor Claudio Canizares da Universidade de Waterloo, no Canadá.

O capítulo 5 descreve detalhadamente as metodologias a serem analisadas nessa dissertação.

O capítulo 6 traz os resultados obtidos com as metodologias propostas, buscando validá-los e compará-los aos obtidos pelo Método de Monte Carlo.

O capítulo 7 apresenta as principais conclusões resultantes do desenvolvimento deste trabalho.

O apêndice A apresenta uma revisão sobre o Método de Newton para solução de fluxos de potência.

O apêndice B traz uma breve revisão sobre o Método da Continuação, utilizado para obtenção de curvas Potência Ativa *versus* Magnitude de Tensão nas barras do sistema.

O apêndice C apresenta os dados para o Sistema Teste de Confiabilidade IEEE24 Barras.

Por fim, o apêndice D apresenta gráficos que sumarizam os resultados obtidos para todas as metodologias em análise neste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 APLICAÇÃO DE ARITMÉTICA INTERVALAR E *AFFINE* NA SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Desde que foi proposta em 1993, a aritmética *affine* tem sido utilizada em diversas áreas de estudo. Inicialmente a principal aplicação da AA era a computação gráfica, mas algumas aplicações recentes incluem análise de erros, controle de processos e representação de incertezas de dados.

A AA é potencialmente útil em problemas numéricos onde é preciso fazer uma suavização de funções, tais como resolver sistemas de equações não lineares, analisar sistemas dinâmicos ou integrar funções de equações diferenciais. Essa metodologia tem as mesmas aplicações que a AI, mas vem apresentando resultados mais precisos e menos conservadores que esta (STOL; FIGUEIREDO, 1997).

A AI tem sido muito utilizada para representar incertezas de dados na análise de sistemas de potência. Em (WANG; ALVARADO, 1992) os autores utilizam AI para resolver o problema de Fluxo de Potência. Com uma programação orientada a objeto foi possível adequar o programa de solução do Fluxo de Potência para a nova metodologia sem muitas modificações. Os resultados obtidos foram comparados aos calculados através de simulações de Monte Carlo e por um Fluxo de Potência estocástico e em muitos casos foi comprovado a superioridade computacional da metodologia baseada em AI.

Em (VARGAS *et al.*, 2008) a biblioteca C-XSC é utilizada para auxiliar no desenvolvimento de um programa capaz de tratar o problema do Fluxo de Potência de forma intervalar. O programa foi aplicado a um sistema teste de 6 barras do IEEE e também a um equivalente da região Sul-Sudeste do Brasil com 352 barras. Os resultados foram comparados aos obtidos pela biblioteca IntLab do MatLab, que conta com suporte para números intervalares, e apresentaram intervalos de magnitude e ângulo de fase da tensão melhores do que este.

A AI foi incorporada ao método de Injeção de Correntes para solucionar o problema de Fluxo de Potência com incertezas nos dados de carga e parâmetros das linhas de transmissão em (PEREIRA; COSTA; ROSA, 2012). O sistema de equações não lineares intervalares foi solucionado usando o Método de Krawczyk. A metodologia foi implementada em MatLab utilizando a toolbox IntLab e foi testada nos sistemas IEEE14 e 300 barras, assim como em um sistema real Sul-Sudeste do Brasil. Os resultados obtidos foram comparados aos calculados pela metodologia Monte Carlo e se mostraram bastante confiáveis.

O artigo (PEREIRA; COSTA, 2014) propõe um método simples e eficiente de calcular as variáveis de operação correspondentes ao ponto de carga máximo, sob incertezas de dados de carga. O sistema de equações não lineares intervalares foi solucionado usando o

Método de Krawczyk. A metodologia foi implementada em MatLab utilizando a toolbox IntLab e foi testada nos sistemas IEEE30 barras, assim como em um sistema real Sul-Sudeste do Brasil. Os resultados obtidos pela metodologia intervalar foram comparados aos encontrados pela metodologia Monte Carlo para validação dos mesmos.

Em 2010 foi publicado (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010), um artigo que propõe a utilização AA para análise de Fluxo de Potência na presença de incerteza de dados. Esse artigo será tratado mais a frente de forma mais detalhada, mas podemos considerar que foi o precursor de uma nova metodologia de análise de incertezas.

Um novo modelo baseado na otimização do problema de Fluxo de Potência usando condições de complementaridade para representar de forma adequada os controles de tensão do barramento do gerador, os limites de potência reativa e o restabelecimento de tensão é proposto em (PIRNIA *et al.*, 2012). Este modelo é usado para obter intervalos operacionais para variáveis de um Fluxo de Potência *Affine*, considerando incertezas de demanda ativa e reativa de energia. O algoritmo proposto foi testado no sistema IEEE14 barras e os resultados são então comparados com os obtidos pelas simulações de Monte Carlo. Os intervalos obtidos pela metodologia são ligeiramente mais conservadores, no entanto, o algoritmo é mais rápido e não precisa de nenhuma informação sobre a distribuição estatística de variáveis aleatórias.

Um método *affine* é proposto para resolver o problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) com fontes de geração incertas em (PIRNIA *et al.*, 2014). No problema de FPO baseado em AA, todas as variáveis de estado e de controle são tratadas em forma afim, modeladas por um valor central e as correspondentes magnitudes de ruído, para representar as incertezas presentes na previsão, erro de modelo e outras fontes sem a necessidade de assumir uma função de densidade de probabilidade. O FPO proposto é usado para determinar as margens dos geradores térmicos em sistemas com presença de geração solar e eólica. A abordagem baseada em AA é comparada com os intervalos obtidos pela simulação de Monte Carlo para determinar a sua eficácia. A técnica proposta é testada e demonstrada no sistema IEEE30 barras e também em um sistema real europeu de 1211 barras. Os artigos (PIRNIA *et al.*, 2012) e (PIRNIA *et al.*, 2014) resultaram na tese de doutorado do autor (PIRNIA, 2014).

Um novo método baseado em AA para avaliação de estabilidade de tensão de sistemas de energia é apresentado em (MUÑOZ *et al.*, 2013). Este método considera incertezas associadas às condições operacionais, o que pode ser atribuído a fontes de geração intermitentes. O método proposto é testado usando dois casos de estudo: primeiro, um sistema de teste de 5 barras é usado para ilustrar a técnica proposta em detalhes e, posteriormente, um sistema de teste de 2383 barras é usado para demonstrar sua aplicação prática. Os resultados são comparados com os obtidos usando simulações de Monte Carlo para verificar a precisão e carga computacional do método proposto baseado em AA, e

também com relação a uma técnica previamente proposta para estimar sensibilidades dos parâmetros na avaliação da estabilidade da tensão.

Em (WANG; HAN; WU, 2015) uma metodologia baseada em Aritmética Affine Complexa com varredura *Forward-Backward* (CATFBS) é proposta para estudar os impactos causados por incertezas em sistemas de distribuição trifásica desequilibrada. Um índice de influência relativa das variáveis incertas sobre os resultados (RIUVO) é proposto para quantificar o impacto de fatores incertos sobre fluxos de energia e tensões de barramento. O método foi testado no sistema IEEE13 barras modificado e em um sistema de 292 barras, também modificado. Os resultados obtidos comprovam que a metodologia proposta supera o método de Monte Carlo para explorar os impactos de incertezas em sistemas de distribuição. O método CATFBS proposto pode ser usado por operadores de sistemas de energia e planejadores para monitorar efetivamente e controlar sistemas de distribuição não balanceados sob ação de várias incertezas.

2.2 ESTUDOS DE ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Devido aos problemas ambientais causados por fontes de geração não renováveis é notável o crescente investimento em fontes de Geração Distribuída. Apesar de poder causar impactos positivos nos sistemas de distribuição, a GD deve ser estudada a fundo uma vez que a conexão pode afetar as condições de operação de equipamentos do sistema. Estudos têm sido desenvolvidos para avaliação do melhor ponto de inserção de uma GD em um sistema, assim como seu dimensionamento ótimo. A seguir serão citados alguns desses estudos que serviram de base para este trabalho.

Em (BORGES; FALCAO, 2006) é apresentada uma metodologia para alocação e dimensionamento ótimo de GD em sistemas de distribuição com objetivo principal de minimizar as perdas elétricas e garantir o nível de confiabilidade e perfil de tensão aceitáveis. A metodologia utiliza uma combinação de algoritmos genéticos (AG) para resolver o problema de otimização e avaliar os impactos da GD na confiabilidade, perdas e perfil de tensão do sistema. A função de avaliação da aptidão que impulsiona o AG para a solução é a relação entre o benefício obtido pela instalação das unidades da GD e o investimento e custos operacionais incorridos em sua instalação. Os índices de confiabilidade são avaliados com base em métodos analíticos modificados para manipular várias gerações. A metodologia proposta é aplicada em sistemas hipotéticos encontrados na literatura e também a um sistema de distribuição real brasileiro para demonstrar sua aplicabilidade.

Um fator de sensibilidade à perda é formulado em (GÖZEL; HOCAOGLU, 2009) para sistemas de distribuição. Esse fator é baseado na injeção de corrente equivalente e é empregado para a determinação da localização e dimensionamento ótimos para gerações distribuídas, de modo a minimizar as perdas de energia total por um método analítico sem

uso de matriz admitância, inversa de matriz admitância ou Jacobiana. O método proposto é aplicado a sistemas teste de distribuição de 12, 34 e 69 barras e os resultados obtidos estão de acordo com os obtidos pelo algoritmo clássico de busca em grade, baseado em sucessivos fluxos de carga.

O objetivo de (GHOSH; GHOSHAL; GHOSH, 2010) é diminuir os custos e perdas elétricas de forma eficiente. Para isso é proposto um método simples para o dimensionamento ótimo e colocação ideal de geradores intermitentes. Uma técnica convencional de pesquisa iterativa em conjunto com o Método de Newton Raphson de estudo do Fluxo de Potência é aplicada aos sistemas IEEE6, 14 e 30 barras. O artigo também se concentra na otimização do fator de ponderação, que equilibra o custo e os fatores de perda e ajuda a alcançar os objetivos desejados com máximo potencial.

Uma metodologia baseada em apenas um único Fluxo de Potência e uma operação matricial é proposto em (AYRES *et al.*, 2010) para determinar a máxima potência que pode ser injetada por geradores distribuídos em cada barra de um sistema sem provocar violações de tensão em estado permanente. A abordagem baseia-se nas sensibilidades da matriz Jacobiana para estimar diretamente essa máxima potência. O método linearizado procura determinar as sensibilidades de tensão em relação às injeções de potência ativa e reativa. Além disso é proposto um índice numérico para determinar a responsabilidade de cada gerador no aumento do nível de tensão em um sistema multi-GD. O método foi aplicado a um sistema de distribuição de 70 barras e os resultados foram comparados aos obtidos pelo método de repetitivos fluxos de potência para validação.

Em (KHALESI; REZAEI; HAGHIFAM, 2011) uma função multi-objetivos é utilizada para determinar os locais ideais para conexão de GDs no sistema de distribuição de forma a minimizar a perda de energia elétrica e melhorar a confiabilidade e o perfil de tensão do sistema. A carga variável no tempo é aplicada nesta otimização para alcançar resultados pragmáticos enquanto todo o estudo e suas exigências são baseados em formas de custo/benefício. Para resolver o problema multi-objetivos é proposta uma nova abordagem baseada em programação dinâmica. A metodologia é aplicada em um caso de estudo e os resultados da simulação verificam a abordagem.

Em (OCHOA; HARRISON, 2011) um Fluxo de Potência ótimo CA de vários períodos é usado para determinar a melhor localização para uma GD de forma a minimizar as perdas elétricas do sistema. Além disso, os esquemas de controle como o controle coordenado de tensão e o fator de potência de GD despachável estão incorporados na formulação do FPO para explorar os benefícios adicionais de redução de perda que podem ser aproveitados com essas tecnologias. O *trade-off* entre perdas de energia e mais capacidade de geração também são investigadas. A metodologia é aplicada a uma rede genérica de distribuição do Reino Unido e os resultados demonstram o impacto significativo que as características variáveis no tempo têm sobre a minimização da perda de energia, destacando os ganhos

que a flexibilidade proporcionada por estratégias de controle inovadoras podem ter na minimização de perda e capacidade de geração.

Uma nova combinação de Algoritmo Genético com Otimização de Enxame de Partículas (PSO) é apresentada em (MORADI; ABEDINI, 2012) para localização e dimensionamento ideal de uma GD em sistemas de distribuição. Os objetivos deste trabalho são minimizar as perdas elétricas, melhorar a regulação de voltagem e a estabilidade de tensão dentro do quadro de trabalho da operação do sistema e restrições de segurança em sistemas de distribuição radial. A eficácia da metodologia proposta é comprovada em testes realizados em sistemas de 33 e 69 barras.

O impacto estático e transitório da integração de GDs de grande escala em redes de distribuição é analisado em (AI; WANG; HE, 2014). Estudos de estabilidade estática de tensão baseados em Fluxo de Potência Continuado mostram que uma decisão de conexão de uma GD pode melhorar a estabilidade do sistema. Os resultados de simulação transitória mostraram que motores de indução na rede de distribuição fariam efeito sobre as condições de inicialização e falha, podendo causar instabilidade das GDs e da rede. Com os resultados das simulações é possível notar que a modelagem de GDs e cargas podem ajudar a aprofundar o estudo de estabilidade e proteção de sistemas.

Uma metodologia para integração ao sistema de GDs, despacháveis ou não, a fim de minimizar as perdas anuais de energia é apresentada em (HUNG; MITHULANANTHAN; LEE, 2014). Inicialmente são propostas expressões analíticas para simultaneamente identificar o dimensionamento ótimo e o fator de potência de uma unidade de geração distribuída para cada localização. Estas expressões são então adaptadas para colocar uma unidade renovável de GD para minimizar perdas elétricas anuais considerando as características variáveis nos tempo de demanda e geração. Neste trabalho também é proposta uma combinação de unidades geradoras despacháveis e não despacháveis. A metodologia proposta foi aplicada a um sistema de distribuição teste de 69 barras em diferentes cenários. Os resultados demonstram que unidades despacháveis ou a combinação de GDs despacháveis e não despacháveis podem levar a uma redução substancial das perdas anuais de energia se comparadas a unidades não despacháveis. Com fator de potência ideal todos os cenários propostos apresentam redução máxima anual de perdas.

Em (GAMPA; DAS, 2015) é apresentada uma técnica multiobjetivo para obter o dimensionamento ótimo da GD, considerando fatores técnicos e econômicos do sistema de distribuição. Os fatores técnicos incluem: perda de energia, redução de carga de linha e melhoria do perfil de tensão. O custo ótimo de investimento de uma GD é o fator econômico considerado. São analisadas três formas de GD diferentes para a integração ao sistema de distribuição já existente: solar fotovoltaico, biomassa e eólica. Em operação diurna todos os três sistemas são considerados, já na operação noturna apenas os sistemas de biomassa e eólico são operados, dados que o sistema fotovoltaico não está disponível.

Então é proposto um novo índice de sensibilidade para determinação do local ideal de conexão da GD, baseado na sensibilidade de tensão e potência de carga aparente. O dimensionamento ótimo das unidades de GD que operam em fator de potência unitária e atrasado é obtido usando algoritmo genético para diferentes níveis de carga, considerando a média diária por hora de previsão de carga visando melhorar o desempenho técnico do sistema de distribuição com o melhor investimento em GDs. O método proposto é vantajoso em termos de redução de sobrecarga da subestação e melhoria do desempenho de sistema de distribuição, em termos de redução de perda ativa e melhoria do perfil de tensão com o investimento ótimo em unidades de GD.

Em (OTHMAN *et al.*, 2015) é apresentada uma técnica de otimização de convergência rápida e eficiente baseada em uma modificação do tradicional Método *Big Bang - Big Crunch* (BB-BC) para posicionamento e dimensionamento ideal de GDs controladas por tensão. O algoritmo lida com os problemas de otimização incorporando múltiplos geradores distribuídos por conta da minimização de perdas elétricas em sistemas de distribuição balanceados ou não. Esse algoritmo é implementado em ambiente MatLab e testado no sistema de alimentação de 33 barras e no alimentador IEEE37 nós. O método é validado através de comparação com os resultados obtidos pelo método BB-BC original.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Muitos países do mundo ainda possuem uma matriz energética baseada em fontes que utilizam combustíveis poluentes, o que acarreta grandes problemas ambientais. Devido à esse fato o investimento em fontes renováveis de geração distribuída é cada vez maior.

Apesar de poder trazer algumas vantagens para o sistema de distribuição, a conexão de uma GD deve ser bastante estudada uma vez que pode afetar as condições de operação de equipamentos do sistema. Existem muitas maneiras de se estudar os impactos causados pela conexão de GD em um sistema de distribuição. Metodologias de otimização e técnicas como AG tem sido as mais utilizadas.

A geração inconstante de uma GD pode ser representada em um problema de Fluxo de Potência através de intervalos. Essa representação já tem sido utilizada para mostrar a variação da previsão de carga de um sistema. A AI tem sido utilizada para a solução desses casos. Recentemente foi desenvolvida a AA, que é uma melhoria da AI na representação de variáveis incertas. Ela foi utilizada em (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010) e (PIRNIA, 2014) para representar variações de carga ativa e reativa e apresentou resultados bastante pertinentes aos obtidos por outras metodologias como, por exemplo, o Método de Monte Carlo. Ela também está sendo utilizada para representar a variação de geração das GD e analisar os impactos da sua conexão ao sistema.

3 REVISÃO MATEMÁTICA DA ARITMÉTICA *AFFINE*

A Matemática *Affine* é um método numérico de auto-validação proposto por (COMBA; STOLFI, 1993). Assim como a AI, a AA é utilizada para análise de incertezas de um problema. Em AA, as quantidades de interesse são representadas como formas afins de variáveis que representam fontes de incerteza nos dados de entrada ou em aproximações efetuadas no decorrer do processo computacional.

Esta metodologia destina-se a ser uma melhoria da AI, portanto apresenta um modelo mais complexo e custoso na representação de incertezas. Este método torna-se mais preciso uma vez que mantém o controle de correlações entre as quantidades computadas. Graças a essa informação a AA consegue produzir intervalos mais estreitos e menos conservadores para as variáveis do que aqueles obtidos pela AI (STOL; FIGUEIREDO, 1997).

Todas as informações apresentadas nesse capítulo são baseadas nos trabalhos de Comba, Stolfi e Figueiredo presentes em (COMBA; STOLFI, 1993) e (STOL; FIGUEIREDO, 1997).

3.1 DEFINIÇÕES

Um número pode ser representado na forma *affine* como se segue:

$$\hat{x} = x_0 + x_1\varepsilon_1 + x_2\varepsilon_2 + \dots + x_n\varepsilon_n \quad (3.1)$$

Essa formulação é um polinômio de primeiro grau onde x_0 representa o valor central da variável *affine*, ou seja, o valor de \hat{x} quando não são consideradas incertezas. Os coeficientes x_i representam os desvios parciais. Os ruídos associados a cada coeficiente são representados por ε_i , que são variáveis simbólicas de cada fonte de incerteza, cujos valores são conhecidos por pertencer ao intervalo fechado $[-1, +1]$.

Cada ruído representa uma fonte independente de incerteza e que contribui para a incerteza total da quantidade \hat{x} . A magnitude de cada componente de incerteza é dada pelo coeficiente x_i correspondente. As incertezas podem ter fontes externas, como erros originados de medição ou aproximação numérica viciando alguma quantidade de entrada, ou internas que podem ser causadas por arredondamentos, aproximações de funções e outros erros numéricos cometidos no cálculo de \hat{x} .

Uma característica do modelo AA é que o mesmo símbolo de ruído pode estar contribuindo para incerteza em diferentes variáveis. Esse ruído pode se apresentar desde a entrada de dados ou devido às operações realizadas no estudo. Um mesmo símbolo de ruído presente em duas variáveis *affine* diferentes indica uma dependência parcial entre elas.

Num estudo envolvendo AA é necessário que as operações elementares sejam substituídas por operações correspondentes no ambiente *affine*, resultando em variáveis *affine*. O resultado final deve ser uma combinação linear entre as fontes de incerteza. Considere as formas *affine* \hat{x} e \hat{y} a seguir

$$\hat{x} = x_0 + x_1\varepsilon_1 + x_2\varepsilon_2 + \cdots + x_n\varepsilon_n \quad (3.2)$$

$$\hat{y} = y_0 + y_1\varepsilon_1 + y_2\varepsilon_2 + \cdots + y_n\varepsilon_n \quad (3.3)$$

Uma nova forma *affine* que seja função de \hat{x} e \hat{y} pode ser descrita como

$$f(x, y) = f(x_0 + x_1\varepsilon_1 + \cdots + x_n\varepsilon_n, y_0 + y_1\varepsilon_1 + \cdots + y_n\varepsilon_n) \quad (3.4)$$

O intuito é transformar $f(x, y)$ em uma forma *affine* \hat{z} que mantenha as características de incerteza presentes em \hat{x} e \hat{y} , sem introduzir nenhuma informação que não possa ser obtida pelos dados fornecidos.

$$\hat{z} = z_0 + z_1\varepsilon_1 + \cdots + z_n\varepsilon_n \quad (3.5)$$

3.2 OPERAÇÕES *AFFINE*

A partir da definição apresentada anteriormente, uma função *affine* $f(\hat{x}, \hat{y})$ deve ser uma combinação dos símbolos de ruídos de seus argumentos. Considerando \hat{x} , \hat{y} , e quaisquer $\alpha, \zeta \in \mathfrak{R}$, tem-se as seguintes operações:

$$\hat{x} \pm \hat{y} = (x_0 \pm y_0) + (x_1 \pm y_1)\varepsilon_1 + \cdots + (x_n \pm y_n)\varepsilon_n \quad (3.6)$$

$$\alpha\hat{x} = (\alpha x_0) + (\alpha x_1)\varepsilon_1 + \cdots + (\alpha x_n)\varepsilon_n \quad (3.7)$$

$$\hat{x} \pm \zeta = (x_0 \pm \zeta) + x_1\varepsilon_1 + \cdots + x_n\varepsilon_n \quad (3.8)$$

Nota-se a partir da Equação 3.6 que a diferença entre uma forma *affine* e ela mesma, $\hat{x} - \hat{x}$ é identicamente zero. A subtração entende que os fatores representam a mesma quantidade uma vez que eles compartilham os mesmos coeficientes e ruídos. Dessa forma, identidades lineares como, por exemplo $(\hat{x} + \hat{y}) - \hat{x} = \hat{y}$, que não são válidas na matemática intervalar são válidas na matemática *affine*.

3.3 OPERAÇÕES NÃO - *AFFINE*

Uma operação não - *affine* consiste na operação com números *affine* que não resulta em uma forma *affine* como, por exemplo, multiplicação, divisão, exponenciação e cálculos

de funções trigonométricas. Portanto, essa operação não pode ser descrita como uma combinação linear dos ruídos ε_i de seus argumentos.

$$\hat{z} = f(x_0 + x_1\varepsilon_1 + \cdots + x_n\varepsilon_n, y_0 + y_1\varepsilon_1 + \cdots + y_n\varepsilon_n) = f^*(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n) \quad (3.9)$$

Para que \hat{z} seja considerado um número *affine* a função $f^*(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n)$ precisa ser então aproximada por uma função *affine*. Isto pode ser feito de forma razoável pela função f^a da forma:

$$f^a(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n) = z_0 + z_1\varepsilon_1 + \cdots + z_n\varepsilon_n \quad (3.10)$$

Portanto, o resultado de uma operação não - *affine* será escrito na forma *affine* como se segue:

$$\hat{z} = f^a(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n) + z_k\varepsilon_k = z_0 + z_1\varepsilon_1 + \cdots + z_n\varepsilon_n + z_k\varepsilon_k \quad (3.11)$$

Onde $z_k\varepsilon_k$ representa o erro residual causado por essa aproximação. O ruído ε_k deve ser diferente de qualquer outro símbolo de ruído já existente na computação e z_k deve ser o limite superior da diferença entre f^a e f^* .

$$e^*(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n) = f^*(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n) - f^a(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n) \quad (3.12)$$

Existem $n + 1$ graus de liberdade para a aproximação de f^a . Porém é possível aproximar essa função de forma simples e eficiente de acordo com o seguinte polinômio, de forma que apenas 3 parâmetros precisam ser determinados:

$$f^a(\varepsilon_1, \dots, \varepsilon_n) = \alpha\hat{x} + \beta\hat{y} + \zeta \quad (3.13)$$

Onde os coeficientes α , β e ζ podem ser determinados por metodologias de aproximação como, por exemplo, a de Chebyshev para funções de uma variável ou pelo método de minimal range.

Uma possível aproximação da operação de multiplicação de duas formas *affine* é apresentada a seguir. Essa formulação foi proposta em (STOL; FIGUEIREDO, 1997)

$$\hat{x}\hat{y} = x_0y_0 + \sum_{i=1}^n(x_0y_i + x_iy_0)\varepsilon_i + \left| \sum_{i=1}^n x_i \right| \left| \sum_{i=1}^n y_i \right| \varepsilon_k \quad (3.14)$$

Para facilitar a compreensão dos conceitos apresentados neste capítulo considere as formas *affine* $\hat{x}_1 = 7 + 2\varepsilon_1$, $\hat{x}_2 = 5 + 3\varepsilon_2$ e $\hat{x}_3 = 8 - 2\varepsilon_3$ e as constantes $\alpha = 2$ e $\zeta = 3$. Tem-se então as seguintes operações:

$$\hat{x}_1 + \hat{x}_2 = (7 + 2\varepsilon_1) + (5 + 3\varepsilon_2) = 12 + 2\varepsilon_1 + 3\varepsilon_2 \quad (3.15a)$$

$$\hat{x}_1 - \hat{x}_2 = (7 + 2\varepsilon_1) - (5 + 3\varepsilon_2) = 2 + 2\varepsilon_1 - 3\varepsilon_2 \quad (3.15b)$$

$$\alpha\hat{x}_1 = 2(7 + 2\varepsilon_1) = 14 + 4\varepsilon_1 \quad (3.15c)$$

$$\hat{x}_1 + \zeta = (7 + 2\varepsilon_1) + 3 = 10 + 2\varepsilon_1 \quad (3.15d)$$

$$(\hat{x}_1 + \hat{x}_2)\hat{x}_3 = [(7 + 2\varepsilon_1) + (5 + 3\varepsilon_2)](8 - 2\varepsilon_3) = 96 + 16\varepsilon_1 + 24\varepsilon_2 - 12\varepsilon_3 + 5\varepsilon_4 \quad (3.15e)$$

3.4 CONVERSÃO ENTRE AI E AA

A conversão entre os dois modelos é simples, porém alguns cuidados devem ser tomados, principalmente no tratamento de erros de arredondamento. Alguns desses erros podem acontecer durante a conversão de um intervalo para a forma *affine* e por esse motivo os dois modelos não podem ser considerados exatamente equivalentes.

- Conversão de AA para AI

Considerando um número descrito em sua forma *affine* $\hat{x} = x_0 + x_1\varepsilon_1 + \dots + x_n\varepsilon_n$ seu valor é garantido dentro do intervalo

$$[\hat{x}] = [x_0 - rad(\hat{x}), x_0 + rad(\hat{x})] \quad (3.16)$$

Onde:

$$rad(\hat{x}) = \sum_{i=1}^n |x_i| \quad (3.17)$$

O intervalo $[\hat{x}]$ é o mais estreito intervalo que contém todos os valores possíveis de \hat{x} , assumindo que cada ruído varie independentemente entre o intervalo fechado $[-1, +1]$. Quanto maiores as parcelas de fontes de incerteza x_i , mais amplas as formas intervalares obtidas.

- Conversão de AI para AA

Dado um intervalo $\bar{x} = [a, b]$, sua forma *affine* equivalente é dada por $\hat{x} = x_0 + x_k\varepsilon_k$, onde x_0 é o centro do intervalo e x_k é o seu raio:

$$x_0 = \frac{b + a}{2} \quad (3.18a)$$

$$x_k = \frac{b - a}{2} \quad (3.18b)$$

O ruído ε_k representa a incerteza de x que é implícita ao intervalo representado por \bar{x} . O número intervalar \bar{x} não fornece informação sobre possíveis restrições entre o valor de x e outras variáveis, portanto o ruído ε_k deve ser diferente de qualquer símbolo de ruído usado anteriormente no mesmo processo de cálculo.

Considere a forma *affine* $\hat{y} = 12 + 2\varepsilon_1 + 3\varepsilon_2$. Através da conversão ela pode ser representada na forma intervalar como

$$[\hat{y}] = [7, 17] \quad (3.19)$$

Fazendo a conversão do intervalo de volta a forma *affine* tem-se $\hat{y} = 12 + 5\varepsilon_k$, comprovando que os modelos *affine* e intervalar não devem ser considerados exatamente equivalentes.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Aritmética *Affine* apresenta uma melhoria à Aritmética Intervalar, principalmente pela característica de manter o controle da correlação entre as variáveis computadas. Uma outra vantagem da AA é a validade de identidades lineares para operações *affine* como, por exemplo, a diferença de uma forma *affine* e ela mesma resulta em zero, ao contrário do resultado obtido pela metodologia intervalar.

As operações não - *affine* como, por exemplo, a multiplicação não são tão simples e apresentam erros residuais. Portanto, o resultado dessas operações serão descritos de uma forma aproximada. Uma metodologia de aproximação simples e amplamente utilizada é o Método de Chebyshev.

A conversão entre AA e AI é possível e feita de forma bem simples, porém os resultados não são exatamente equivalentes. Deve-se ter bastante cuidado ao fazer esse procedimento, principalmente no tratamento de erros residuais durante a conversão de um intervalo para a forma *affine*.

4 REVISÃO DA METODOLOGIA DE FLUXO DE POTÊNCIA *AFFINE* PROPOSTA EM (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010)

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Estudos de Fluxo de Potência são tipicamente usados para determinar o estado e condições de operação de um sistema para dados valores de carga e geração e é uma das ferramentas mais utilizadas pela engenharia de energia. Quando alguns dos valores de entrada do problema de Fluxo de Potência são incertos inúmeros cenários devem ser analisados para compreender a escala de incerteza requerida. Portanto, faz-se necessário o desenvolvimento de algoritmos que incorporem o efeito da incerteza de dados na análise do Fluxo de Potência.

Algumas metodologias são utilizadas para analisar o impacto das incertezas de carga e geração no estado operacional de sistemas de potência. Dentre elas é possível citar as Simulações de Monte Carlo e a Aritmética Intervalar. O artigo escrito por Alfredo Vaccaro, Claudio A. Canizares e Domenico Villacci, publicado em Maio de 2010 pela IEEE Transactions on Power Systems (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010), propõe uma nova metodologia para análise de incertezas baseado em Aritmética *Affine*, um modelo auto-validado de análise numérica no qual as quantidades de interesse são representadas como combinações *affine* de variáveis primitivas que representam as fontes de incertezas nos dados ou aproximações feitas durante o processo computacional. Este capítulo é destinado a apresentação e análise da metodologia em questão.

4.2 OBJETIVOS

O artigo propõe algumas contribuições para a literatura existente. Ele mostra que o uso de Aritmética Intervalar na análise do Fluxo de Potência leva a uma estimativa pessimista e conservadora do ponto de operação, o que não é muito útil nas aplicações práticas. A adoção da AA para a representação da incerteza permite expressar as equações de Fluxo de Potência em um formalismo mais conveniente, se comparado a linearização tradicional e amplamente utilizada em métodos intervalares de Newton.

Uma estimativa mais confiável do corpo de solução do Fluxo de Potência pode ser computada usando a metodologia proposta, levando em conta a interdependência das incertezas dos parâmetros, bem como a diversidade de fontes de incerteza. Essa estratégia de solução não requer cálculos de derivativos como, por exemplo, cálculo da matriz Jacobiana e nem de sistemas intervalares, sendo, portanto, adequada para estudos de Fluxo de Potência em grande escala, onde, normalmente, são utilizados algoritmos robustos e eficientes computacionalmente.

4.3 ABORDAGEM DE AA PARA RESOLVER AS EQUAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA

Para que a Aritmética *Affine* seja aplicada às equações de Fluxo de Potência é necessário que as variáveis de estado sejam expressas por um ponto central e um conjunto de desvios parciais. Esses desvios estão associados a tantos ruídos quanto ao número de incertezas que afetam as variáveis do sistema.

As incertezas consideradas neste trabalho são aquelas relacionadas à potência ativa e reativa de carga e também à potência ativa de geração. Assim, as variáveis de estado podem ser representadas pelas seguintes formas *affine*:

$$\begin{aligned} \hat{V}_i &= V_{i,0} + \sum_{j \in nP} V_{i,j}^P \varepsilon_{Pj} + \sum_{k \in nQ} V_{i,k}^Q \varepsilon_{Qk} && \text{para } i \in nP \\ \hat{\delta}_i &= \delta_{i,0} + \sum_{j \in nP} \delta_{i,j}^P \varepsilon_{Pj} + \sum_{k \in nQ} \delta_{i,k}^Q \varepsilon_{Qk} && \text{para } i \in nQ \end{aligned} \quad (4.1)$$

Os valores centrais $V_{i,0}$ e $\delta_{i,0}$ são obtidos pelo Fluxo de Potência determinístico resolvido para o ponto nominal de operação, dado por:

$$\begin{cases} P_i^{esp} = \text{média}([P_{i,min}^{esp}, P_{i,max}^{esp}]) = \frac{P_{i,max}^{esp} - P_{i,min}^{esp}}{2} & \text{para } i \in nP \\ Q_i^{esp} = \text{média}([Q_{i,min}^{esp}, Q_{i,max}^{esp}]) = \frac{Q_{i,max}^{esp} - Q_{i,min}^{esp}}{2} & \text{para } i \in nQ \end{cases} \quad (4.2)$$

Inicialmente os desvios parciais podem ser calculados através da análise de sensibilidade das magnitudes e fases de tensão em relação às entradas incertas de potência ativa e reativa no ponto de operação nominal. Assim,

$$\begin{aligned} V_{i,j}^P &= \left. \frac{\partial V_i}{\partial P_j} \right|_0 \Delta P_j & V_{i,k}^Q &= \left. \frac{\partial V_i}{\partial Q_k} \right|_0 \Delta Q_k && \text{para } j \in nP \quad k, i \in nQ \\ \delta_{i,j}^P &= \left. \frac{\partial \delta_i}{\partial P_j} \right|_0 \Delta P_j & \delta_{i,k}^Q &= \left. \frac{\partial \delta_i}{\partial Q_k} \right|_0 \Delta Q_k && \text{para } i, j \in nP \quad k \in nQ \end{aligned} \quad (4.3)$$

As equações do Fluxo de Potência são não lineares e portanto as formas *affine* obtidas pela análise de sensibilidade são normalmente uma subestimação dos resultados reais. Para garantir a inclusão do domínio da solução é necessário que cada desvio parcial seja multiplicado por um coeficiente ou fator de amplificação. O valor deste fator afeta diretamente os limites dos intervalos de solução e, portanto, deve ser escolhido com cuidado. A metodologia proposta se baseia em uma contração do domínio da solução, desta forma o intervalo inicial terá seus limites reduzidos ao final do processo.

A solução do Fluxo de Potência *affine* começa com a substituição das formas *affine* das variáveis de estado nas equações de potências ativa e reativa. Assim são computadas as potências injetadas na forma *affine*

$$\begin{aligned}\hat{P}_i &= P_{i,0} + \sum_{j \in nP} P_{i,j}^P \varepsilon_{Pj} + \sum_{k \in nQ} P_{i,k}^Q \varepsilon_{Qk} + \sum_{h \in nN} P_{i,h} \varepsilon_h, & \text{para } i \in nP \\ \hat{Q}_i &= Q_{i,0} + \sum_{j \in nP} Q_{i,j}^P \varepsilon_{Pj} + \sum_{k \in nQ} Q_{i,k}^Q \varepsilon_{Qk} + \sum_{h \in nN} Q_{i,h} \varepsilon_h, & \text{para } i \in nQ\end{aligned}\quad (4.4)$$

Percebe-se a presença de uma nova parcela de ruído (ε_h) que representa os erros de aproximação relacionados às operações não-*affine*. As equações em 4.4 podem ser representadas matricialmente como se segue

$$\begin{aligned}\begin{bmatrix} \hat{P}_1 \\ \dots \\ \hat{P}_{nP} \\ \hat{Q}_1 \\ \dots \\ \hat{Q}_{nQ} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} P_{1,0} \\ \dots \\ P_{nP,0} \\ Q_{1,0} \\ \dots \\ Q_{nQ,0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{1,1}^P & \dots & P_{1,nP}^P & P_{1,1}^Q & \dots & P_{1,nQ}^Q \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{nP,1}^P & \dots & P_{nP,nP}^P & P_{nP,1}^Q & \dots & P_{nP,nQ}^Q \\ Q_{1,1}^P & \dots & Q_{1,nP}^P & Q_{1,1}^Q & \dots & Q_{1,nQ}^Q \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Q_{nP,1}^P & \dots & Q_{nP,nP}^P & Q_{nP,1}^Q & \dots & Q_{nP,nQ}^Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_{P1} \\ \dots \\ \varepsilon_{PnP} \\ \varepsilon_{Q1} \\ \dots \\ \varepsilon_{QnQ} \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} P_{1,1} & \dots & P_{1,nN} \\ \dots & \dots & \dots \\ P_{nP,1} & \dots & P_{nP,nN} \\ Q_{1,1} & \dots & Q_{1,nN} \\ \dots & \dots & \dots \\ Q_{nQ,1} & \dots & Q_{nQ,nN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \varepsilon_{nN} \end{bmatrix}\end{aligned}\quad (4.5)$$

De uma forma mais geral

$$f(X) = AX + B \quad (4.6)$$

onde

$$A = \begin{bmatrix} P_{1,1}^P & \dots & P_{1,nP}^P & P_{1,1}^Q & \dots & P_{1,nQ}^Q \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ P_{nP,1}^P & \dots & P_{nP,nP}^P & P_{nP,1}^Q & \dots & P_{nP,nQ}^Q \\ Q_{1,1}^P & \dots & Q_{1,nP}^P & Q_{1,1}^Q & \dots & Q_{1,nQ}^Q \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Q_{nP,1}^P & \dots & Q_{nP,nP}^P & Q_{nP,1}^Q & \dots & Q_{nP,nQ}^Q \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$X = \begin{bmatrix} \varepsilon_{P1} \\ \dots \\ \varepsilon_{PnP} \\ \varepsilon_{Q1} \\ \dots \\ \varepsilon_{QnQ} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$B = \begin{bmatrix} P_{1,0} \\ \dots \\ P_{nP,0} \\ Q_{1,0} \\ \dots \\ Q_{nQ,0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P_{1,1} & \dots & P_{1,nN} \\ \dots & & \\ P_{nP,1} & \dots & P_{nP,nN} \\ Q_{1,1} & \dots & Q_{1,nN} \\ \dots & & \\ Q_{nQ,1} & \dots & Q_{nQ,nN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \varepsilon_{nN} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

A matriz A é composta pelos coeficientes reais calculados. O vetor X é intervalar, inicialmente definido entre [-1,1] e deverá ser contraído durante o processo de solução. O vetor ε_h é intervalar e definido entre [-1,1] mas não pode ser contraído pois representa o ruído interno introduzido pelo processo computacional da AA. Portanto, B também é um vetor intervalar.

A solução do Fluxo de Potência é obtida contraindo o vetor X de forma que

$$AX + B = f^{esp} \quad (4.10)$$

onde f^{esp} é o vetor intervalar que define o alcance das potências ativa e reativa especificadas

$$f^{esp} = \begin{bmatrix} [P_{1min}^{esp}, P_{1max}^{esp}] \\ \dots \\ [P_{NPmin}^{esp}, P_{NPmax}^{esp}] \\ [Q_{1min}^{esp}, Q_{1max}^{esp}] \\ \dots \\ [Q_{nQmin}^{esp}, Q_{nQmax}^{esp}] \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Desta forma o Fluxo de Potência *affine* se reduz a resolver um problema intervalar na forma

$$AX = f^{esp} - B = C \quad (4.12)$$

As equações intervalares lineares podem ser resolvidas por dois problemas de otimização linear restritos, como se segue

$$\begin{aligned} & \min(\varepsilon_{Qk}, \varepsilon_{Pj}), && \text{para } k \in nQ, j \in nP \\ & \text{s.t.} \\ & -1 \leq \varepsilon_{Qk} \leq 1 \\ & -1 \leq \varepsilon_{Pj} \leq 1 \\ & \inf(C_i) \leq \sum_{j \in nP} A_{ij} \varepsilon_{Pj} + \sum_{k \in nQ} A_{ik} \varepsilon_{Qk} \leq \sup(C_i) && \text{para } i = 1, 2, \dots, N_P + N_Q \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$\begin{aligned}
& \max(\varepsilon_{Qk}, \varepsilon_{Pj}), & \text{para } k \in nQ, j \in nP \\
& \text{s.t.} \\
& -1 \leq \varepsilon_{Qk} \leq 1 \\
& -1 \leq \varepsilon_{Pj} \leq 1 \\
\inf(C_i) \leq \sum_{j \in nP} A_{ij} \varepsilon_{Pj} + \sum_{k \in nQ} A_{ik} \varepsilon_{Qk} \leq \sup(C_i) & \text{ para } i = 1, 2, \dots, N_P + N_Q \quad (4.14)
\end{aligned}$$

A solução do Fluxo de Potência *affine* obtida é da forma

$$\begin{aligned}
V_i &= V_{i,0} + \sum_{j \in nP} V_{i,j}^P[\varepsilon_{Pj,min}, \varepsilon_{Pj,max}] + \sum_{k \in nQ} V_{i,k}^Q[\varepsilon_{Qk,min}, \varepsilon_{Qk,max}] & \text{ para } i \in nP \\
\delta_i &= \delta_{i,0} + \sum_{j \in nP} \delta_{i,j}^P[\varepsilon_{Pj,min}, \varepsilon_{Pj,max}] + \sum_{k \in nQ} \delta_{i,k}^Q[\varepsilon_{Qk,min}, \varepsilon_{Qk,max}] & \text{ para } i \in nQ \quad (4.15)
\end{aligned}$$

A solução de 4.12 não requer a inversão de uma matriz Jacobiana intervalar, o que acontece no Fluxo de Potência intervalar. Desta forma a metodologia *affine* torna-se computacionalmente mais eficiente e, portanto, prontamente aplicável para sistemas de tamanho real.

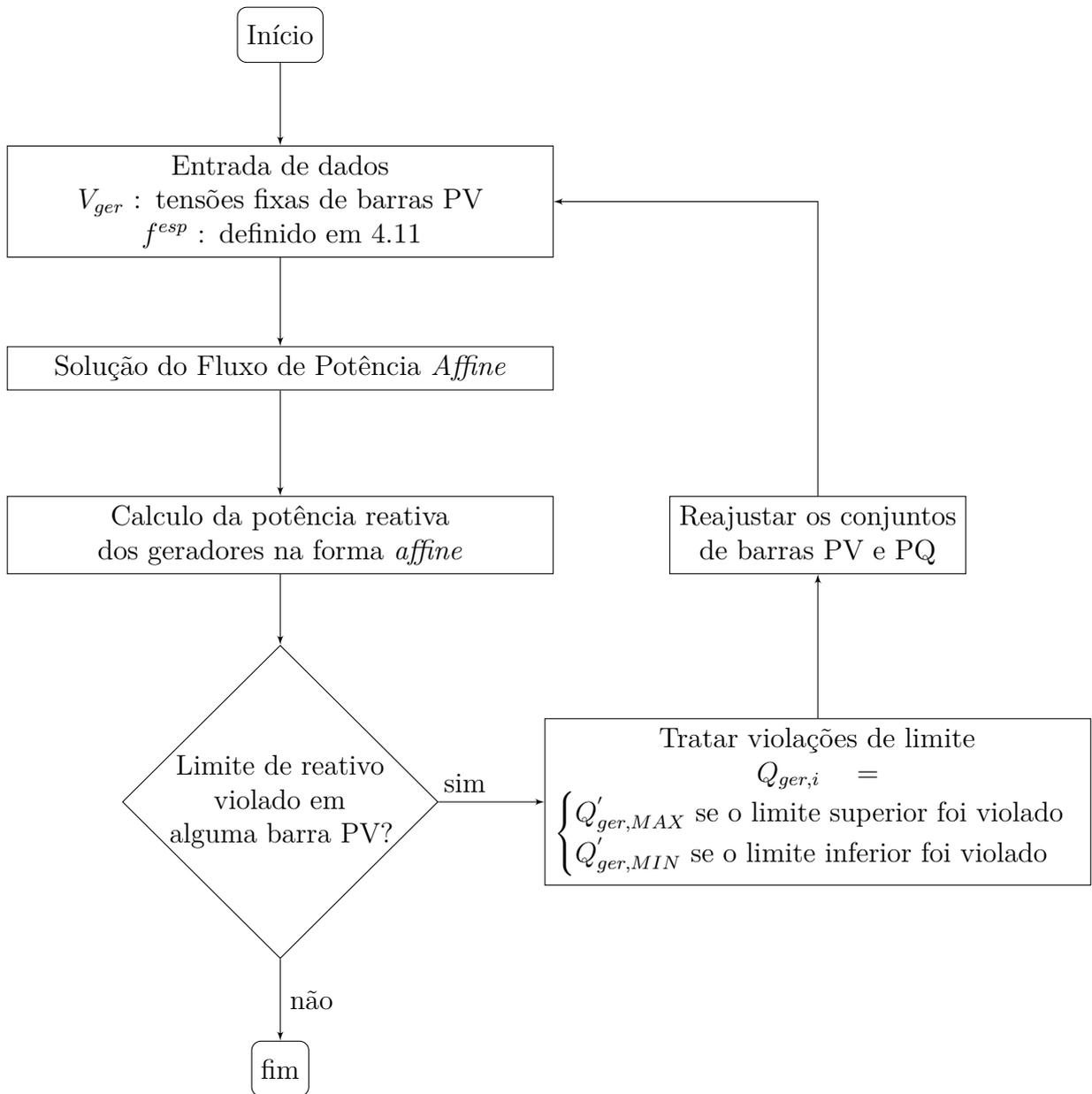
A metodologia de solução baseada em AA descrita pode ser melhorada para atender aos limites de potência reativa e adequadamente modelar os reguladores de tensão dos geradores. Isso é feito usando a troca padrão de barras PV para PQ que resulta no procedimento iterativo descrito na Figura 3. A convergência é atingida quando todos os limites de potência reativa nos geradores estão satisfeitos.

4.4 RESULTADOS E CONCLUSÕES

A metodologia proposta foi aplicada no sistema teste IEEE57 barras e os limites obtidos foram comparados aos calculados usando o Método de Monte Carlo. Neste caso, o MC leva em consideração uma distribuição uniforme de valores em que assume-se compreender o intervalo de solução "correto". O MC foi incorporado ao problema de Fluxo de Potência e foram feitas 5000 simulações para diferentes valores de variáveis de entrada dentro de um intervalo inicial proposto. Esse número foi escolhido uma vez que números maiores de simulações não apresentaram mudanças significantes nos resultados. Para cada simulação um Fluxo de Potência determinístico foi resolvido e dessa forma foi possível determinar os maiores e menores valores de magnitude e ângulo de tensão, bem como os fluxos de potência nas linhas.

Toda a parte computacional para resolução da metodologia foi desenvolvida no ambiente MatLab e as formas *affine* das variáveis foram representadas de maneira vetorial. Dessa forma, o primeiro elemento do vetor corresponde ao valor central da variável e os outros elementos correspondem aos desvios parciais, como se segue

$$\hat{x} = x_0 + x_1 \varepsilon_1 + x_2 \varepsilon_2 + \dots + x_n \varepsilon_n \Leftrightarrow \hat{x} = [x_0, x_1, x_2, \dots, x_n] \quad (4.16)$$

Figura 3 – Fluxograma do processo de Fluxo de Potência *Affine*.

Fonte: (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010).

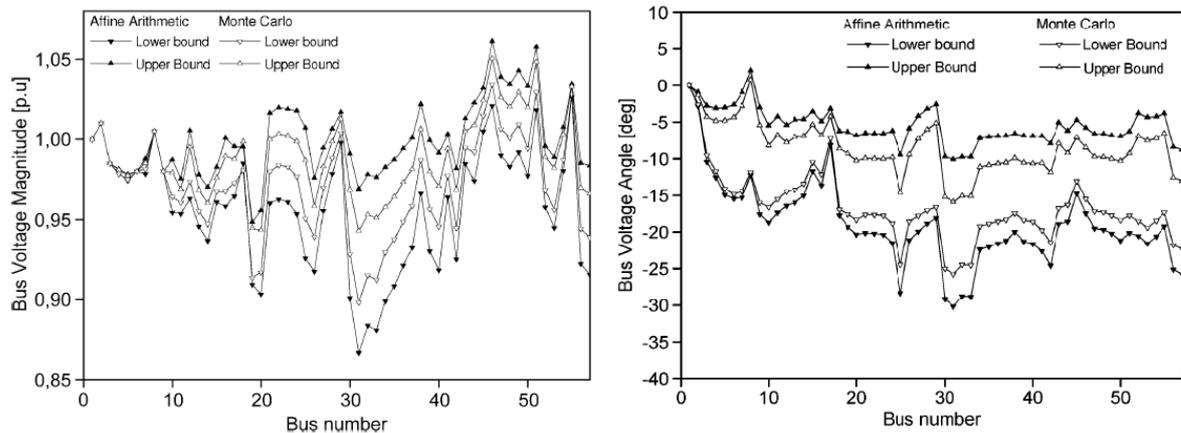
Uma variação de $\pm 20\%$ foi assumida para as potências de carga e geração, sem perda de generalização. Dessa forma o intervalo é largo o suficiente para analisar corretamente o método proposto. Uma vez que o sistema não contém informação relativa aos limites de geração de potência reativa, foram assumidos os valores de $\pm 0.8p.u.$ para que seja possível testar a funcionalidade de limite de reativo do modelo proposto.

A metodologia proposta foi aplicada ao sistema para obter os limites da solução do Fluxo de Potência e o problema convergiu para um resultado possível em 2 iterações. Os limites obtidos pela metodologia *affine* apresentaram uma boa aproximação em relação

aos limites gerados pelo Método de Monte Carlo, o que pode ser visto na Figura 4. Isso se deve à característica da AA que mantém o controle das correlações entre as variáveis de estado do sistema.

Os intervalos de solução são levemente mais conservativos, porque a metodologia AA considera os limites do "pior cenário", que contabiliza não só as incertezas dos dados de entrada, como também os erros de truncamento e aproximação da computação. Essa característica da solução já era esperada, uma vez que a distribuição uniforme da variação dos parâmetros usada no Método de Monte Carlo tende a subestimar o pior caso de variação. Essa pode ser considerada uma das vantagens do método AA proposto dado que nenhuma informação sobre distribuição de probabilidade das potências de carga e geração é necessária.

Figura 4 – Resultados de tensão obtidos em (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010).



Fonte: (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010).

Os resultados obtidos demonstraram que a Metodologia *Affine* é bem adequada para a avaliação da propagação de incertezas na solução de um Fluxo de Potência, independente dos tipos ou dos níveis de incerteza nos dados de entrada.

4.5 VALIDAÇÃO DA METODOLOGIA

Inicialmente a metodologia *affine* deverá ser validada. O Sistema IEEE57 barras utilizado em (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010) apresenta divergência de valores de carga em relação ao sistema original e as modificações feitas não foram descritas no documento. Dessa forma, não foi possível validar a metodologia para este sistema.

O Fluxo de Potência *affine* proposto por (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010) também é tema de estudo de (PIRNIA, 2014). Neste trabalho o Sistema IEEE14 barras foi resolvido a partir da metodologia *affine* e portanto, esse sistema será utilizado para comparação dos resultados obtidos.

O Sistema IEEE14 Barras original não apresenta nenhum problema de violação de limite de geração de potência reativa em seu caso base. Portanto, foi feita uma alteração no limite máximo de geração do gerador conectado à Barra 2 do sistema, que passou de 42,4 Mvar para 30 Mvar. Essa modificação foi feita para que a funcionalidade dos limites de geração de potência reativa do algoritmo proposto fosse testada.

Ambos trabalhos (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010) e (PIRNIA, 2014) utilizam o Método Monte Carlo para comparação de resultados e assim essa será uma segunda forma de validação. Essa é uma técnica de simulação para problemas com base estocástica ou probabilística e tem sido largamente utilizada devido a sua flexibilidade para representação precisa de modelos de componentes e condições operativas do sistema, além da sua capacidade de representação de fenômenos complexos e eventos severos (DIAS, 2008). Este método possui duas abordagens básicas, a sequencial e a não-sequencial, que se diferenciam pelo tratamento dado aos aspectos cronológicos da simulação. Como o tempo individual dos estados dos componentes não possui relevância para o método de cálculo de Fluxo de Potência, o método de simulação de Monte Carlo não-sequencial será utilizado neste trabalho.

A simulação de MC tem sido muito empregada para a validação de resultados do Fluxo de Potência com presença de incertezas. Como apresentado na revisão bibliográfica desta dissertação, a grande maioria dos trabalhos citados utiliza essa metodologia como forma de comparação. Essa técnica representa todas as variáveis de interesse por funções de densidade de probabilidade e oferece uma alternativa à matemática analítica para entender a distribuição de amostragem de uma estatística e avaliar seu comportamento em amostras aleatórias.

Existem variações do Método de Monte Carlo, principalmente quando se trata da função distribuição de probabilidade utilizada para as variáveis de interesse (MOONEY, 1997) e do critério de parada. Em se tratando deste último o critério utilizado em (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010) e (PIRNIA, 2014) é o de número de iterações e portanto, será utilizado também neste trabalho.

O algoritmo utilizado para realizar a simulação de Monte Carlo neste trabalho executa os seguintes passos:

1. Determinação da variação aleatória a ser aplicada às variáveis incertas, no caso em estudo as demandas de potência ativa e reativa.
2. Determinação do número de simulações de Monte Carlo que serão executadas. Quanto maior o número de simulações, o erro no resultado final tende a ser menor, porém deve-se considerar o esforço computacional envolvido.
3. Determinação da curva de distribuição de probabilidade das variáveis de interesse.

4. Sorteio de valores randômicos para as variáveis de interesse.
5. Solução de um Fluxo de Potência Determinístico para os dados de entrada calculados no passo anterior e armazenamento dos resultados.
6. Caso o número máximo de iterações seja alcançado, finalizar o processo. Caso contrário, retornar ao item 4.
7. Comparação dos resultados armazenados, de forma a selecionar somente os maiores e os menores resultados de cada variável de interesse.

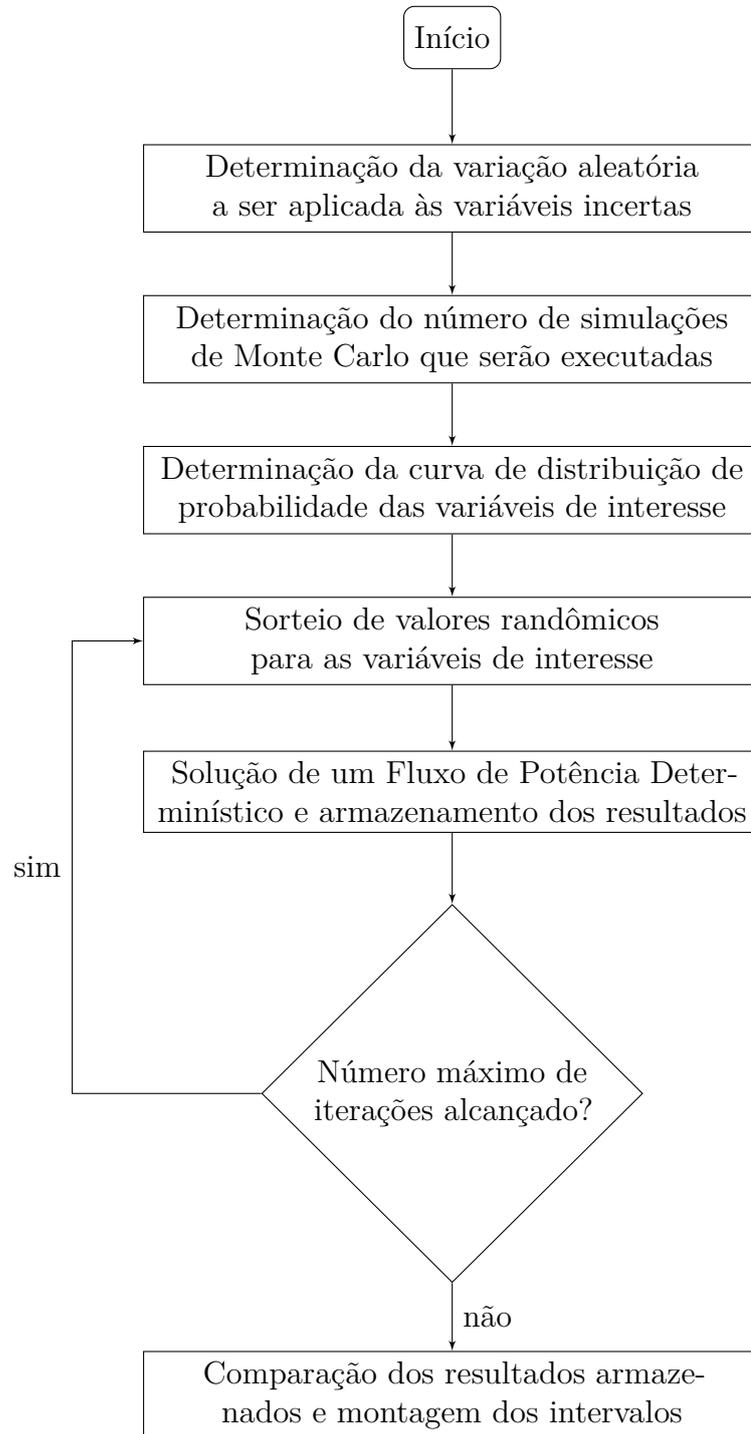
Esses passos são representados no fluxograma da Figura 5. O algoritmo de Monte Carlo foi desenvolvido em ambiente MatLab e a função *linspace* foi utilizada para gerar a curva de distribuição de probabilidade uniforme. Assim como em (PIRNIA, 2014) foram feitas 3000 simulações de MC, com uma variação de $\pm 10\%$ das demandas de potência ativa e reativa. Os resultados obtidos serão mostrados mais a frente, juntamente com os resultados obtidos pela AA.

O algoritmo para o Fluxo de Potência *Affine* também foi desenvolvido em ambiente MatLab e fez uso do pacote IntLab (RUMP, 1999) para a representação das variáveis e operações *affine*. Testes com as operações básicas de um Fluxo de Potência foram feitos para validação do pacote.

Os resultados de magnitude de tensão obtidos por (PIRNIA, 2014) são mostrados na Figura 6 a seguir. O gráfico mostra tanto os intervalos obtidos pela metodologia *affine* quanto pelo método de Monte Carlo. Os mesmos resultados obtidos pelos algoritmos desenvolvidos para esta dissertação são mostrados na Figura 7, seguindo a mesma sequência de cores para facilitar a comparação.

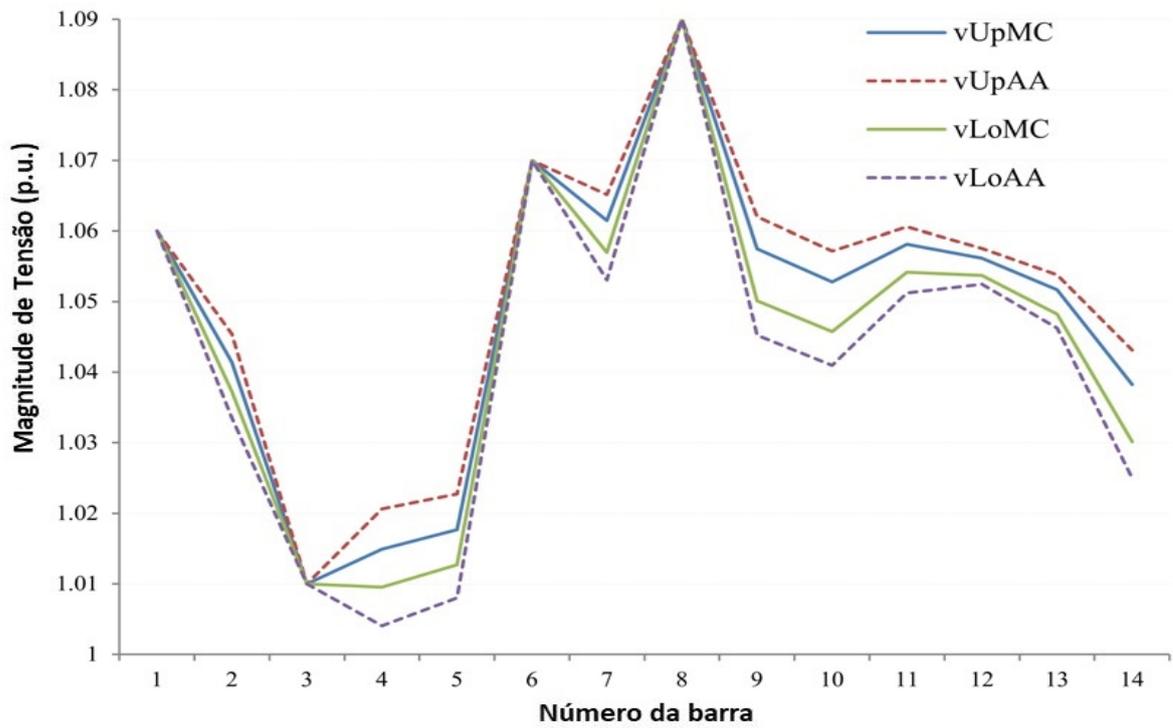
Analisando os gráficos é possível perceber que tanto os resultados obtidos pelo algoritmo *affine* quanto pelo algoritmo de MC desenvolvidos nesta dissertação são válidos. Para descartar a possibilidade de erros no algoritmo desenvolvido foi feito um teste com variação de demanda ativa e reativa de 0,1%. Devido à pequena taxa de incerteza o resultado do algoritmo *affine* deveria ser o mais próximo possível do resultado de um Fluxo de Potência determinístico do caso base do sistema em estudo. Os resultados dessa avaliação podem ser vistos nas Figuras 8 e 9 e são mostrados também na Tabela 1 juntamente com os resultados encontrados para o caso base pelo programa ANAREDE (Análise de Redes).

Figura 5 – Fluxograma do processo de solução do Método de Monte Carlo.



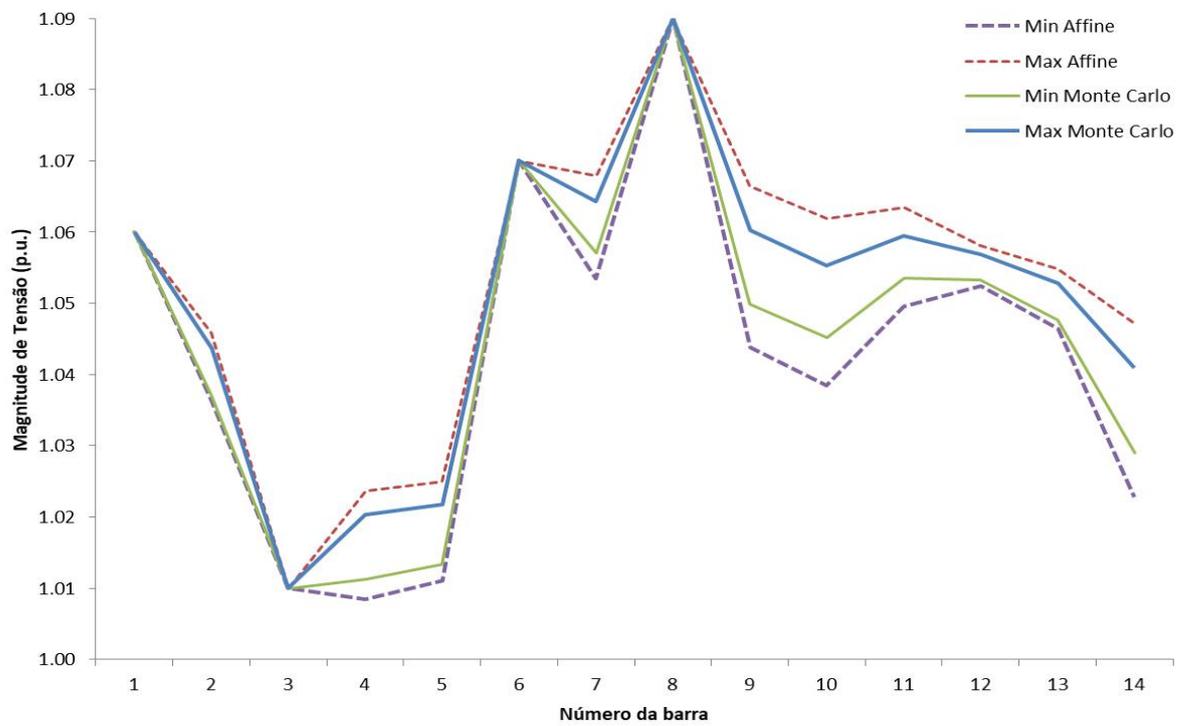
Fonte: Próprio Autor.

Figura 6 – Resultados dos métodos AA e MC obtidos em (PIRNIA, 2014).



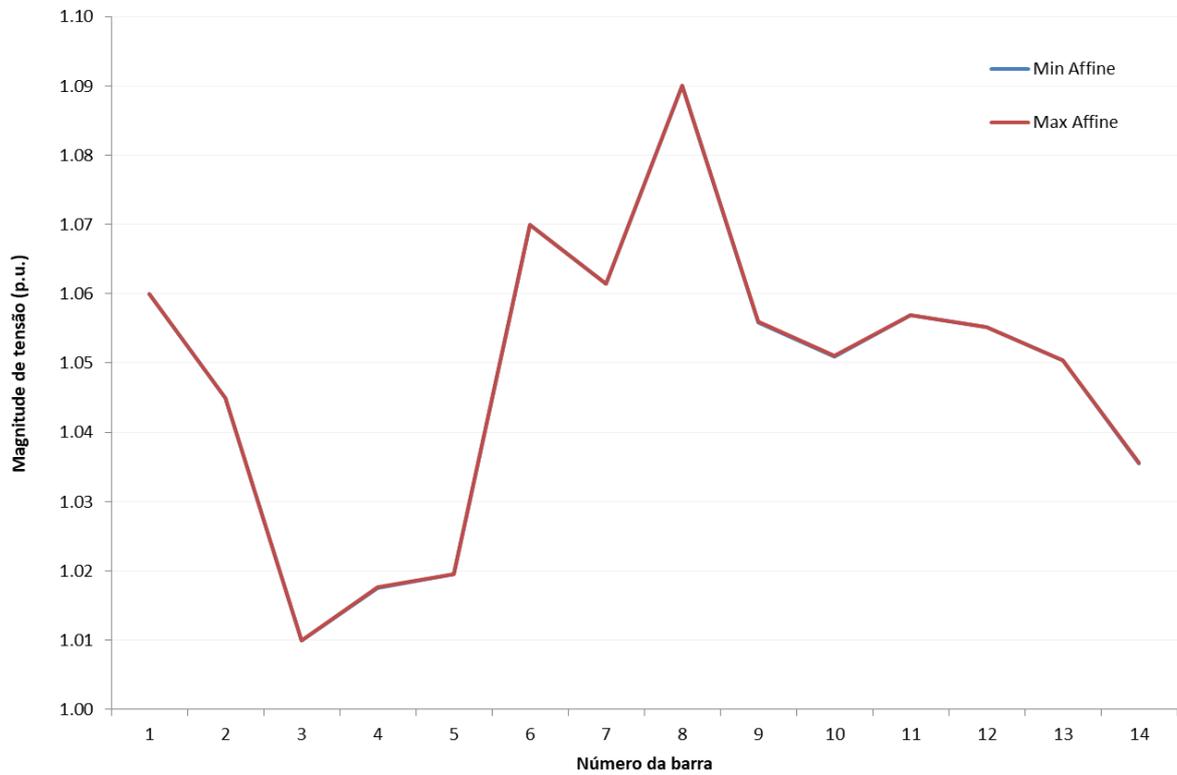
Fonte: (PIRNIA, 2014).

Figura 7 – Resultados dos métodos AA e MC para variação de 10%.



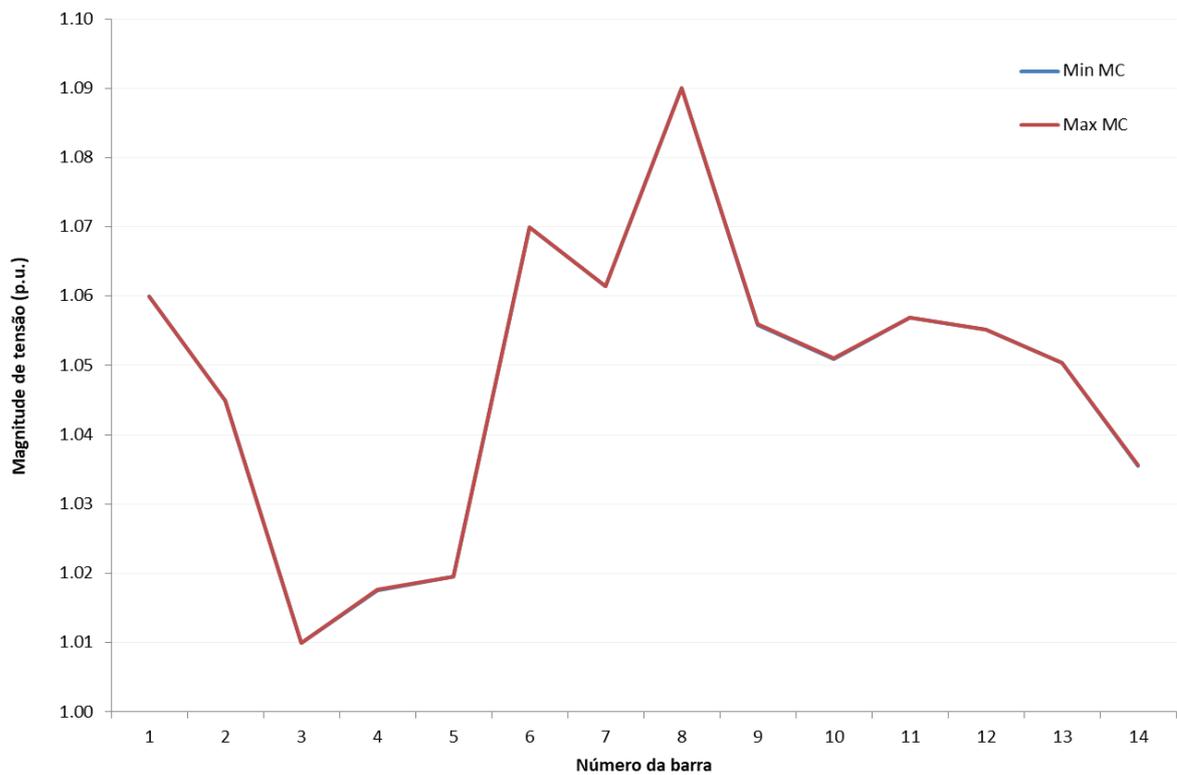
Fonte: Próprio Autor.

Figura 8 – Resultados do método AA para variação de 0,1%.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 9 – Resultados do método MC para variação de 0,1%.



Fonte: Próprio Autor.

Tabela 1 – Resultados de magnitude de tensão dos algoritmos desenvolvidos e os obtidos pelo programa ANAREDE.

Barra	<i>Affine</i>		Monte Carlo		ANAREDE
	Min	Max	Min	Max	
1	1,0600	1,0600	1,0600	1,0600	1,060
2	1,0450	1,0450	1,0450	1,0450	1,045
3	1,0100	1,0100	1,0100	1,0100	1,010
4	1,0176	1,0177	1,0176	1,0177	1,018
5	1,0195	1,0195	1,0195	1,0195	1,020
6	1,0700	1,0700	1,0700	1,0700	1,070
7	1,0615	1,0615	1,0615	1,0615	1,062
8	1,0900	1,0900	1,0900	1,0900	1,090
9	1,0559	1,0560	1,0559	1,0560	1,056
10	1,0509	1,0510	1,0509	1,0510	1,051
11	1,0569	1,0569	1,0569	1,0569	1,057
12	1,0552	1,0552	1,0552	1,0552	1,055
13	1,0504	1,0504	1,0504	1,0504	1,050
14	1,0355	1,0356	1,0355	1,0356	1,036

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia de Fluxo de Potência *affine* apresentada em (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010) apresenta resultados pertinentes quando comparados aos obtidos pelo Método de Monte Carlo, muito utilizado na análise do ponto de operação de sistemas na presença de incertezas. A metodologia *affine* também foi objeto de estudo de (PIRNIA, 2014) onde foi testada para o Sistema IEEE14 Barras juntamente com um Fluxo de Potência que utiliza condições de complementaridade.

Nesta dissertação foi desenvolvido um algoritmo seguindo a metodologia *affine* assim como um algoritmo para o Método de Monte Carlo. Os resultados obtidos por eles foram comparados aos mostrados em (PIRNIA, 2014), para que fossem validados. Esses algoritmos serão usados para as análises futuras desta dissertação.

5 AVALIAÇÕES PROPOSTAS

Este capítulo tem o objetivo de apresentar as diferentes formas de avaliação dos impactos da conexão de uma unidade de GD a um sistema que estão em foco neste trabalho. São elas: Fluxo de Potência Determinístico Sequencial, Fluxo de Potência *Affine* e Simulações de Monte Carlo.

Em todas as avaliações propostas será utilizado o Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE (SUBCOMMITTEE, 1979), composto por 32 unidades geradoras, variando de 12 à 400MW, 24 barras conectando 38 circuitos com níveis de tensão de 138 e 230kV. O esquema unifilar desse sistema é mostrado na Figura 10.

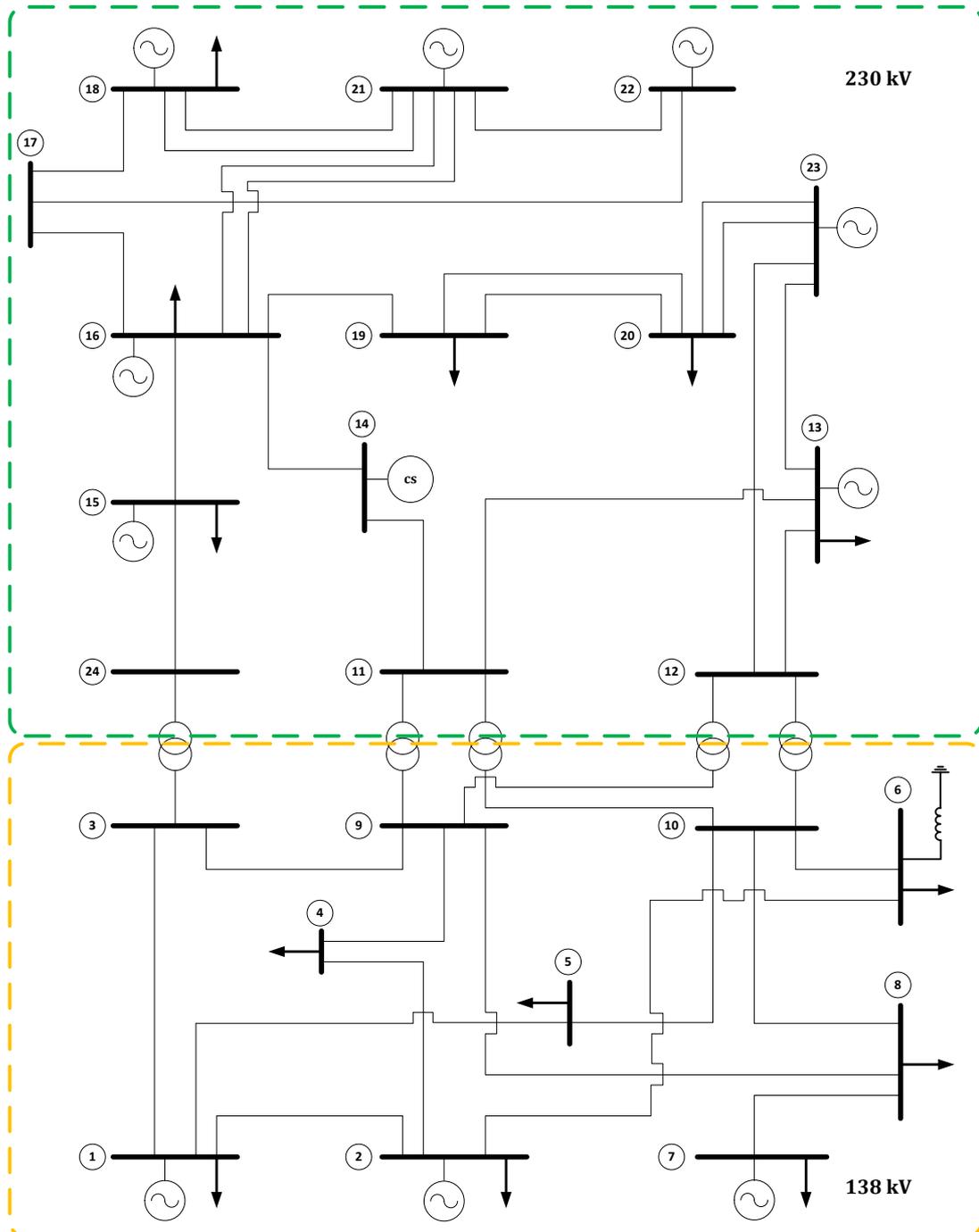
Este sistema possui grande concentração de geração na área de 230kV. A demanda é bem distribuída entre as áreas, mas a de 230kV concentra mais carga que a de 138kV. A distribuição de geração e carga ativa por área, assim como o nível de perdas por nível de tensão é mostrada na Tabela 2.

Tabela 2 – Distribuição de geração, carga ativa e perdas no sistema.

Área	Geração (MW)	Carga (MW)	Perdas (MW)
138 kV	564,1	1332,0	19,0
230 kV	2333,0	1518,0	28,1
Total	2897,1	2850,0	47,1

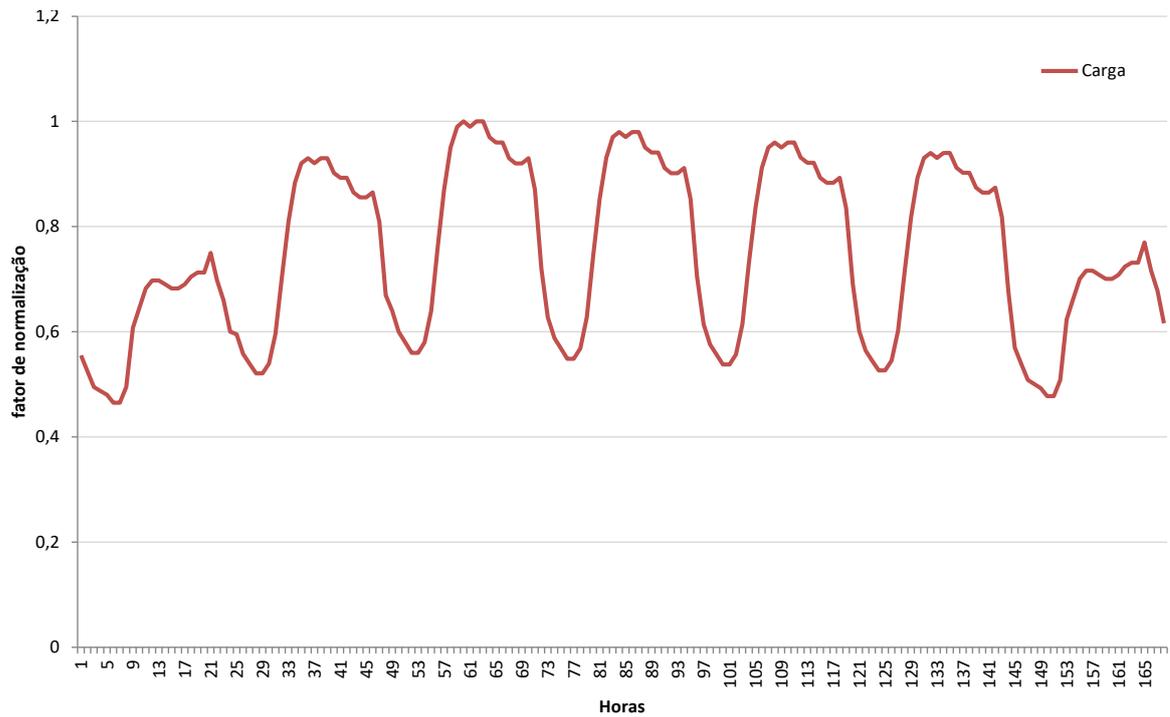
O sistema IEEE24 também serviu de base para a construção de uma curva de carga típica, apresentada na Figura 11. Uma curva de geração de uma usina solar fotovoltaica (Figura 12) foi construída a partir de dados reais fornecidos pelo Laboratório Solar da Universidade Federal de Juiz de Fora. Ambas as curvas de carga e geração apresentadas estão normalizadas.

Figura 10 – Esquema unifilar do Sistema IEEE24 Barras.



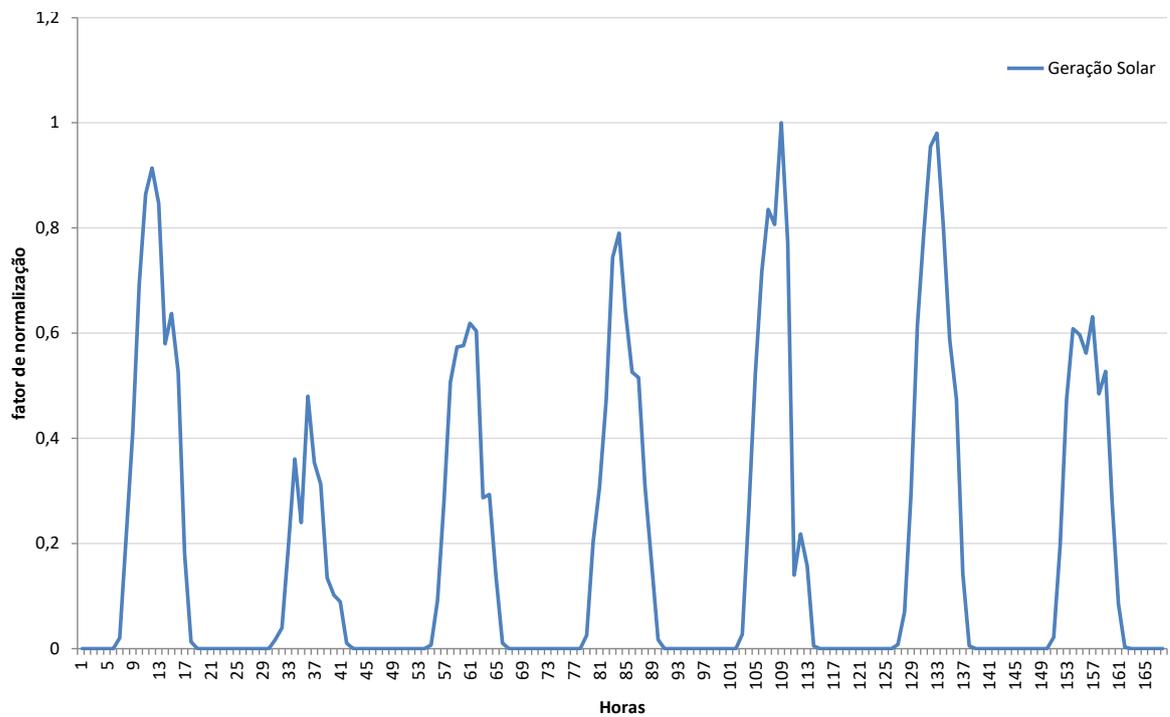
Fonte: Próprio Autor.

Figura 11 – Curva de Carga normalizada.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 12 – Curva de Geração Solar normalizada.

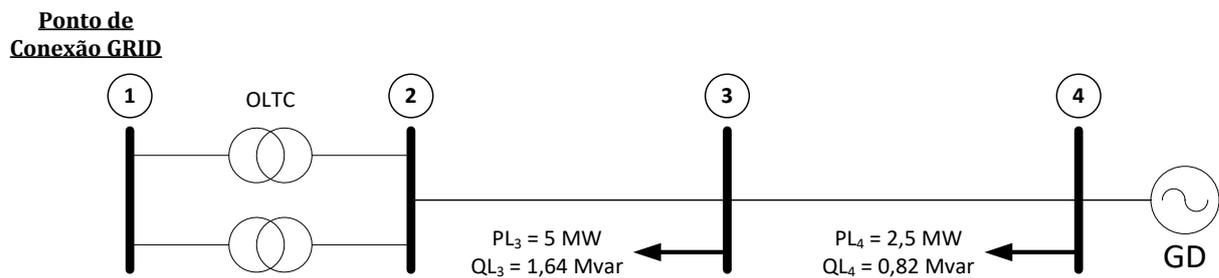


Fonte: Próprio Autor.

5.1 FLUXO DE POTÊNCIA DETERMINÍSTICO SEQUENCIAL

Inicialmente, um pequeno estudo será realizado a fim de investigar o impacto nas perdas de um sistema dada a conexão de uma GD. Este estudo é baseado no trabalho apresentado em (OCHOA; HARRISON, 2011). Considere o sistema teste de 4 barras apresentado na Figura 13 a seguir. Sua demanda máxima de pico é de 7,5MW e os parâmetros da rede são apresentados na Tabela 3 (considerando os dois transformadores paralelos na linha 1-2). Uma tensão de 1,01pu é especificada para o ponto de fornecimento da rede (Barra 1).

Figura 13 – Diagrama unifilar para o sistema de teste 4 barras na carga máxima.



Fonte: Próprio Autor.

Inicialmente três configurações de carga e geração serão de analisadas:

1. Demanda máxima - valores de carga fixados na demanda máxima e a geração distribuída fixada em sua capacidade máxima (de acordo com os níveis de penetração).
2. Demanda variável - valor de GD fixado em sua capacidade máxima e os valores de carga variando de acordo com a curva de carga semanal apresentada na Figura 11, e
3. Demanda e Geração Distribuída variáveis - a GD é conduzida por dados de energia solar apresentados na curva da Figura 12 e demanda varia conforme o caso 2.

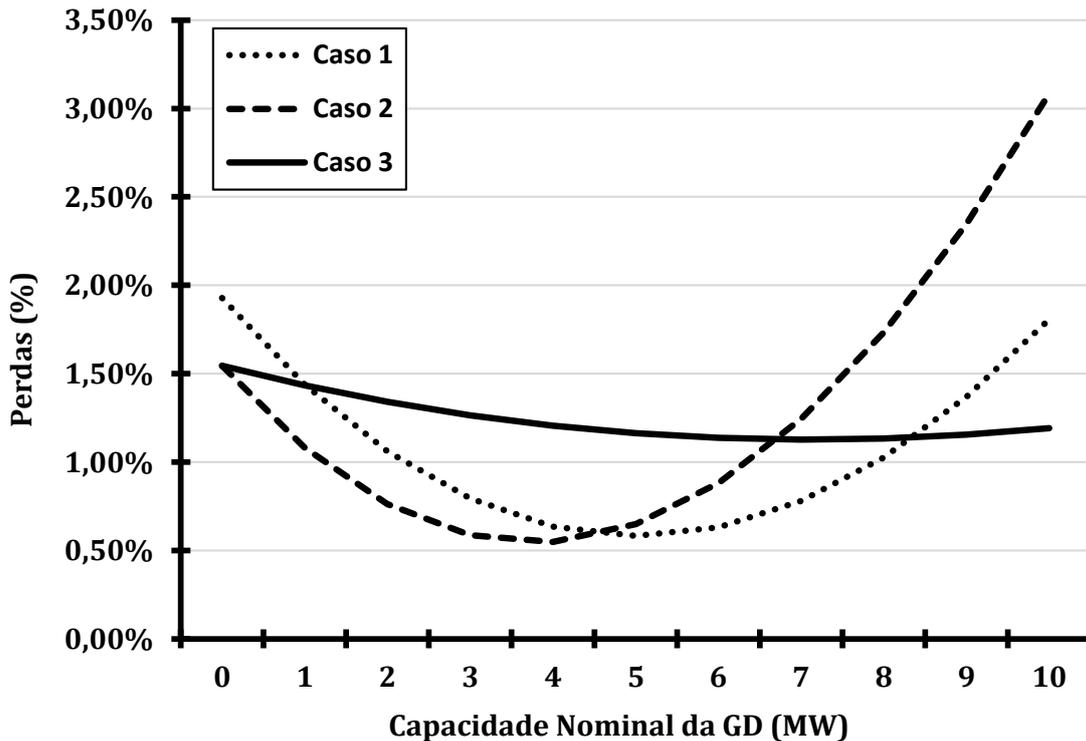
Tabela 3 – Parâmetros de linha e transformador do sistema de 4 barras.

Linha	R	X	Smax
1-2	-	0,1250	0,6000
2-3	0,1960	0,1427	0,1550
3-4	0,1960	0,1427	0,1550

As porcentagens de perdas elétricas de acordo com o nível de penetração de GD no sistema de 4 barras são mostradas na Figura 14. É possível perceber que todas as curvas apresentam uma forma de U. Esta forma indica a capacidade que uma GD conectada ao sistema tem inicialmente de reduzir as perdas ativas totais. Mas mostra também que para

grandes capacidades de injeção de geração ocorre o aumento de perdas em relação ao caso base. Os benefícios da GD variam de acordo com as abordagens e a análise por demanda máxima pode ser excessiva ou subestimar as perdas dependendo do dimensionamento da GD. Essa análise obtém baixos valores de perdas, porém requer uma capacidade maior de geração.

Figura 14 – Porcentagem de perdas para o sistema 4 barras para os 3 casos de estudo.

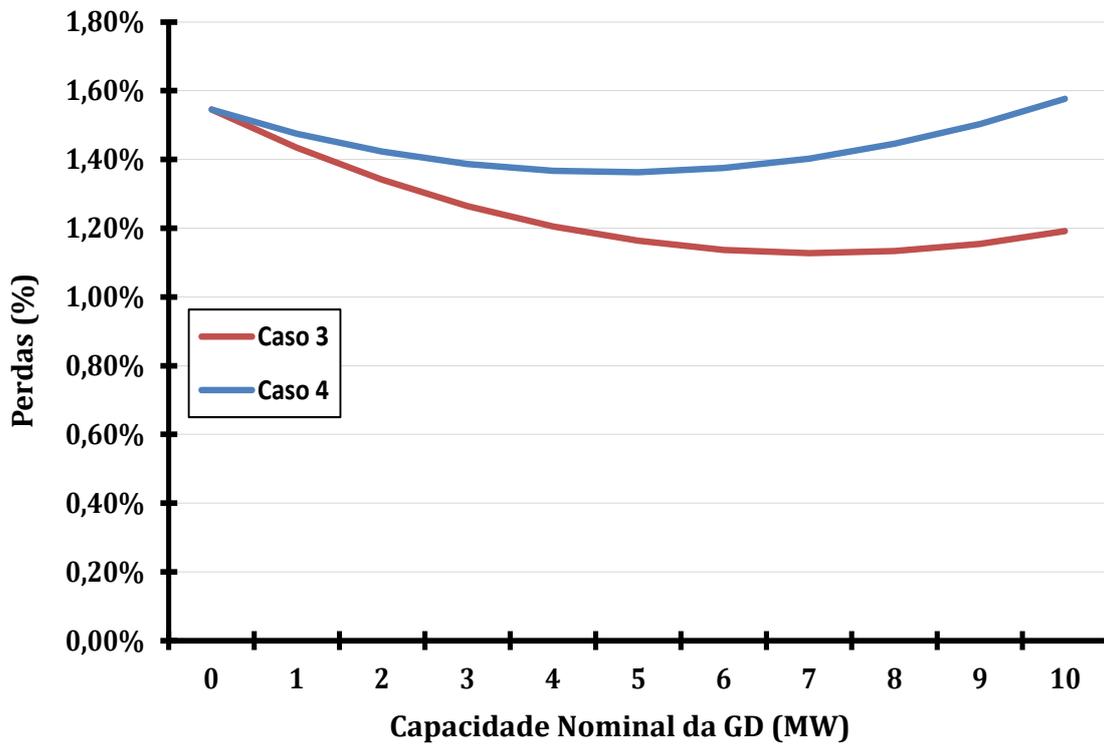


Fonte: Próprio Autor.

Considerando-se apenas a variação da demanda tem-se o menor nível de perdas a uma baixa capacidade de geração, porém essa análise não é muito realista. Quando a variação da geração distribuída é considerada a redução de perdas não apresenta um valor muito significativo e o ponto de menor perdas acontece para uma capacidade muito grande de geração. Uma unidade de GD não opera em sua capacidade nominal na maior parte do tempo e para níveis menores de geração os resultados dessa análise são os que mais se aproximam da realidade.

Um outro caso com geração variável também pode ser analisado. Considere um caso 4 onde os picos das curvas de carga e geração estão completamente opostos, ou seja, o máximo de geração ocorre no mínimo de carga, como mostrado na Figura 21. A Figura 15 mostra que este novo caso apresenta o menor valor de perdas a um nível menor de GD, porém os valores de perdas são maiores que todos os outros casos. Isso se dá uma vez que o ponto máximo de geração ocorre em um momento de carga leve no sistema.

Figura 15 – Comparação das perdas dos casos 3 e 4.



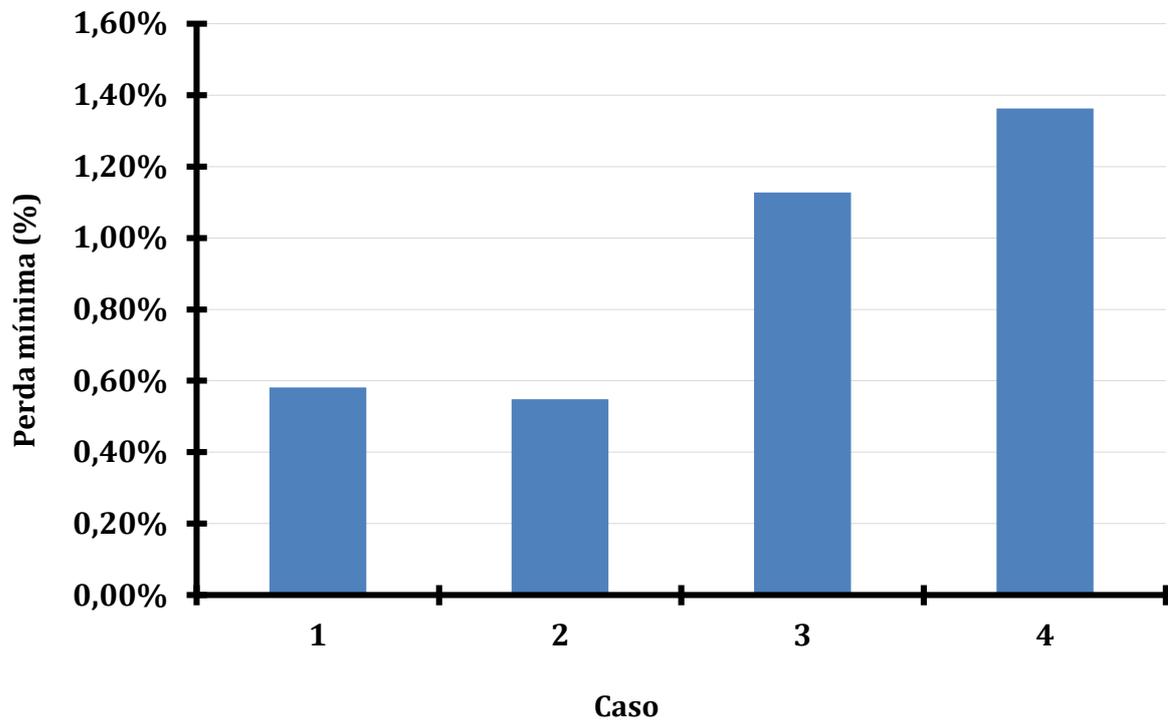
Fonte: Próprio Autor.

As informações de perdas mínimas para cada caso são resumidas no gráfico da Figura 16. A Figura 17 mostra a capacidade de geração da GD para o ponto de perda mínima de cada caso.

O impacto das unidades de GD em perdas de energia dependerá das características específicas da rede, como a topologia ou a distribuição da demanda, bem como a localização ou o tipo dos geradores (produção fixa ou intermitente). Por conta disso o estudo de conexão de GDs em um sistema deve ser feito de forma cautelosa. Neste trabalho serão apresentadas análises sistêmicas de perdas elétricas levando em consideração a variação de demanda e de uma usina de geração distribuída conectada à rede de transmissão.

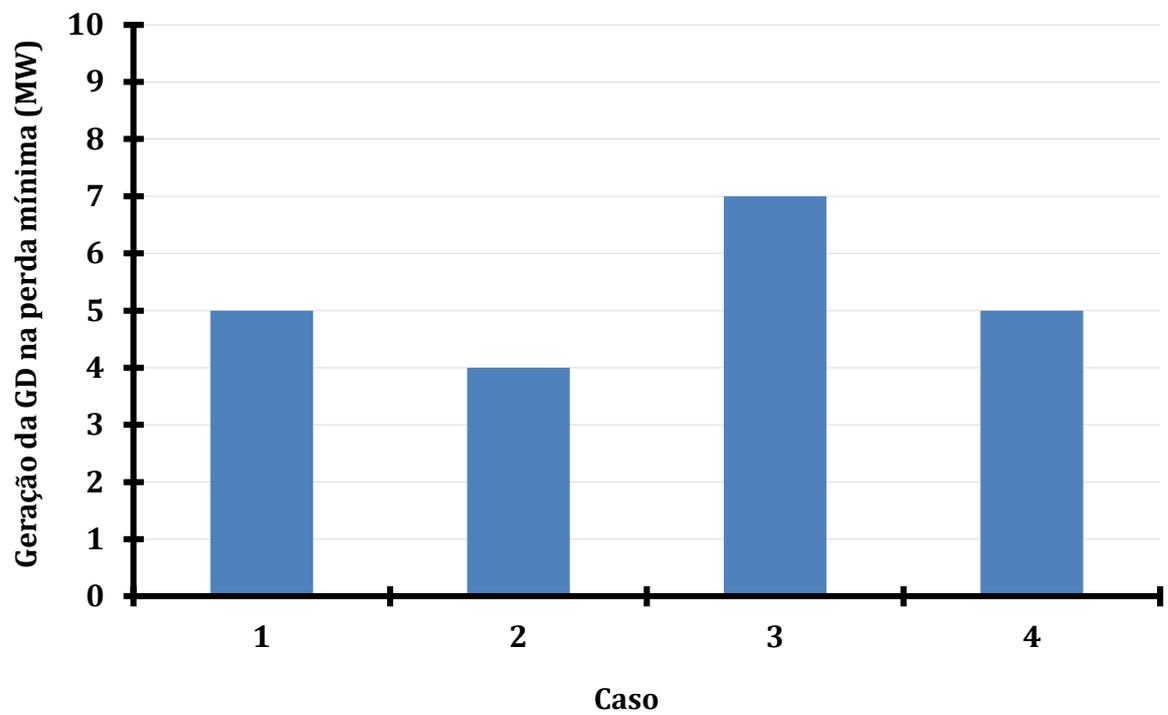
Primeiramente será abordado o método determinístico de solução do fluxo de Newton apresentado em (ALTOMAR; FILHO; CARVALHO, 2015) baseado na solução da curva de carga apresentada em (FILHO, 2005). Este artigo descreve a implementação de uma função do Fluxo de Potência que resolve automaticamente a curva de carga, que é amostrada em intervalos fixos de uma hora durante uma semana. Uma versão acadêmica do programa ANAREDE foi usada para resolver a curva de carga semanal.

Figura 16 – Valor mínimo de perdas para cada um dos 4 casos em estudo.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 17 – Capacidade de geração para o ponto de perda mínima para cada um dos 4 casos.



Fonte: Próprio Autor.

Foram utilizados o sistema IEEE24 Barras e as curvas de carga e geração apresentadas anteriormente. Os picos das curvas de carga e geração são considerados coincidentes e a usina solar tem fator de potência unitário e nenhum controle de tensão. O desbalanço de potência ativa é absorvido por todas as barras de geração do sistema. A redistribuição de potência entre as barras de geração é baseada em seus respectivos fatores de participação. Feita essa análise foi possível determinar as melhores barras para conexão da geração solar, assim como analisar os impactos da variação no nível de penetração de geração.

O fluxograma apresentado na Figura 18 mostra a estrutura básica desenvolvida para a solução automática da curva de carga, o que será feito através de um novo código de execução incluído no programa ANAREDE.

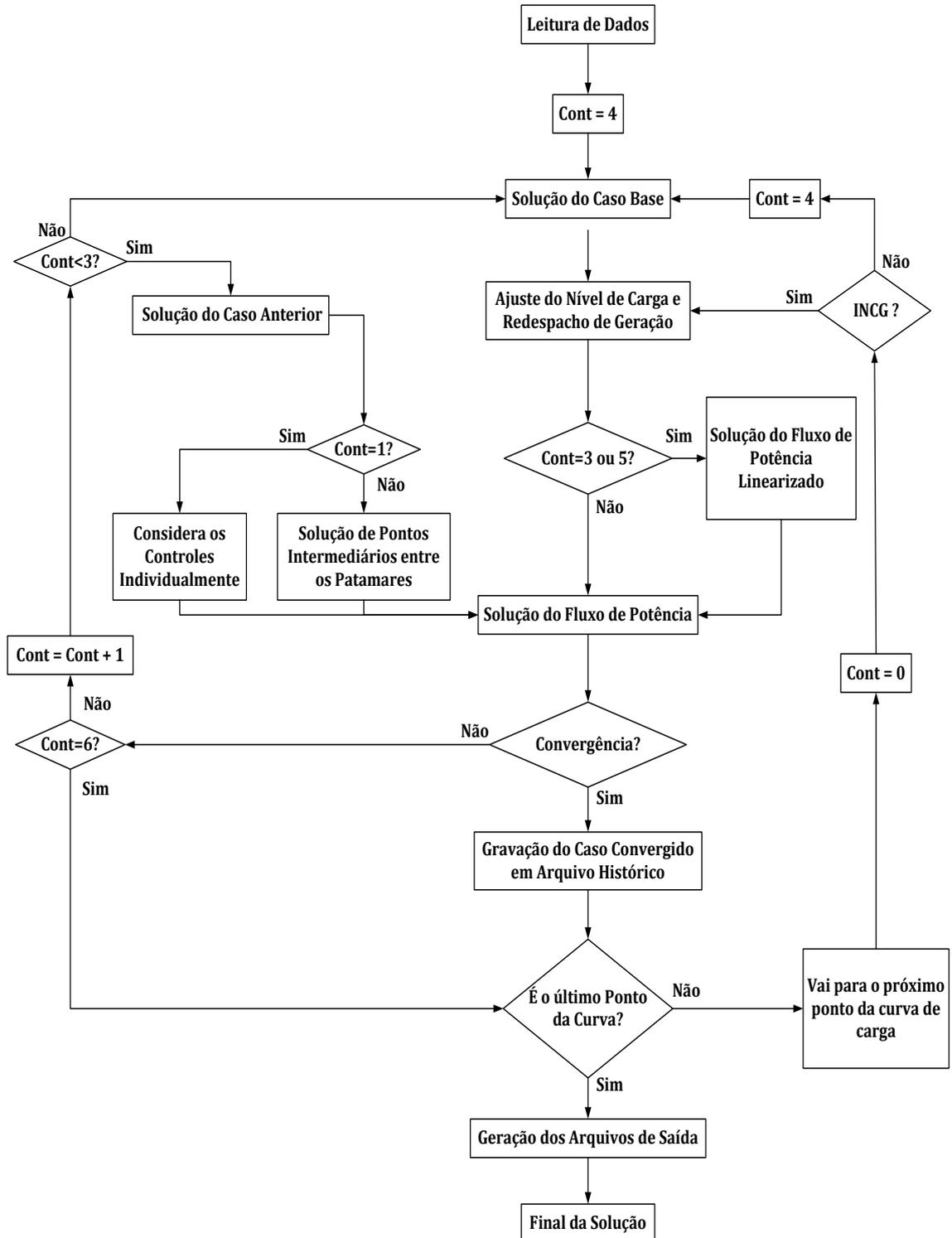
O método determinístico desta dissertação apresenta algumas variações em relação ao apresentado em (ALTOMAR; FILHO; CARVALHO, 2015). Para uma comparação justa, o limite de reativo do Fluxo de Potência não será levado em consideração, dado que ele não será utilizado nas outras metodologias. Para a análise de perdas do sistema considera-se que o desbalanço de potência ativa será absorvido pela barra de referência do sistema, uma vez que a distribuição por fatores de participação não foi aplicada à metodologia *affine*. Para tentar aproximar o comportamento das perdas em relação ao obtido pelo artigo a barra de referência do sistema foi modificada. A nova barra de referência é a Barra 18, localizada na área de 230kV onde também está a maior parte da geração, assim como a maior parte da demanda do sistema.

A Curva de Carga mostrada na Figura 11 representa a variação de carga no sistema. A unidade de GD será conectada à todas as barras do sistema, uma a uma, para todos os níveis de penetração mostrados na Tabela 4. As porcentagens são calculadas a partir do valor total de carga do sistema IEEE24 barras que é de 2850MW. Considerando-se os atuais níveis de geração alcançados por usinas solares no mundo, os níveis de penetração de mais 10% se tornam irreais. Contudo, a intenção destas análises é determinar uma sensibilidade do sistema em relação às injeções de potência ativa provenientes de uma fonte intermitente. Desta forma, é possível avaliar o comportamento do sistema em diferentes cenários de carga e geração e seu objetivo é a avaliação de condições extremas, mesmo que hipotéticas.

Tabela 4 – Cenários de penetração de GD.

Cenários	% de Penetração	MW de Penetração
1	1	28,5
2	5	142,5
3	10	285
4	15	427,5

Figura 18 – Fluxograma de solução da curva de carga.



Fonte: Adaptação de (FILHO, 2005).

Serão feitas análises onde os picos de máxima carga e geração são coincidentes (PC), deslocados (PD) e totalmente contrários (PNC). Serão analisados tanto a ordenação das barras em relação às perdas elétricas, assim como o comportamento das barras à medida que o nível de penetração da GD aumente para cada caso.

5.2 FLUXO DE POTÊNCIA *AFFINE*

Buscando uma outra avaliação do impacto das incertezas de carga e geração no sistema propõe-se uma nova análise. Para tal, será utilizada a metodologia de Fluxo de Potência baseada em Aritmética *Affine* proposta por (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010) e exposta no capítulo anterior. Uma vez validada a metodologia, a análise será feita a partir dos valores de perdas elétricas totais do sistema.

Nesta análise também será utilizado o Sistema Teste IEEE24 barras citado anteriormente. A unidade de GD será representada por uma barra fictícia e será conectada às outras barras do sistema por meio de um link de baixa impedância. O processo será feito de forma que a GD seja conectada à todas as barras do sistema e as perdas elétricas sejam contabilizadas para cada caso. Além da variação do ponto de conexão, a GD também sofrerá variação no nível de penetração de geração, considerando os quatro níveis apresentados na Tabela 4.

A unidade de GD conectada ao sistema será representada por uma barra do tipo carga (PQ) e terá a sua geração indicada por uma carga ativa de sinal negativo e carga reativa zero. O ponto central da "carga" ativa da barra de GD será o valor máximo de geração determinado para cada cenário e a variação aplicada à geração será assimétrica. Ela terá valor zero para representar o caso onde a unidade não está gerando energia e valor 100% para quando a unidade está gerando sua capacidade máxima. A variação apenas é aplicada à parte ativa da carga e dessa forma o intervalo de carga especificado será

$$Carga^{esp} = \begin{bmatrix} [0, P_{LGD}^{base}] \\ [0, 0] \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

As cargas conectadas ao sistema também são incertas. Considerando a metodologia *affine*, o ponto central mostrado em (4.2) será o próprio valor base de cargas ativas e reativas do sistema. A variação aplicada será simétrica de forma que o intervalo de carga especificado seja

$$Carga^{esp} = \begin{bmatrix} [P_{L_1}^{base} - Var_P, P_{L_1}^{base} + Var_P] \\ \dots \\ [P_{L_{NB}}^{base} - Var_P, P_{L_{NB}}^{base} + Var_P] \\ [Q_{L_1}^{base} - Var_Q, Q_{L_1}^{base} + Var_Q] \\ \dots \\ [Q_{L_{NB}}^{base} - Var_Q, Q_{L_{NB}}^{base} + Var_Q] \end{bmatrix} \quad (5.2)$$

onde Var_P e Var_Q são as variações de carga ativa e reativa, respectivamente.

Dessa forma, a variação de potência ativa ΔP_j para a análise de sensibilidade, mostrada em (4.3) será diferente para as barras de carga comuns e para a barra de carga da unidade de geração.

Além das modificações feitas para a representação da GD no sistema, uma outra alteração será feita na metodologia *affine* utilizada. Para os estudos dessa dissertação não será utilizado o limite de reativo de barras do tipo PV.

O processo de cálculo das variáveis de estado do sistema continua o mesmo. Os problemas de otimização linear restritos são resolvidos pelo *linprog* do MatLab, que utiliza o Método de Pontos Interiores em sua solução.

Os valores resultantes do fluxo *affine* serão utilizados para o cálculo das perdas de potência ativa no sistema, também em sua forma *affine*. As perdas na linhas do sistema são calculadas como

$$Perdas_{P_{i,j}} = gkm * (tap^2 * V_i^2 + V_j^2 - 2 * tap * V_i * V_j * \cos(\theta_i - \theta_j)); \quad (5.3)$$

Ao final as perdas calculadas para cada linha do sistema serão somadas e para cada cenário as perdas totais serão comparadas às perdas elétricas do caso base do fluxo *affine* para determinar as melhores barras para conexão. O caso base considerado é aquele com variação de demandas ativa e reativa e não há conexão de GD. Será feito um ranqueamento partindo da barra com menor perda total até a barra de maior perda total. Serão destacados os casos onde a perda total obtida é inferior às perdas elétricas do caso base, evidenciando a vantagem da conexão de uma unidade de GD nestas barras.

5.3 SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO

Para a metodologia de Monte Carlo a mesma representação da unidade geradora apresentada para a metodologia *affine* será utilizada. O passo a passo dessa técnica foi exposto no capítulo anterior. A função *linspace* será a responsável por criar a curva de distribuição de probabilidade uniforme para as variáveis de carga ativa e reativa, incluindo a barra de GD.

Dessa forma, as três metodologias serão comparadas para validação dos resultados encontrados pelo Fluxo *Affine* e os valores das perdas elétricas indicarão a localização ótima para a conexão da unidade de GD.

6 RESULTADOS

Este capítulo mostra de forma detalhada todo o processo de solução e os resultados para análise dos impactos da conexão de uma unidade de geração intermitente ao sistema. São consideradas as três metodologias: Fluxo *Affine*, Monte Carlo e Fluxo Determinístico Sequencial. Para todos os casos foi utilizado o Sistema IEEE24 Barras como sistema teste. Foram consideradas incertezas nas cargas ativas e reativas de todas as barras do sistema, devido a variações reais e reativas da demanda de energia, causadas pelo "erro de previsão". Também foi considerada a incerteza do dado de geração da unidade de GD para cada nível de penetração apresentado anteriormente (Tabela 4). Os modelos *Affine* e Monte Carlo propostos são implementados em ambiente MatLab e o modelo Determinístico utiliza o programa ANAREDE.

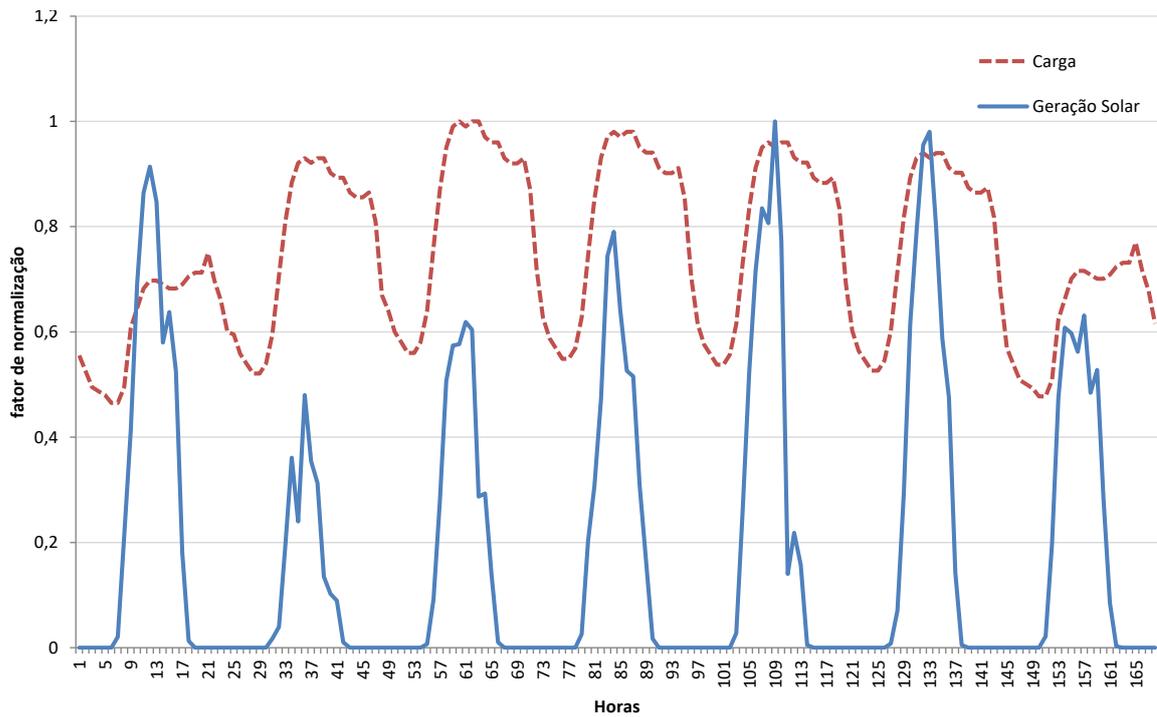
6.1 FLUXO DE POTÊNCIA DETERMINÍSTICO SEQUENCIAL

Inicialmente serão apresentados os resultado obtidos pelo Método Determinístico. Para a solução do fluxo de Newton sequencial ao longo da curva de carga foi utilizada uma versão de estudante do programa ANAREDE. A incerteza nos valores de cargas ativas e reativas das barras do sistema é representada pela curva de carga (Figura 11) e a incerteza de geração intermitente é representada pela curva de geração do Laboratório Solar da UFJF (Figura 12).

Em relação a essas curvas de carga e geração foram analisada três situações diferentes: curvas com picos máximos coincidentes, curvas com picos deslocados no tempo e curvas com picos completamente não coincidentes. Essas três configurações são mostradas nas Figuras 19, 20 e 21, respectivamente. O gráfico de PNC não representa uma situação real de geração de uma planta solar, dado que apresenta os picos de geração em horários durante a madrugada. Porém essa situação foi analisada levando-se em consideração outras formas de geração elétrica intermitente como, por exemplo, usinas eólicas.

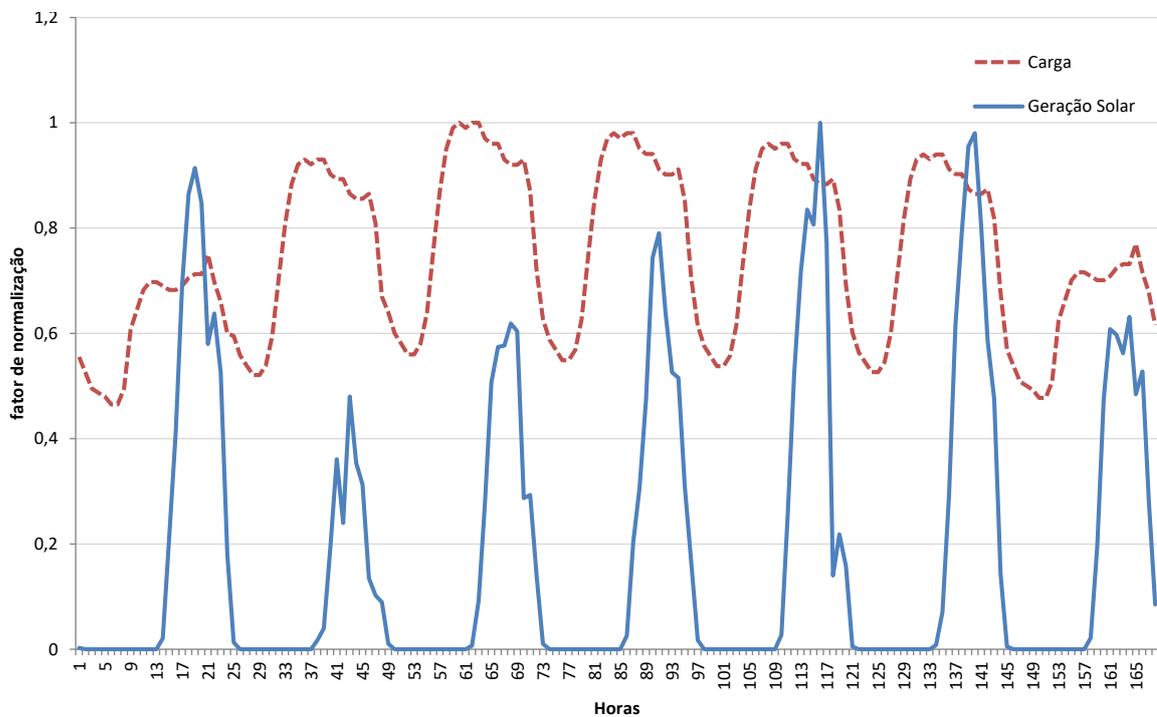
Com o objetivo de permitir uma melhor análise das perdas e do nível de tensão de um sistema em diferentes cenários de geração, propõe-se a utilização da solução automática da curva de carga do sistema. Para isto, o programa ANAREDE foi utilizado de forma a obter automaticamente a solução do Fluxo de Potência em cada patamar de carregamento de uma dada área de interesse. A solução automática da curva de carga semanal envolve a computação de fluxos de carga em intervalos de amostragem fixos. Os resultados deste método foram produzidos considerando os intervalos de amostragem de uma hora.

Figura 19 – Curvas de Carga e Geração com Picos Coincidentes.



Fonte: Próprio Autor.

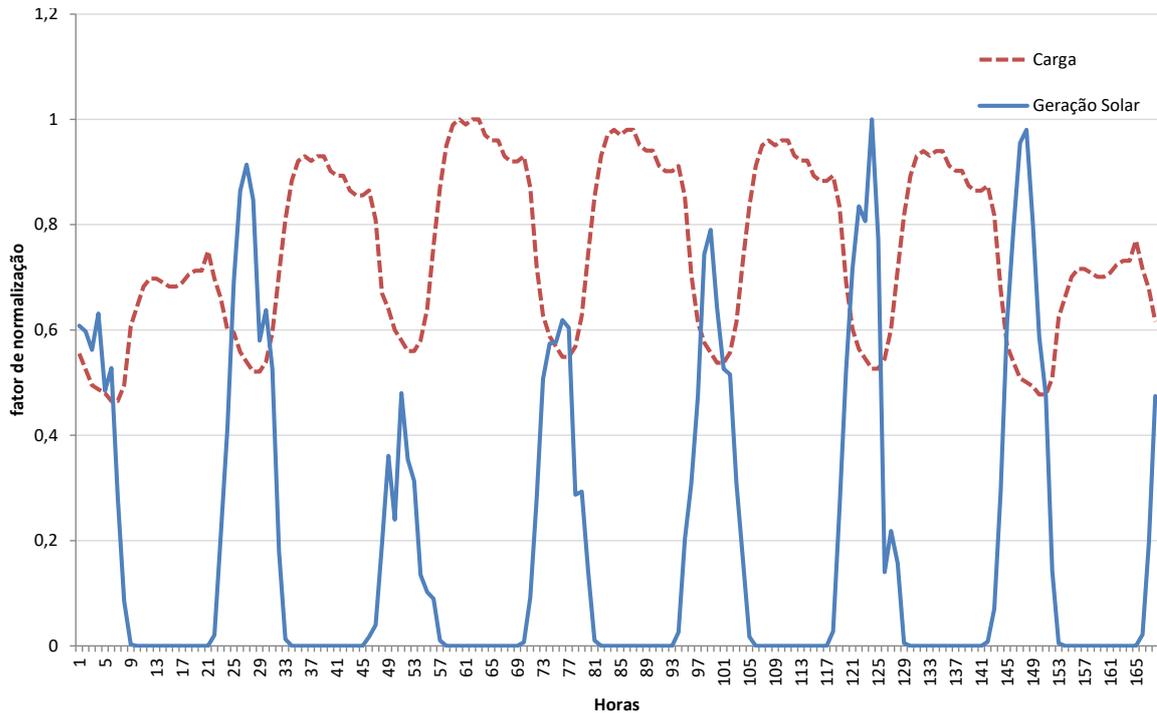
Figura 20 – Curvas de Carga e Geração com Picos Deslocados.



Fonte: Próprio Autor.

As Tabelas de 5 a 16 a seguir mostram os valores de perdas elétricas associados aos diferentes níveis percentuais de penetração de geração solar no sistema para as três configurações de curvas apresentadas. Em cada caso a usina solar fictícia, com fator de

Figura 21 – Curvas de Carga e Geração com Picos Não Coincidentes.



Fonte: Próprio Autor.

Tabela 5 – Resultados de perdas para o caso PC com 1% de penetração.

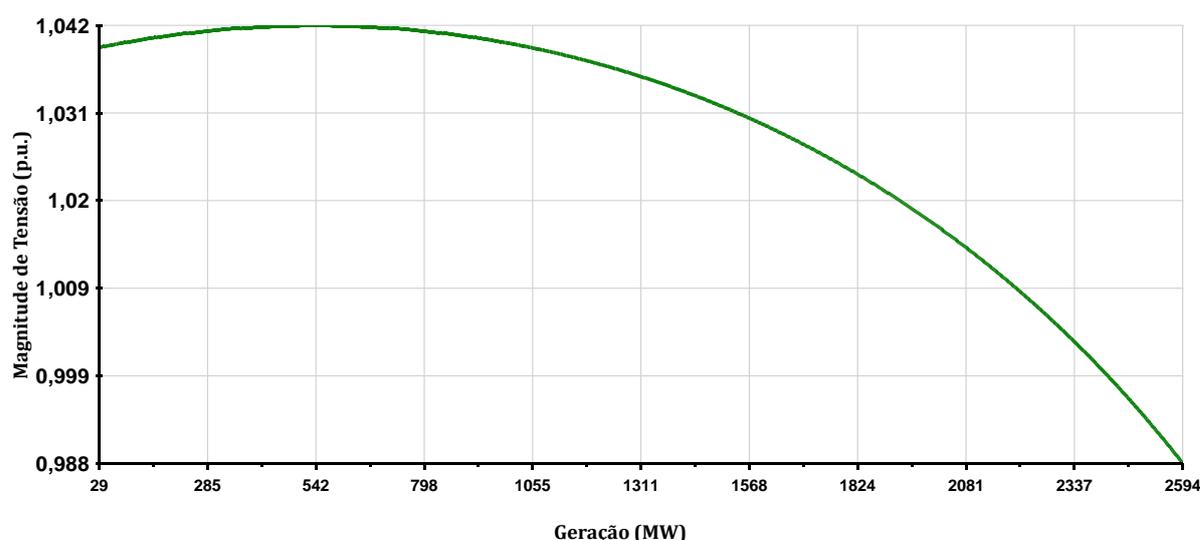
1% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	99,08%	2	99,73%
4	99,31%	1	99,74%
8	99,33%	16	99,91%
10	99,34%	19	99,92%
5	99,37%	15	99,94%
9	99,41%	7	99,99%
11	99,42%	18	100,00%
12	99,47%	17	100,01%
3	99,50%	20	100,04%
14	99,57%	21	100,14%
13	99,58%	23	100,14%
24	99,65%	22	100,51%

potência unitário e sem controle de tensão, foi conectada a todas as barras, uma por vez, e as perdas totais do sistema no período analisado foram contabilizadas. As perdas são apresentadas em porcentagem em relação a um caso base onde apenas a curva de carga foi considerada. As barras demarcadas com coloração vermelha representam barras de geração do sistema (barras do tipo PV ou referência). As barras cujas perdas elétricas são maiores que as obtidas pelo caso base em análise também estão em destaque (células azuis).

Primeiro serão analisados os resultados obtidos para o caso de PC. Para o nível de 1% de penetração é possível notar que a conexão da usina solar, na maioria das barras, causa uma redução das perdas, se comparado ao caso base do sistema que serviu como referência. As barras que apresentaram elevação do nível de perdas estão localizadas na área de 230kV do sistema. Esta área contém a maior parte do total de geração do sistema e conseqüentemente, o maior valor de perdas. Nota-se que destas barras as de números 17 e 20 não são barras de geração. Apesar de ser considerada como uma barra do tipo PQ, a barra 17 não possui nenhuma carga conectada a ela. Quando conectada a uma barra PQ, inicialmente a geração solar abate a carga da própria barra e o excedente é compartilhado no sistema. Quando a barra PQ não apresenta carga, toda a geração solar é injetada no sistema. Desta forma, a conexão da geração solar em qualquer barra desse tipo estaria elevando a capacidade de geração do sistema e conseqüentemente elevando as perdas.

Analisando a barra 20, pode-se perceber que ela também está localizada na área de 230kV. Para este caso, o valor máximo injetado de geração (28,5MW) é inferior à carga alocada na barra, que é de 128MW. Desta forma, a usina solar está abastecendo parte da carga da barra e assim reduzindo a carga total do sistema. Isso faz com que a barra de referência reduza seu nível de produção de potência ativa. Portanto, o sistema encontra um novo estado de operação cuja soma total de perdas é um pouco elevada em relação ao caso base. Percebe-se que à medida que o nível de penetração de geração nessa barra aumenta, a carga é completamente atendida pela geração solar e as perdas aumentam, porém o nível de tensão permanece aproximadamente constante dentro dos valores analisados (1 a 15%), como mostra a Figura 22.

Figura 22 – Curva PV da Barra 20.

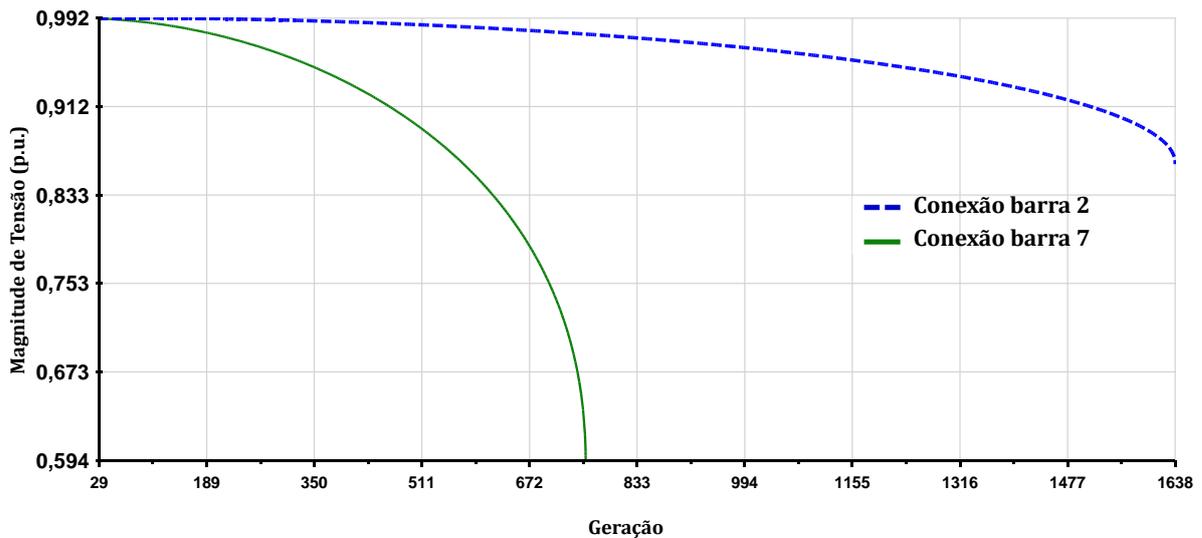


Fonte: Próprio Autor.

Tabela 6 – Resultados de perdas para o caso PC com 5% de penetração.

5% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	96,51%	16	99,70%
11	97,54%	1	99,73%
9	97,58%	2	99,74%
10	97,58%	15	99,84%
12	97,84%	19	99,87%
4	97,85%	18	100,00%
5	98,00%	17	100,13%
3	98,12%	20	100,51%
14	98,17%	21	100,74%
8	98,21%	23	101,04%
13	98,36%	7	102,23%
24	98,66%	22	102,82%

Figura 23 – Comparação de curvas PV da Barra 8.



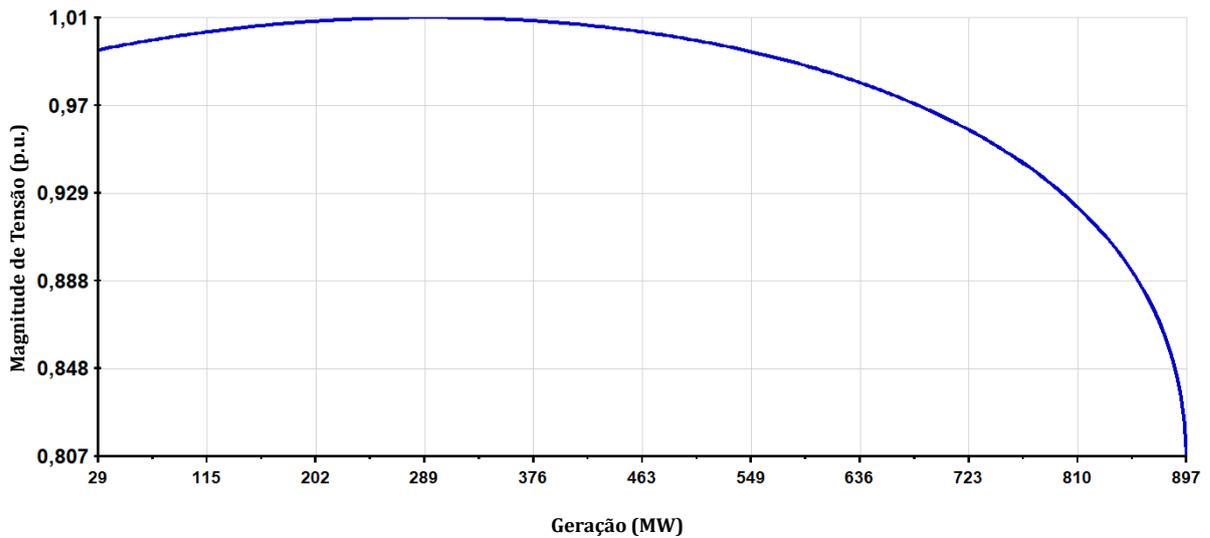
Fonte: Próprio Autor.

Considerando-se 5% de penetração (Tabela 6) apenas a Barra 7 apresentou inversão de comportamento, em relação ao caso anterior. Das barras que apresentam aumento de perdas, apenas a Barra 7 não faz parte da área de 230 kV. Usaremos a relação tensão-geração da barra 8 para analisar o comportamento da barra 7, dada a proximidade elétrica entre as barras. A Figura 23 mostra duas curvas PV para a barra 8 onde a curva verde (contínua) está relacionada à conexão da GD na barra 7 e a curva azul (tracejada) se relaciona à conexão da GD na barra 2 (gerador próximo eletricamente das barras 7 e 8). Analisando as curvas, percebe-se que quando a GD está conectada à barra 7 a magnitude de tensão da barra 8 tem um decaimento mais acentuado do que quando a GD se conecta à barra 2, causando assim um aumento significativo de perdas elétricas.

Tabela 7 – Resultados de perdas para o caso PC com 10% de penetração.

10% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	95,60%	18	100,00%
10	95,81%	15	100,02%
11	96,12%	8	100,10%
9	96,38%	19	100,39%
12	96,83%	17	100,43%
14	97,20%	21	101,64%
3	97,72%	20	101,85%
13	97,89%	1	102,01%
24	98,34%	2	102,05%
5	98,73%	23	102,98%
4	98,78%	22	106,32%
16	99,75%	7	109,90%

Figura 24 – Curva PV da Barra 8.



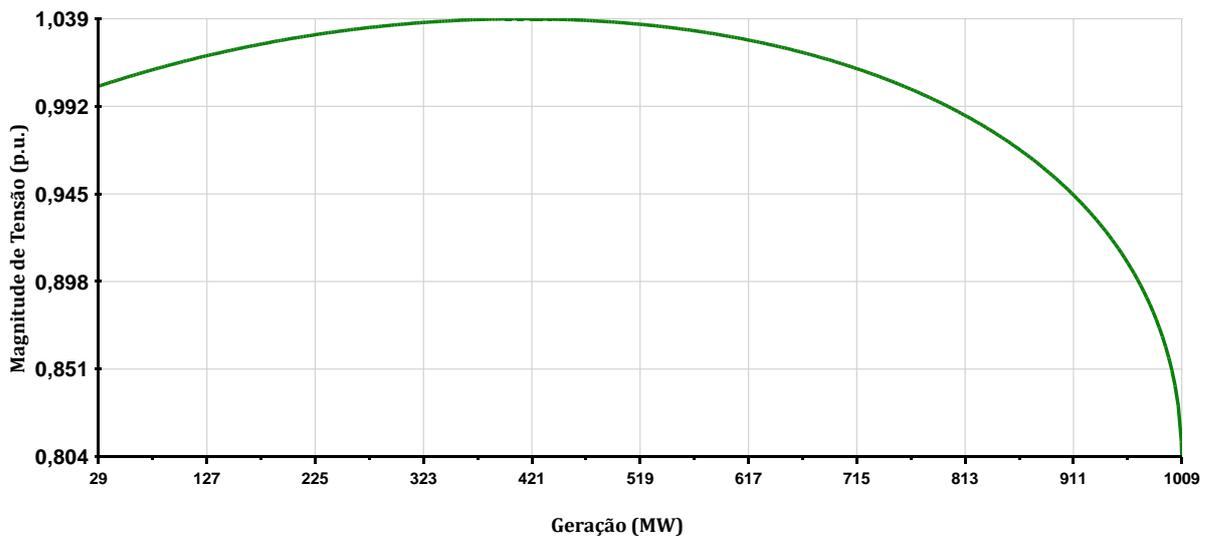
Fonte: Próprio Autor.

À medida que o nível de penetração da geração solar aumenta percebe-se uma redução significativa de perdas para algumas barras, como por exemplo, a Barra 6 que é uma barra de carga da área de 138kV. Porém para algumas barras o comportamento se inverte. Na Tabela 7 (10% de penetração) é possível ver que 5 barras apresentam agora aumento de perdas em relação ao caso base. Essas barras são as de números 1, 2, 8, 15 e 19. Analisando a curva P_xV, relacionada à Barra 8, mostrada na Figura 24 é possível perceber que para gerações maiores de 10% o nível de tensão começa a decair de forma significativa e isso impacta no nível de perdas do sistema.

Tabela 8 – Resultados de perdas para o caso PC com 15% de penetração.

15% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
10	95,61%	17	100,89%
12	95,72%	19	101,55%
11	95,74%	5	102,03%
9	96,38%	4	102,59%
6	97,04%	21	102,69%
14	97,05%	20	104,00%
13	98,57%	8	105,52%
3	98,70%	23	105,78%
24	99,03%	1	106,71%
18	100,00%	2	106,83%
16	100,14%	22	110,50%
15	100,54%	7	123,06%

Figura 25 – Curva PV da Barra 4.



Fonte: Próprio Autor.

Para o caso de 15% de penetração (Tabela 8) percebe-se que as barras 4, 5 e 16 apresentam mudança de comportamento. O comportamento das barras 4 e 5 são bem parecidos com o da barra 8, onde para gerações maiores de 15% existe uma redução grande no nível de tensão. Para exemplificar esse comportamento a Figura 25 mostra a curva PV para a barra 4.

Tabela 9 – Resultados de perdas para o caso PD com 1% de penetração.

1% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	99,19%	2	99,84%
4	99,41%	1	99,84%
10	99,44%	16	99,95%
8	99,46%	19	99,97%
5	99,47%	15	99,97%
9	99,50%	18	100,00%
11	99,50%	17	100,02%
12	99,56%	20	100,09%
3	99,56%	7	100,13%
14	99,63%	21	100,15%
13	99,66%	23	100,20%
24	99,70%	22	100,52%

O próximo caso a ser analisado será o caso com as curvas de PD. Percebe-se que para esse caso os picos de carga ocorrem quando a geração é bem próxima de zero, mas os picos de geração acontecem em períodos onde o consumo de energia ainda é considerável. Dessa forma, o comportamento das barras é bem próximo ao comportamento no caso anterior. O que é visível é que algumas barras apresentam mudança de comportamento em relação às perdas em níveis mais baixos de penetração. As Tabelas de 9 a 12 mostram os resultados obtidos por essa análise.

Tabela 10 – Resultados de perdas para o caso PD com 5% de penetração.

5% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	97,03%	16	99,87%
10	97,71%	15	99,98%
11	97,94%	18	100,00%
9	98,00%	19	100,11%
12	98,26%	17	100,19%
4	98,35%	1	100,24%
3	98,42%	2	100,25%
14	98,47%	21	100,79%
5	98,50%	20	100,79%
13	98,76%	23	101,34%
8	98,82%	7	102,86%
24	98,89%	22	102,87%

Para o caso de 1% a única barra que apresenta comportamento diferente do caso anterior é a barra 7. Já para o caso de 5% as barras 1, 2 e 19 já se apresentam com perdas maiores que o caso base. Algumas barras como as de número 8 e 15 apresentam mudança para o mesmo nível de penetração de 10%.

Tabela 11 – Resultados de perdas para o caso PD com 10% de penetração.

10% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	96,58%	16	100,08%
10	96,69%	15	100,30%
11	96,90%	17	100,54%
9	97,20%	19	100,86%
12	97,64%	8	101,25%
14	97,77%	21	101,74%
3	98,29%	20	102,40%
13	98,67%	1	102,98%
24	98,80%	2	103,03%
5	99,69%	23	103,55%
4	99,73%	22	106,41%
18	100,00%	7	111,08%

Tabela 12 – Resultados de perdas para o caso PD com 15% de penetração.

15% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
11	96,87%	17	101,06%
10	96,90%	19	102,24%
9	97,56%	21	102,83%
14	97,89%	5	103,41%
12	98,11%	4	103,94%
6	98,46%	20	104,81%
3	99,52%	23	106,64%
24	99,70%	8	107,17%
13	99,71%	1	108,10%
18	100,00%	2	108,23%
16	100,64%	22	110,64%
15	100,96%	7	124,73%

O último caso a ser analisado para o fluxo determinístico é o caso com curvas com PNC. Neste caso os picos de geração ocorrem nos momentos do dia onde a carga apresenta os menores valores, o que indica um excesso de produção de energia. Por conta disso, as perdas elétricas apresentadas são sempre maiores que as perdas do caso base, independente do nível de geração da usina solar. Como o excesso de geração é absorvido apenas pela barra de referência, o resultado de perdas para a barra 18 é sempre igual ao obtido pelo caso base.

Tabela 13 – Resultados de perdas para o caso PNC com 1% de penetração.

1% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
18	100,00%	19	100,63%
17	100,19%	22	100,67%
21	100,29%	12	100,67%
3	100,34%	4	100,72%
24	100,36%	13	100,73%
15	100,38%	5	100,79%
14	100,43%	20	100,87%
16	100,48%	23	101,02%
6	100,54%	8	101,05%
11	100,57%	1	101,16%
9	100,60%	2	101,17%
10	100,61%	7	101,79%

Tabela 14 – Resultados de perdas para o caso PNC com 5% de penetração.

5% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
18	100,00%	22	103,60%
17	101,01%	6	103,61%
21	101,49%	12	103,74%
15	102,05%	13	104,08%
24	102,18%	20	104,66%
3	102,21%	4	104,70%
16	102,28%	5	104,93%
14	102,47%	23	105,44%
11	103,23%	8	106,51%
19	103,41%	1	106,70%
9	103,43%	2	106,75%
10	103,52%	7	110,85%

A ordem em que as barras aparecem não sofre muita variação de um nível de penetração para outro, porém assim como nos outros dois casos anteriores para barras com perdas maiores que as perdas elétricas do caso base, quanto maior o nível de penetração de geração solar, maiores as perdas. Para todos os casos a pior barra para conexão é a barra 7 que é a barra com maior geração na área de 138kV. Como mostrado anteriormente o comportamento da barra 7 afeta bastante o comportamento da barra 8. Quanto maior o nível de penetração da geração na barra 7 maior a queda de tensão no barramento 8, o que explica a sua alta porcentagem de perdas.

Tabela 15 – Resultados de perdas para o caso PNC com 10% de penetração.

10% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
18	100,00%	10	108,13%
17	102,19%	12	108,48%
21	103,13%	13	109,20%
15	104,43%	6	109,37%
16	104,90%	20	110,09%
24	105,29%	23	111,70%
3	105,71%	4	112,06%
14	105,72%	5	112,22%
11	107,38%	1	115,59%
19	107,43%	2	115,73%
22	107,87%	8	116,19%
9	107,91%	7	126,52%

Tabela 16 – Resultados de perdas para o caso PNC com 15% de penetração.

15% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
18	100,00%	10	113,83%
17	103,54%	12	114,19%
21	104,93%	13	115,33%
15	107,13%	20	116,29%
16	107,85%	6	117,20%
24	109,32%	23	118,77%
14	109,73%	5	121,78%
3	110,49%	4	122,00%
19	112,05%	1	126,67%
11	112,42%	2	126,90%
22	112,81%	8	129,15%
9	113,42%	7	147,43%

6.2 FLUXO DE POTÊNCIA *AFFINE*

O próximo método a ser analisado é o FPA. Essa metodologia foi testada para o sistema IEEE14 barras no capítulo 4, mas agora serão apresentados os resultados de perdas elétricas levando em consideração a conexão de uma geração distribuída ao sistema IEEE24 barras.

Como já explicado anteriormente a variação aplicada aos valores de carga é simétrica em relação ao ponto central (caso base). Essa variação tem a intenção de replicar os efeitos da curva de carga apresentada na metodologia anterior. Testes com valores de intervalo que simulavam o comportamento da curva de carga original provaram que a metodologia apresenta algumas dificuldades para grandes variações, visto que o fluxo não encontrava

solução viável. Portanto, os resultados do fluxo *affine* foram obtidos para uma variação de carga de $\pm 10\%$. A variação aplicada à geração é assimétrica de forma que o intervalo de entrada seja do tipo $[0, Max_{Geração}^{Cenário}]$.

As tabelas de 17 a 20 apresentam os resultados de perdas em porcentagem comparados a um caso onde apenas a variação de carga foi considerada.

Tabela 17 – Resultados de perdas para o Fluxo *Affine* com 1% de penetração.

1% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	94,36%	12	97,11%
9	94,86%	7	97,13%
8	95,19%	17	97,30%
10	95,26%	24	97,32%
14	95,40%	16	97,88%
5	95,56%	19	98,06%
4	95,87%	20	98,32%
3	95,99%	15	98,50%
2	96,23%	23	98,66%
1	96,59%	21	99,24%
11	96,76%	18	100,00%
13	96,84%	22	100,02%

Os valores de perdas do método *affine* são obtidos em forma intervalar. Com a finalidade de comparar os valores obtidos para o caso com geração distribuída e o caso base foram considerados os pontos médios dos intervalos de perda.

Tabela 18 – Resultados de perdas para o Fluxo *Affine* com 5% de penetração.

5% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	80,00%	3	90,96%
10	82,94%	19	91,81%
14	83,41%	1	91,97%
9	84,33%	16	93,55%
11	84,88%	20	94,01%
4	85,04%	15	95,51%
2	86,52%	23	95,72%
12	86,88%	17	98,00%
8	87,13%	18	99,01%
5	88,27%	21	101,46%
13	90,41%	7	103,32%
24	90,76%	22	104,59%

Percebe-se que as perdas para a barra 18 (referência) para níveis de penetração de GD maiores que 5% são menores que as obtidas pelo caso base (99,01%). Isso pode ser explicado pela presença de erros de aproximação internos da metodologia que são maiores a medida que o nível de geração aumenta, mas também pode estar relacionado à comparação com ponto médio, que não leva em consideração todas as informações do intervalo.

Tabela 19 – Resultados de perdas para o Fluxo *Affine* com 10% de penetração.

10% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
10	74,52%	19	92,61%
11	77,10%	15	94,06%
9	77,92%	2	95,32%
14	78,09%	8	96,91%
12	80,94%	17	98,56%
6	81,43%	18	99,01%
5	85,38%	20	99,06%
3	85,93%	1	99,30%
13	87,01%	23	103,01%
24	88,88%	21	105,26%
4	90,58%	22	116,30%
16	91,78%	7	137,24%

Tabela 20 – Resultados de perdas para o Fluxo *Affine* com 15% de penetração.

15% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
11	77,16%	18	99,01%
10	78,04%	17	100,26%
6	80,14%	5	104,10%
9	81,06%	4	105,43%
14	81,39%	20	107,70%
12	82,72%	21	109,77%
3	92,29%	23	111,22%
13	92,37%	2	116,31%
16	93,52%	1	119,50%
24	95,39%	8	125,45%
15	96,15%	22	133,93%
19	98,87%	7	216,09%

6.3 SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO

A última metodologia a ser analisada será a Simulação de Monte Carlo que foi descrita com detalhes no capítulo 4. O método MC implementado possui 3000 iterações e usa curvas de distribuição de probabilidade uniforme, que foram geradas pela função *linspace* do ambiente MatLab. As demandas de energia real e reativa são selecionadas aleatoriamente a partir do intervalo de entrada, que tem amplitude de $\pm 10\%$ em torno da demanda do caso original. Um problema determinístico é resolvido em cada iteração do método MC para obter as variáveis de Fluxo de Potência, como a magnitude da tensão do barramento e as perdas elétricas nas linhas. Em seguida, o valor máximo de tensão entre todas as iterações é considerado o limite superior e o valor mínimo é considerado o limite inferior de tensão de barra.

Tabela 21 – Resultados de perdas para o Monte Carlo com 1% de penetração.

1% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	98,22%	2	99,41%
8	98,62%	1	99,54%
4	98,64%	15	99,71%
10	98,65%	16	99,78%
5	98,75%	19	99,80%
9	98,82%	7	99,84%
11	98,97%	18	99,93%
12	98,98%	17	100,08%
3	99,09%	20	100,10%
14	99,17%	21	100,25%
24	99,29%	23	100,37%
13	99,38%	22	100,99%

A cada iteração do MC o valor total de perdas elétricas para o ponto de operação é armazenado e ao final do processo esses valores são utilizados para calcular os intervalos de perdas elétricas. O menor valor total de perdas será alocado como limite inferior do intervalo, assim como o maior valor será o limite superior. Novamente foram analisados os quatro diferentes níveis de penetração apresentados na Tabela 4. Os resultados comparando os pontos médios dos intervalos do caso com penetração de GD e do caso base são apresentados nas Tabelas de 21 a 24.

Percebeu-se que o aumento do número de iterações no método MC acima de 3000 não apresenta melhora significativa nos limites associados. Devido a distribuição uniforme da variação dos parâmetros usada o método tende a subestimar o pior caso de variação. Desta forma é possível compreender o motivo das perdas da barra de referência (18) nem sempre estão exatamente em 100%.

Tabela 22 – Resultados de perdas para o Monte Carlo com 5% de penetração.

5% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	94,54%	16	99,43%
10	95,30%	15	99,69%
11	95,88%	18	100,01%
9	96,15%	19	100,24%
12	96,60%	17	100,26%
14	96,86%	1	100,73%
3	97,05%	2	100,74%
5	97,36%	21	101,65%
4	97,38%	20	101,72%
24	97,70%	23	102,91%
8	98,27%	7	105,81%
13	98,27%	22	106,27%

Tabela 23 – Resultados de perdas para o Monte Carlo com 10% de penetração.

10% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
10	94,83%	4	100,62%
11	95,01%	15	100,77%
6	95,36%	8	101,28%
9	95,75%	17	101,31%
14	96,49%	19	102,45%
12	96,77%	21	103,68%
3	98,47%	1	104,70%
24	98,61%	2	104,71%
13	99,66%	20	105,46%
18	99,95%	23	107,65%
16	100,09%	7	113,83%
5	100,37%	22	114,21%

6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Analisando as porcentagens de perdas elétricas em relação ao caso base, percebe-se que os resultados obtidos pelo método *affine* são bem mais extremos do que os obtidos pelas outras duas metodologias. Isso pode ser explicado pelo acúmulo de erros internos causados por operações não afins durante todo o processo.

Os intervalos de magnitude e ângulo de tensão obtidos pela metodologia são utilizados para o cálculo das perdas nas linhas do sistema. Esse cálculo envolve muitas operações não *affine* e portanto, os erros de aproximação são cada vez maiores. Esse erros afetam os intervalos finais de perdas elétricas totais do sistema e, conseqüentemente, os pontos médios analisados, tornando as porcentagens tão diferentes.

Tabela 24 – Resultados de perdas para o Monte Carlo com 15% de penetração.

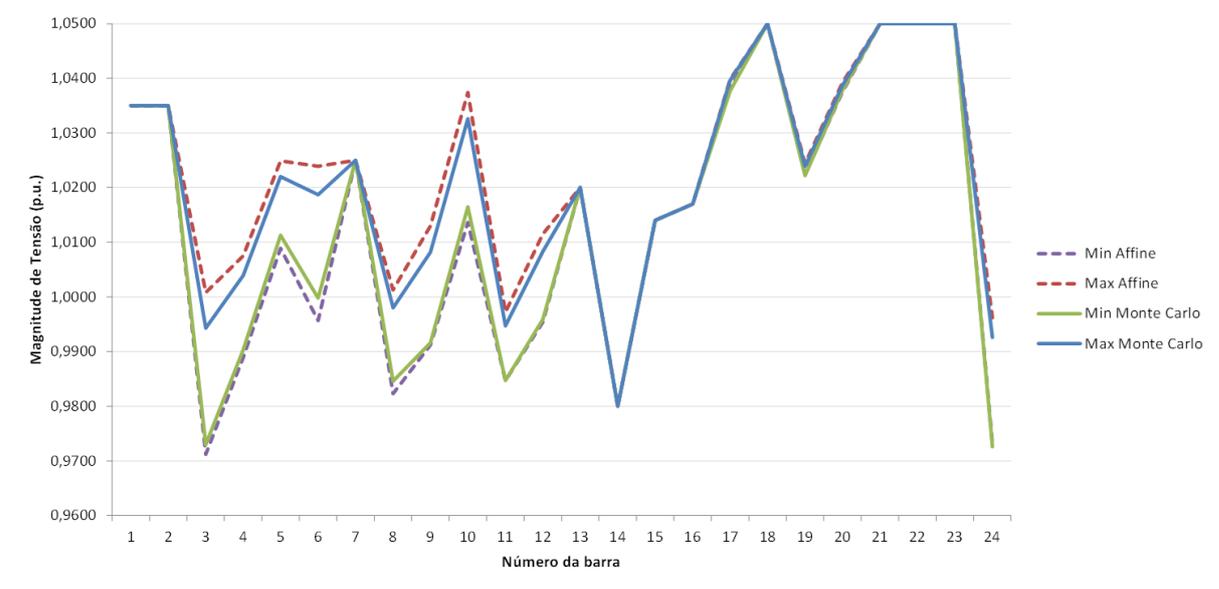
15% de Penetração			
Barra	Perdas	Barra	Perdas
10	95,08%	15	102,62%
11	95,49%	17	102,72%
9	96,37%	4	103,35%
6	96,72%	8	103,57%
12	97,16%	19	105,17%
14	97,43%	21	106,19%
18	100,08%	2	107,37%
3	101,08%	1	107,41%
13	101,28%	20	108,47%
24	101,29%	23	110,91%
16	101,92%	22	120,38%
5	102,57%	7	162,53%

Percebe-se que essa diferença quantitativa nos valores de perdas impacta na análise do comportamento do sistema após a conexão da unidade de geração intermitente. As barras apresentam a mudança de comportamento em relação ao caso base para níveis de penetração maiores do que para os outros métodos, o que torna a análise quantitativa das perdas não muito confiável. Porém a análise qualitativa das melhores barras para a conexão de uma GD mostra que a metodologia *affine* tem capacidade de identificar as áreas com menor índice de perdas elétricas para o sistema.

Conforme sugerido em (VACCARO; CANIZARES; VILLACCI, 2010), um fator de amplificação pode ser usado para forçar os intervalos da metodologia baseada em AA a estarem além dos obtidos pelo método MC. No entanto, essa análise só é válida quando se considera apenas variações na demanda do sistema. Quando uma geração intermitente também está em análise nem sempre o intervalo obtido pelo método *affine* será maior que o obtido pelo MC. As Figuras de 26 a 31 ilustram esse comportamento.

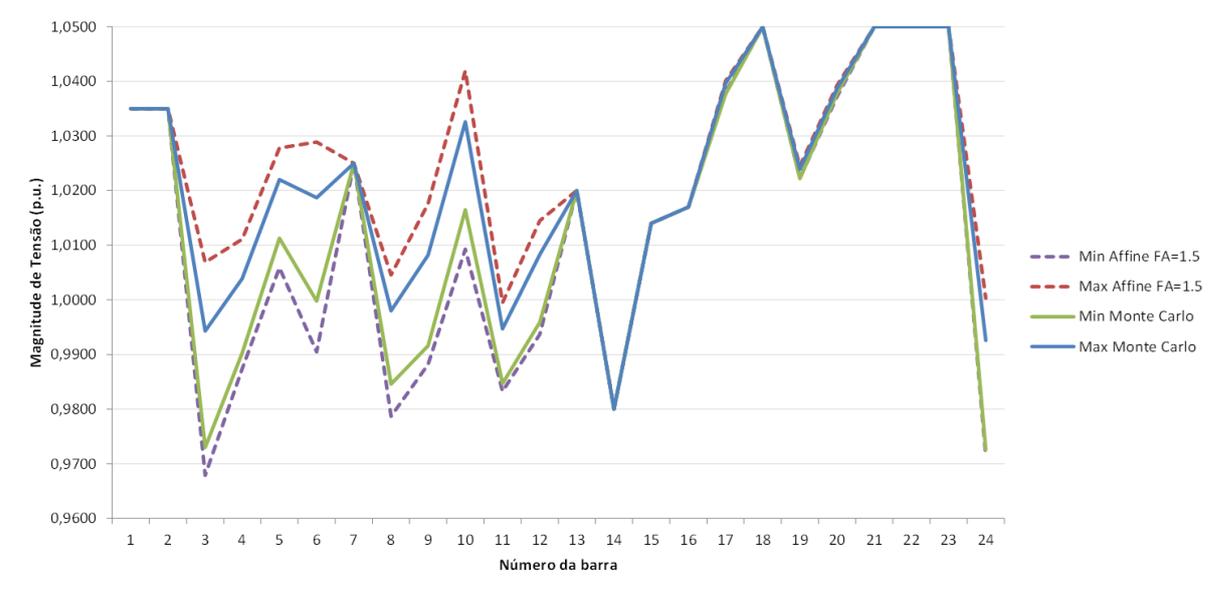
A Figura 26 apresenta os intervalos de tensão para cada barra do sistema, considerando apenas a variação nos valores de carga. É possível perceber que os intervalos de AA e MC são muito próximos, mas a metodologia *affine* apresenta uma faixa ligeiramente mais larga. Utilizando o mesmo exemplo, mas considerando um fator de amplificação de 1,5 (Figura 27) é possível perceber que os intervalos *affine* já são bem maiores que os obtidos pelo MC, principalmente nas barras de carga da área de 138kV (maior concentração de barras de carga do sistema).

Figura 26 – Tensão nas barras com apenas incerteza nos valores de carga.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 27 – Tensão nas barras com apenas incerteza nos valores de carga e fator de amplificação.

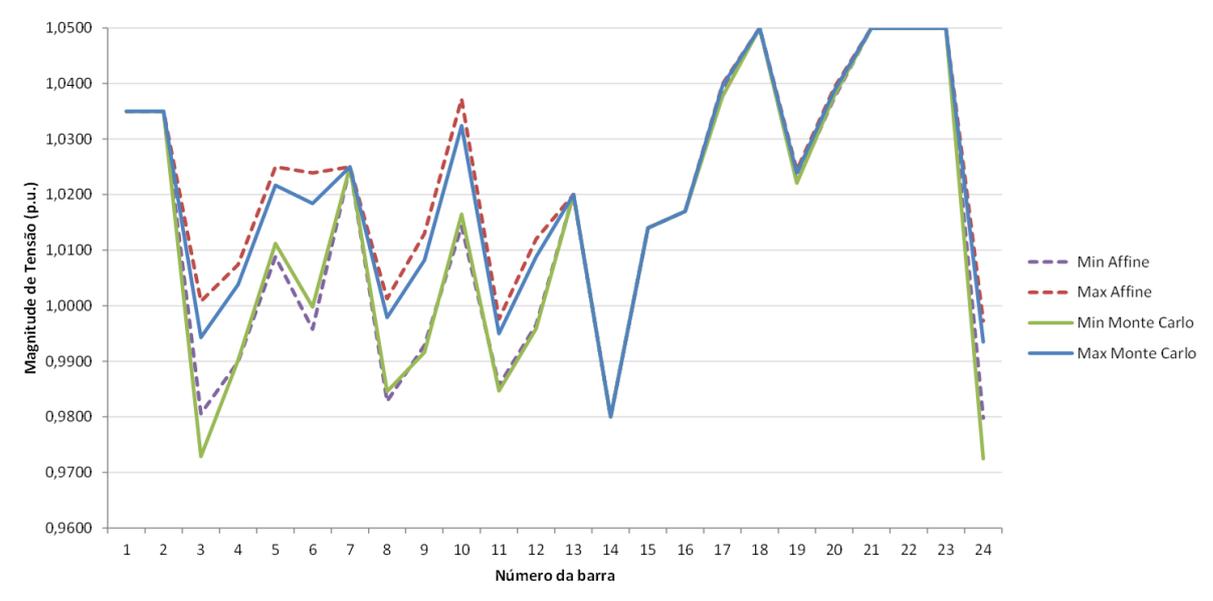


Fonte: Próprio Autor.

A Figura 28 mostra os intervalos de tensão de cada barra para o caso onde variações na carga e variação de 1% na geração são consideradas. É possível notar que para algumas barras o limite inferior do método MC é menor que o limite *affine*. Esse comportamento fica ainda mais evidente quando um fator de amplificação de 1,5 é utilizado, como ilustrado pela Figura 29.

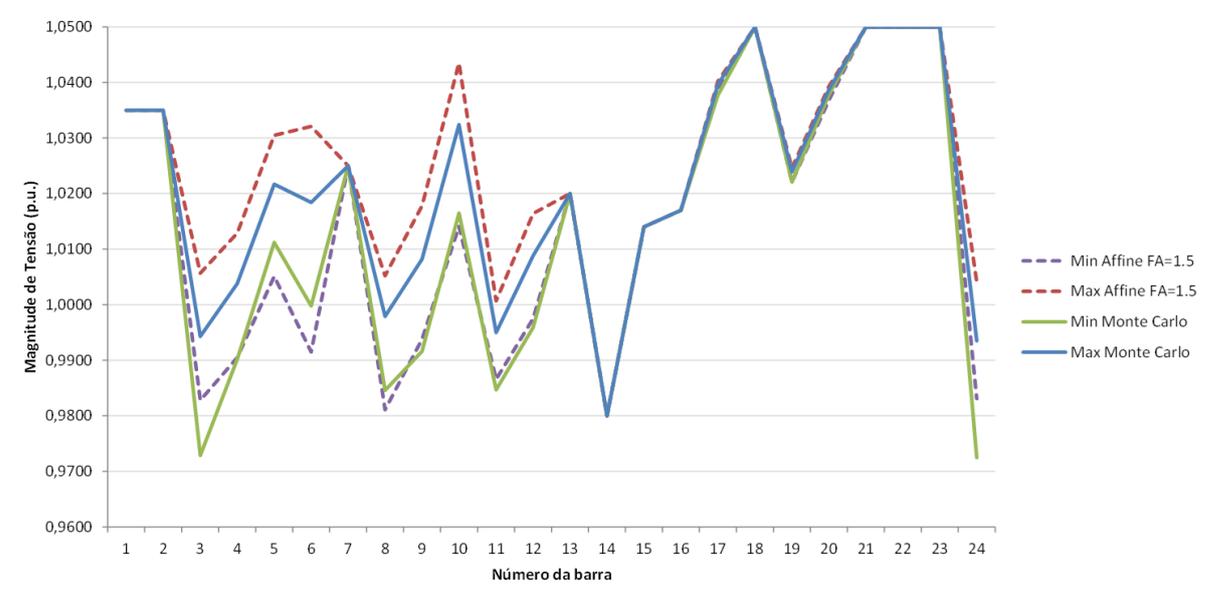
As variações no nível de penetração da GD não causam um impacto tão significativo nos intervalos de tensão. A maior diferença se encontra nos limites superiores, como se pode ver pelas Figuras 30 e 31.

Figura 28 – Tensão nas barras com incerteza nos valores de carga e geração (1% na Barra 1).



Fonte: Próprio Autor.

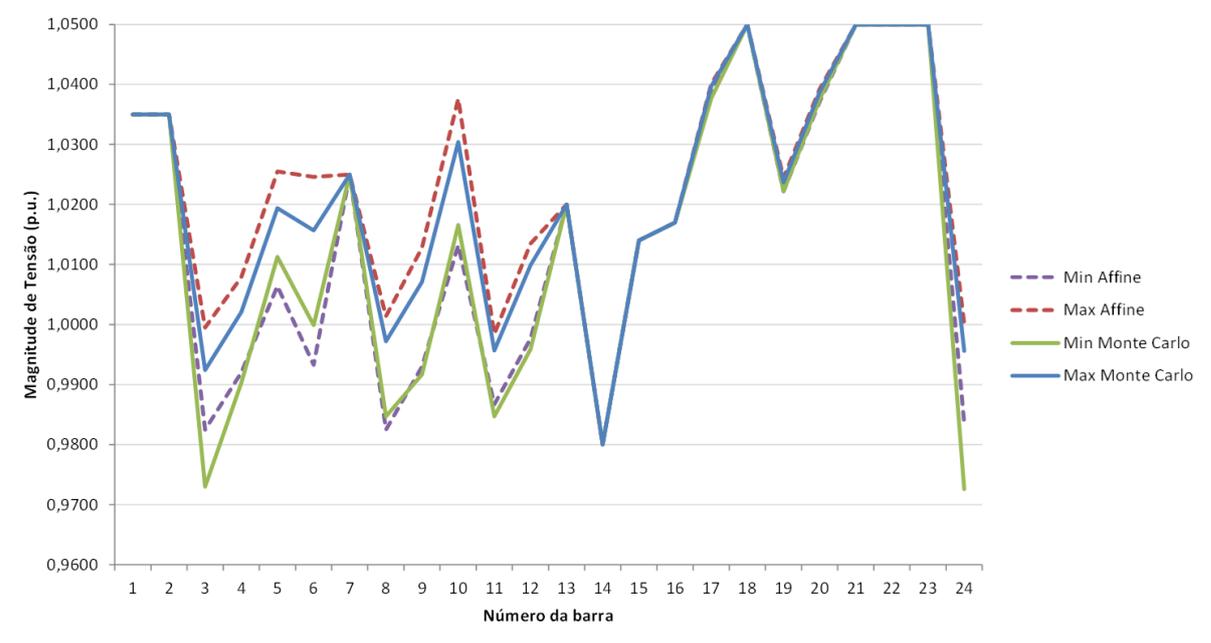
Figura 29 – Tensão nas barras com incerteza nos valores de carga e geração (1% na Barra 1) e fator de amplificação.



Fonte: Próprio Autor.

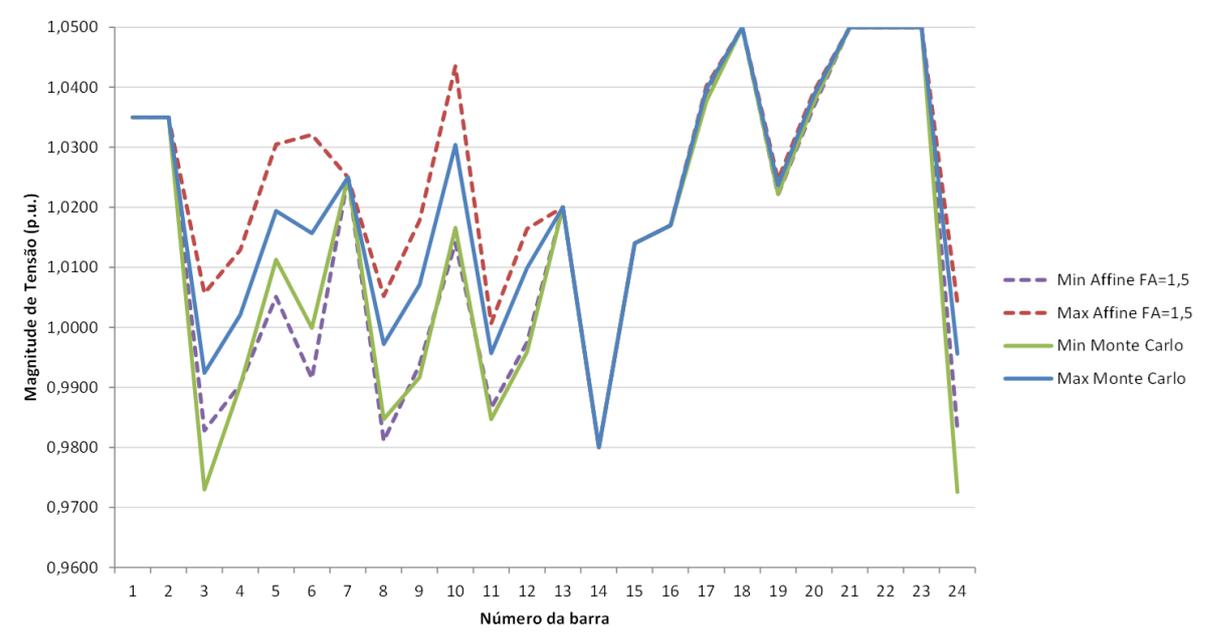
Ainda em se tratando de análise de magnitude de tensão dos barramentos é importante se certificar de que esses valores estejam dentro dos limites estabelecidos de 0,95 a 1,05 p.u.. Os valores foram analisados para a conexão da GD em todas as barras e para todas as metodologias, porém apenas algumas barras serão abordadas para exemplificar os resultados.

Figura 30 – Tensão nas barras com incerteza nos valores de carga e geração (5% na Barra 1).



Fonte: Próprio Autor.

Figura 31 – Tensão nas barras com incerteza nos valores de carga e geração (5% na Barra 1) e fator de amplificação.

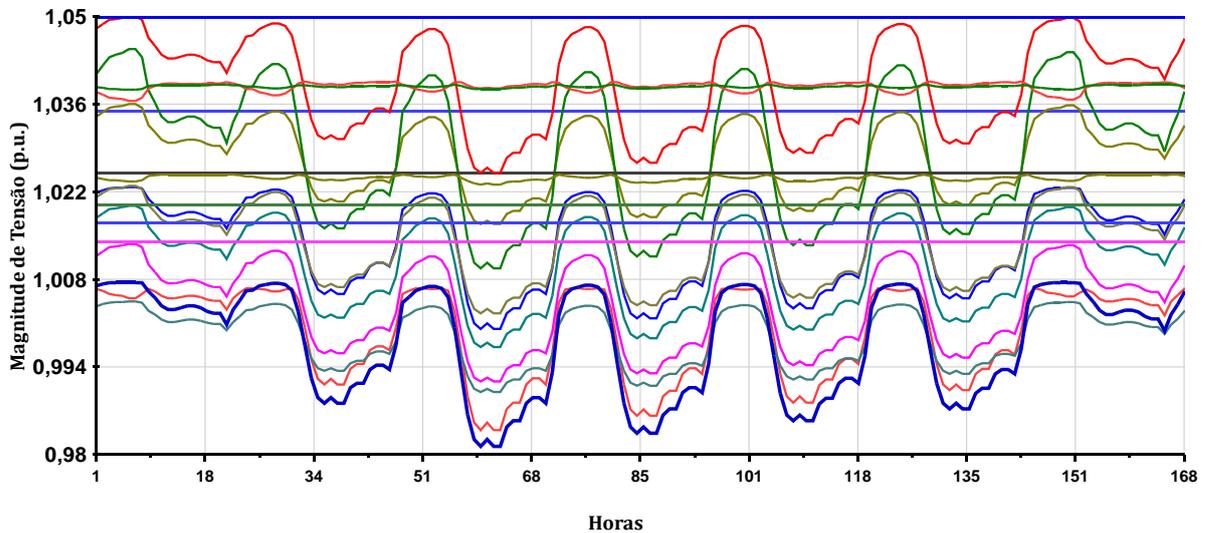


Fonte: Próprio Autor.

Inicialmente foram analisados os resultados de tensão para o FPDS com as curvas de PC, uma vez que esta é a situação de geração mais realista. Para o caso base, onde apenas a curva de carga é considerada, percebe-se que os níveis de tensão de todas as barras estão concentrados dentro do intervalo de 0,98 a 1,05 p.u., sendo este valor máximo o nível de tensão especificado de alguns geradores do sistema. Esse resultado é mostrado

na Figura 32.

Figura 32 – Magnitude de tensão de todas as barras do sistema para o caso base - FPDS.



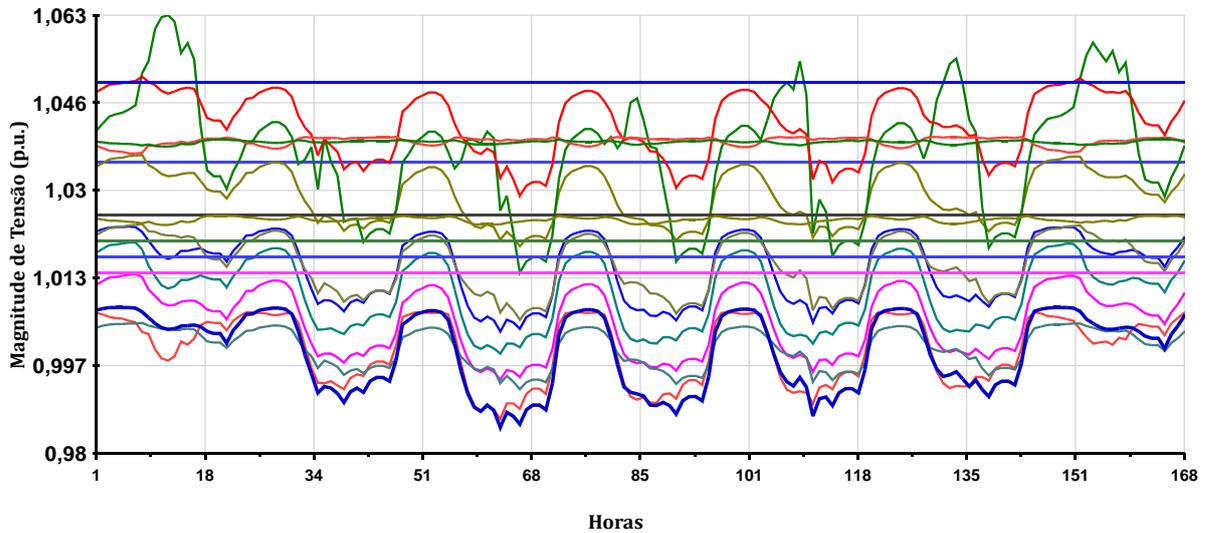
Fonte: Próprio Autor.

A medida que o nível da geração distribuída conectada aumenta, nota-se que o intervalo de valores de magnitude de tensão também aumenta. Para pequenas penetrações (1% e 5%) as barras que apresentam redução de perdas em relação ao caso base não apresentam nenhuma violação dos limites de tensão, mas para penetrações maiores é possível ver que algumas das barras apresentam uma pequena violação. A Figura 33 mostra os níveis de tensão para uma penetração de GD de 10% na Barra 6. É possível perceber uma violação de tensão nesta barra nas primeiras horas do estudo. Esse ponto coincide com um pico de geração que nessas horas é bem maior do que a demanda do sistema, o que indica a elevação da tensão na barra de conexão. Esse mesmo comportamento não foi observado para as metodologias *affine* e MC, uma vez que a curva de carga não foi aplicada à elas.

Outra situação de violação a ser analisada ocorre quando a conexão da GD é feita na barra 7. A um nível de penetração de 10% (Figura 34) é possível perceber que a tensão da barra 8 acompanha o perfil da curva de geração solar, porém com comportamento inverso, ou seja, sempre que há um pico de geração há um afundamento de tensão. Como já foi citado, a barra 8 é eletricamente muito próxima do gerador 7 e por isso sofre o maior impacto das variações de geração. Quando a penetração de GD aumenta para 15% nota-se que a tensão da barra 8 viola o limite inferior de tensão em alguns momentos do dia, nas mesmas horas onde ocorrem os maiores picos de geração. Esse resultado é mostrado na Figura 35 a seguir.

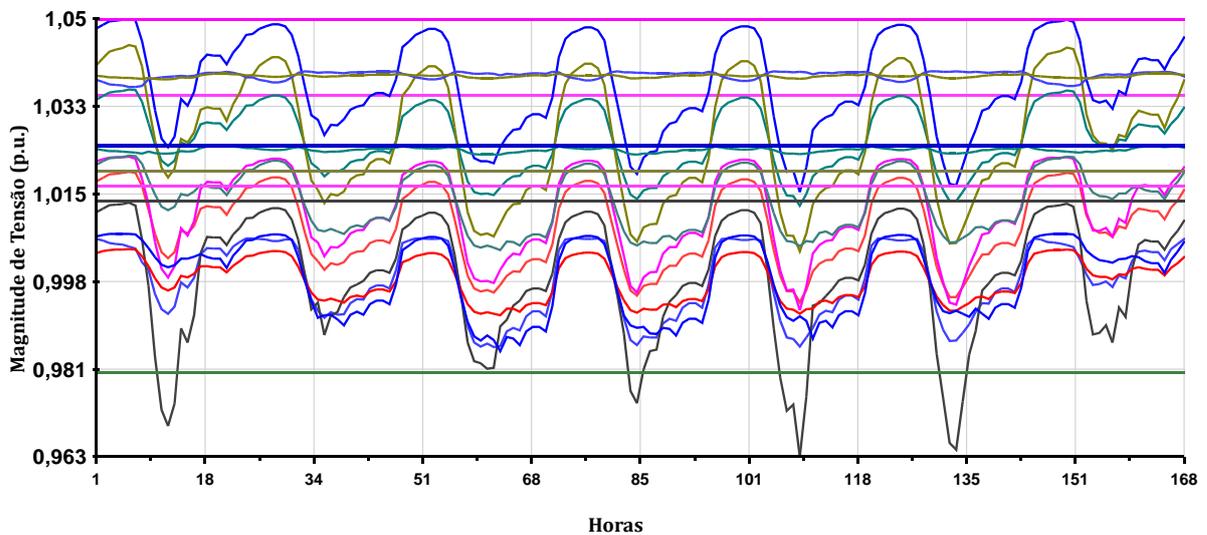
As metodologias *Affine* e Monte Carlo também apresentaram violação de tensão na barra 8 quando uma geração de 15% é alocada na barra 7. A Figura 36 mostra os

Figura 33 – Magnitude de tensão de todas as barras do sistema para o caso de penetração 10% (Barra 6) - FPDS.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 34 – Magnitude de tensão de todas as barras do sistema para o caso de penetração 10% (Barra 7) - FPDS.

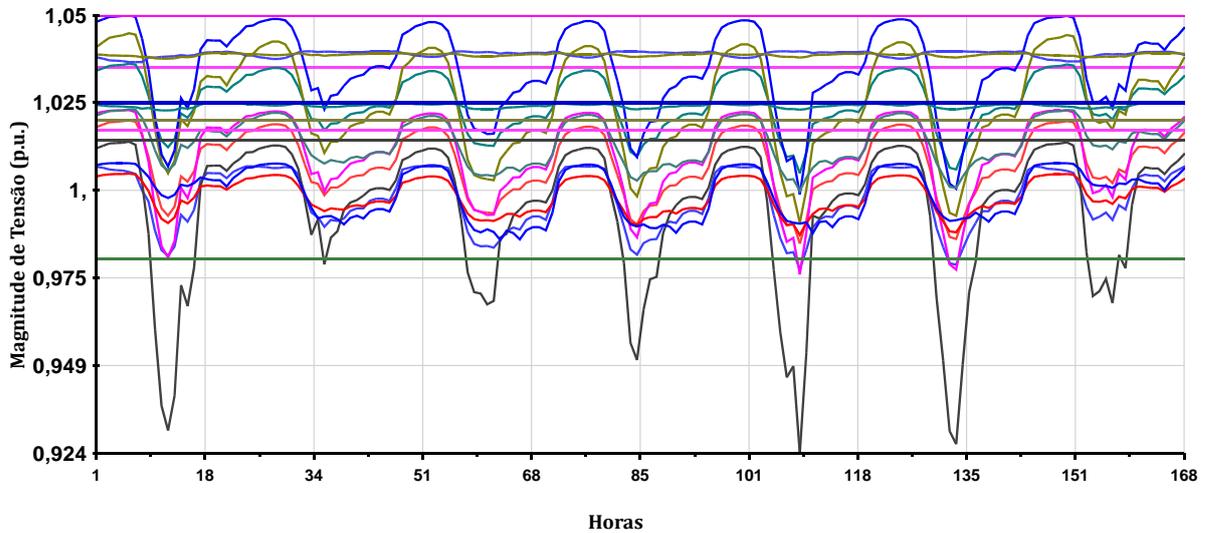


Fonte: Próprio Autor.

resultados obtidos.

A partir dessas análises é provado que mesmo que algumas barras apresentem reduções de perdas consideráveis quando comparadas às perdas do caso base, somente essa informação não é suficiente para determinar a melhor localização para a conexão de uma GD. A conexão de uma geração intermitente ao sistema traz a vantagem da redução de perdas elétricas, mas pode acarretar violações nos limites de tensão, o que pode induzir problemas em equipamentos da rede.

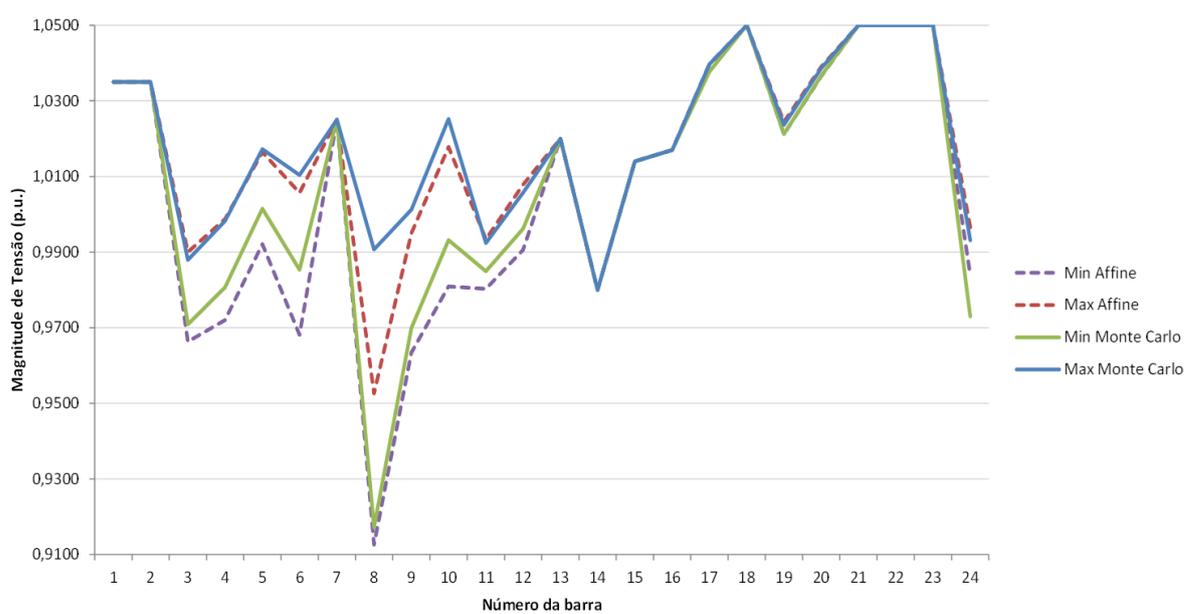
Figura 35 – Magnitude de tensão de todas as barras do sistema para o caso de penetração 15% (Barra 7) - FPDS.



Fonte: Próprio Autor.

Alguns dispositivos de controle de tensão podem ser incluídos na operação do sistema como, por exemplo, o chaveamento de bancos de capacitores e/ou reatores. Considerando esses controles seria possível analisar os impactos nos níveis de tensão e perdas do sistema dado a conexão de uma GD através da solução da curva de carga, mas a mesma análise não seria possível nas metodologias *affine* e intervalar.

Figura 36 – Magnitude de tensão para todas as barras do sistema para o caso de penetração 15% (Barra 7) - *Affine* e Monte Carlo.



Fonte: Próprio Autor.

A seguir é apresentado um sumário dos resultados obtidos pelas diferentes metodologias para facilitar a comparação dos mesmos. As Tabelas 25, 26, 27 e 28 apresentam os resultados para os níveis de penetração de 1, 5, 10, e 15%, respectivamente, ordenados de acordo com a porcentagem de perdas. As Tabelas 29, 30, 31 e 32 apresentam os mesmos resultados, porém ordenados de acordo com o número das barras.

Tabela 25 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 1% de penetração.

1% de Penetração							
Det. PC		Det. PNC		<i>Affine</i>		Monte Carlo	
Barra	Perdas	Barra	Perdas	Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	99,08%	18	100,00%	6	94,36%	6	98,22%
4	99,31%	17	100,19%	9	94,86%	8	98,62%
8	99,33%	21	100,29%	8	95,19%	4	98,64%
10	99,34%	3	100,34%	10	95,26%	10	98,65%
5	99,37%	24	100,36%	14	95,40%	5	98,75%
9	99,41%	15	100,38%	5	95,56%	9	98,82%
11	99,42%	14	100,43%	4	95,87%	11	98,97%
12	99,47%	16	100,48%	3	95,99%	12	98,98%
3	99,50%	6	100,54%	2	96,23%	3	99,09%
14	99,57%	11	100,57%	1	96,59%	14	99,17%
13	99,58%	9	100,60%	11	96,76%	24	99,29%
24	99,65%	10	100,61%	13	96,84%	13	99,38%
2	99,73%	19	100,63%	12	97,11%	2	99,41%
1	99,74%	22	100,67%	7	97,13%	1	99,54%
16	99,91%	12	100,67%	17	97,30%	15	99,71%
19	99,92%	4	100,72%	24	97,32%	16	99,78%
15	99,94%	13	100,73%	16	97,88%	19	99,80%
7	99,99%	5	100,79%	19	98,06%	7	99,84%
18	100,00%	20	100,87%	20	98,32%	18	99,93%
17	100,01%	23	101,02%	15	98,50%	17	100,08%
20	100,04%	8	101,05%	23	98,66%	20	100,10%
21	100,14%	1	101,16%	21	99,24%	21	100,25%
23	100,14%	2	101,17%	18	100,00%	23	100,37%
22	100,51%	7	101,19%	22	100,02%	22	100,99%

Tabela 26 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 5% de penetração.

5% de Penetração							
Det. PC		Det. PNC		<i>Affine</i>		Monte Carlo	
Barra	Perdas	Barra	Perdas	Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	96,51%	18	100,00%	6	80,00%	6	94,54%
11	97,54%	17	101,01%	10	82,94%	10	95,30%
9	97,58%	21	101,49%	14	83,41%	11	95,88%
10	97,58%	15	102,05%	9	84,33%	9	96,15%
12	97,84%	24	102,18%	11	84,88%	12	96,60%
4	97,85%	3	102,21%	4	85,04%	14	96,86%
5	98,00%	16	102,28%	2	86,52%	3	97,05%
3	98,12%	14	102,47%	12	86,88%	5	97,36%
14	98,17%	11	103,23%	8	87,13%	4	97,38%
8	98,21%	19	103,41%	5	88,27%	24	97,70%
13	98,36%	9	103,43%	13	90,41%	8	98,27%
24	98,66%	10	103,52%	24	90,76%	13	98,27%
16	99,70%	22	103,60%	3	90,96%	16	99,43%
1	99,73%	6	103,61%	19	91,81%	15	99,69%
2	99,74%	12	103,74%	1	91,97%	18	100,01%
15	99,84%	13	104,08%	16	93,55%	19	100,24%
19	99,87%	20	104,66%	20	94,01%	17	100,26%
18	100,00%	4	104,70%	15	95,51%	1	100,73%
17	100,13%	5	104,93%	23	95,72%	2	100,74%
20	100,51%	23	105,44%	17	98,00%	21	101,65%
21	100,74%	8	106,51%	18	99,01%	20	101,72%
23	101,04%	1	106,70%	21	101,46%	23	102,91%
7	102,23%	2	106,75%	7	103,32%	7	105,81%
22	102,82%	7	110,85%	22	104,59%	22	106,27%

Tabela 27 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 10% de penetração.

10% de Penetração							
Det. PC		Det. PNC		<i>Affine</i>		Monte Carlo	
Barra	Perdas	Barra	Perdas	Barra	Perdas	Barra	Perdas
6	95,60%	18	100,00%	10	74,52%	10	94,83%
10	95,81%	17	102,19%	11	77,10%	11	95,01%
11	96,12%	21	103,13%	9	77,92%	6	95,36%
9	96,38%	15	104,43%	14	78,09%	9	95,75%
12	96,83%	16	104,90%	12	80,94%	14	96,49%
14	97,20%	24	105,29%	6	81,43%	12	96,77%
3	97,72%	3	105,71%	5	85,38%	3	98,47%
13	97,89%	14	105,72%	3	85,93%	24	98,61%
24	98,34%	11	107,38%	13	87,01%	13	99,66%
5	98,73%	19	107,43%	24	88,88%	18	99,95%
4	98,78%	22	107,87%	4	90,58%	16	100,09%
16	99,75%	9	107,91%	16	91,78%	5	100,37%
18	100,00%	10	108,13%	19	92,61%	4	100,62%
15	100,02%	12	108,48%	15	94,06%	15	100,77%
8	100,10%	13	109,20%	2	95,32%	8	101,28%
19	100,39%	6	109,37%	8	96,91%	17	101,31%
17	100,43%	20	110,09%	17	98,56%	19	102,45%
21	101,64%	23	111,70%	18	99,01%	21	103,68%
20	101,85%	4	112,06%	20	99,06%	1	104,70%
1	102,01%	5	112,22%	1	99,30%	2	104,71%
2	102,05%	1	115,59%	23	103,01%	20	105,46%
23	102,98%	2	115,73%	21	105,26%	23	107,65%
22	106,32%	8	116,19%	22	116,30%	7	113,83%
7	109,90%	7	126,52%	7	137,24%	22	114,21%

Tabela 28 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 15% de penetração.

15% de Penetração							
Det. PC		Det. PNC		<i>Affine</i>		Monte Carlo	
Barra	Perdas	Barra	Perdas	Barra	Perdas	Barra	Perdas
10	95,61%	18	100,00%	11	77,16%	10	95,08%
12	95,72%	17	103,54%	10	78,04%	11	95,49%
11	95,74%	21	104,93%	6	80,14%	9	96,37%
9	96,38%	15	107,13%	9	81,06%	6	96,72%
6	97,04%	16	107,85%	14	81,39%	12	97,16%
14	97,05%	24	109,32%	12	82,72%	14	97,43%
13	98,57%	14	109,73%	3	92,29%	18	100,08%
3	98,70%	3	110,49%	13	92,37%	3	101,08%
24	99,03%	19	112,05%	16	93,52%	13	101,28%
18	100,00%	11	112,42%	24	95,39%	24	101,29%
16	100,14%	22	112,81%	15	96,15%	16	101,92%
15	100,54%	9	113,42%	19	98,87%	5	102,57%
17	100,89%	10	113,83%	18	99,01%	15	102,62%
19	101,55%	12	114,19%	17	100,26%	17	102,72%
5	102,03%	13	115,33%	5	104,10%	4	103,35%
4	102,59%	20	116,29%	4	105,43%	8	103,57%
21	102,69%	6	117,20%	20	107,70%	19	105,17%
20	104,00%	23	118,77%	21	109,77%	21	106,19%
8	105,52%	5	121,78%	23	111,22%	2	107,37%
23	105,78%	4	122,00%	2	116,31%	1	107,41%
1	106,71%	1	126,67%	1	119,50%	20	108,47%
2	106,83%	2	126,90%	8	125,45%	23	110,91%
22	110,50%	8	129,15%	22	133,93%	22	120,38%
7	123,06%	7	147,43%	7	216,09%	7	162,53%

Tabela 29 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 1% de penetração - Barras ordenadas.

1% de Penetração				
	Det. PC	Det. PNC	<i>Affine</i>	Monte Carlo
Barra	Perdas	Perdas	Perdas	Perdas
1	99,74%	101,16%	96,59%	99,54%
2	99,73%	101,17%	96,23%	99,41%
3	99,50%	100,34%	95,99%	99,09%
4	99,31%	100,72%	95,87%	98,64%
5	99,37%	100,79%	95,56%	98,75%
6	99,08%	100,54%	94,36%	98,22%
7	99,99%	101,19%	97,13%	99,84%
8	99,33%	101,05%	95,19%	98,62%
9	99,41%	100,60%	94,86%	98,82%
10	99,34%	100,61%	95,26%	98,65%
11	99,42%	100,57%	96,76%	98,97%
12	99,47%	100,67%	97,11%	98,98%
13	99,58%	100,73%	96,84%	99,38%
14	99,57%	100,43%	95,40%	99,17%
15	99,94%	100,38%	98,50%	99,71%
16	99,91%	100,48%	97,88%	99,78%
17	100,01%	100,19%	97,30%	100,08%
18	100,00%	100,00%	100,00%	99,93%
19	99,92%	100,63%	98,06%	99,80%
20	100,04%	100,87%	98,32%	100,10%
21	100,14%	100,29%	99,24%	100,25%
22	100,51%	100,67%	100,02%	100,99%
23	100,14%	101,02%	98,66%	100,37%
24	99,65%	100,36%	97,32%	99,29%

Tabela 30 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 5% de penetração - Barras ordenadas.

5% de Penetração				
	Det. PC	Det. PNC	<i>Affine</i>	Monte Carlo
Barra	Perdas	Perdas	Perdas	Perdas
1	99,73%	106,70%	91,97%	100,73%
2	99,74%	106,75%	86,52%	100,74%
3	98,12%	102,21%	90,96%	97,05%
4	97,85%	104,70%	85,04%	97,38%
5	98,00%	104,93%	88,27%	97,36%
6	96,51%	103,61%	80,00%	94,54%
7	102,23%	110,85%	103,32%	105,81%
8	98,21%	106,51%	87,13%	98,27%
9	97,58%	103,43%	84,33%	96,15%
10	97,58%	103,52%	82,94%	95,30%
11	97,54%	103,23%	84,88%	95,88%
12	97,84%	103,74%	86,88%	96,60%
13	98,36%	104,08%	90,41%	98,27%
14	98,17%	102,47%	83,41%	96,86%
15	99,84%	102,05%	95,51%	99,69%
16	99,70%	102,28%	93,55%	99,43%
17	100,13%	101,01%	98,00%	100,26%
18	100,00%	100,00%	99,01%	100,01%
19	99,87%	103,41%	91,81%	100,24%
20	100,51%	104,66%	94,01%	101,72%
21	100,74%	101,49%	101,46%	101,65%
22	102,82%	103,60%	104,59%	106,27%
23	101,04%	105,44%	95,72%	102,91%
24	98,66%	102,18%	90,76%	97,70%

Tabela 31 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 10% de penetração - Barras ordenadas.

10% de Penetração				
	Det. PC	Det. PNC	<i>Affine</i>	Monte Carlo
Barra	Perdas	Perdas	Perdas	Perdas
1	102,01%	115,59%	99,30%	104,70%
2	102,05%	115,73%	95,32%	104,71%
3	97,72%	105,71%	85,93%	98,47%
4	98,78%	112,06%	90,58%	100,62%
5	98,73%	112,22%	85,38%	100,37%
6	95,60%	109,37%	81,43%	95,36%
7	109,90%	126,52%	137,24%	113,83%
8	100,10%	116,19%	96,91%	101,28%
9	96,38%	107,91%	77,92%	95,75%
10	95,81%	108,13%	74,52%	94,83%
11	96,12%	107,38%	77,10%	95,01%
12	96,83%	108,48%	80,94%	96,77%
13	97,89%	109,20%	87,01%	99,66%
14	97,20%	105,72%	78,09%	96,49%
15	100,02%	104,43%	94,06%	100,77%
16	99,75%	104,90%	91,78%	100,09%
17	100,43%	102,19%	98,56%	101,31%
18	100,00%	100,00%	99,01%	99,95%
19	100,39%	107,43%	92,61%	102,45%
20	101,85%	110,09%	99,06%	105,46%
21	101,64%	103,13%	105,26%	103,68%
22	106,32%	107,87%	116,30%	114,21%
23	102,98%	111,70%	103,01%	107,65%
24	98,34%	105,29%	88,88%	98,61%

Tabela 32 – Comparação dos resultados de perdas para todas as metodologias com 15% de penetração - Barras ordenadas.

15% de Penetração				
	Det. PC	Det. PNC	<i>Affine</i>	Monte Carlo
Barra	Perdas	Perdas	Perdas	Perdas
1	106,71%	126,67%	119,50%	107,41%
2	106,83%	126,90%	116,31%	107,37%
3	98,70%	110,49%	92,29%	101,08%
4	102,59%	122,00%	105,43%	103,35%
5	102,03%	121,78%	104,10%	102,57%
6	97,04%	117,20%	80,14%	96,72%
7	123,06%	147,43%	216,09%	162,53%
8	105,52%	129,15%	125,45%	103,57%
9	96,38%	113,42%	81,06%	96,37%
10	95,61%	113,83%	78,04%	95,08%
11	95,74%	112,42%	77,16%	95,49%
12	95,72%	114,19%	82,72%	97,16%
13	98,57%	115,33%	92,37%	101,28%
14	97,05%	109,73%	81,39%	97,43%
15	100,54%	107,13%	96,15%	102,62%
16	100,14%	107,85%	93,52%	101,92%
17	100,89%	103,54%	100,26%	102,72%
18	100,00%	100,00%	99,01%	100,08%
19	101,55%	112,05%	98,87%	105,17%
20	104,00%	116,29%	107,70%	108,47%
21	102,69%	104,93%	109,77%	106,19%
22	110,50%	112,81%	133,93%	120,38%
23	105,78%	118,77%	111,22%	110,91%
24	99,03%	109,32%	95,39%	101,29%

Baseado em (OCHOA; HARRISON, 2011) e no estudo de Fluxo de Potência determinístico apresentado no capítulo anterior uma última análise pode ser feita. Considere a configuração 1, ou seja, a carga do sistema IEEE24 barras fixa em seu valor máximo e a geração distribuída também fixa em seu valor máximo para cada uma das penetrações da Tabela 4.

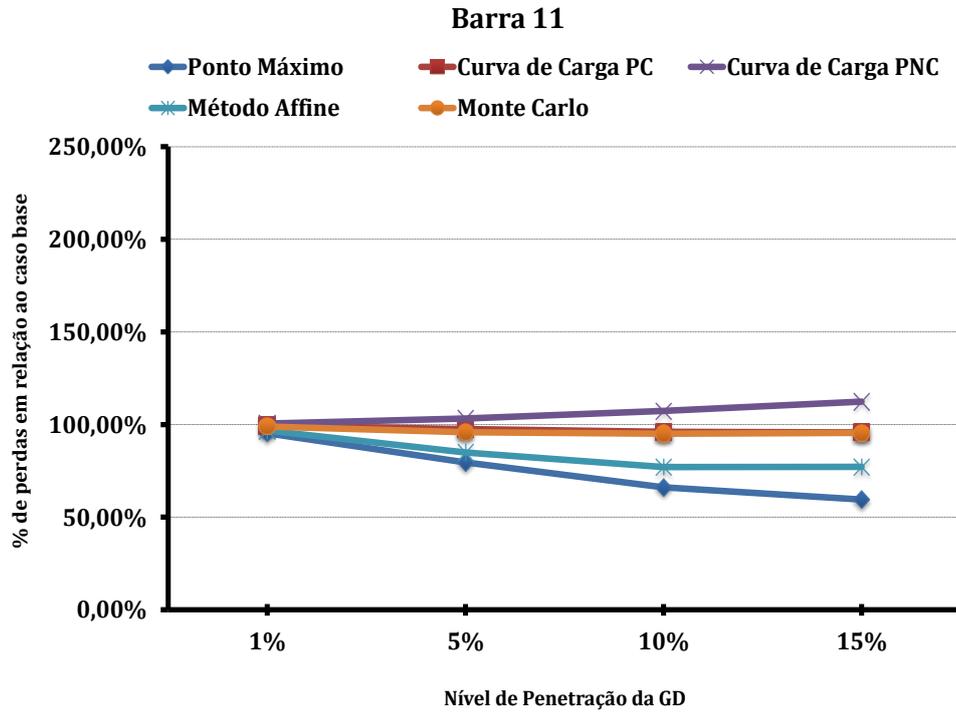
Os resultados de perdas para esta análise estão mostrados nas Figuras de 40 a 63, juntamente com os resultados das outras metodologias apresentadas. Para o método determinístico são representados os resultados do caso de picos coincidentes e picos não coincidentes. Essas imagens mostram um sumário gráfico dos resultados e são apresentadas no Apêndice D deste trabalho.

O gráfico com os resultados para as Barra 11 e 12 são repetidos a seguir para auxiliar na análise final dos resultados. É possível notar que o comportamento dos resultados *affine* se aproxima bastante do comportamento dos resultados obtidos no ponto máximo de carga e geração. Isso pode ser explicado pelo fato de que a metodologia *affine* utiliza o ponto de carga máxima como ponto médio do intervalo de demanda a ser analisado.

Os resultados de perda da metodologia *affine* mostrados no gráfico são os pontos médios dos intervalos de perdas totais do sistema para cada caso. Porém estes valores não correspondem exatamente aos valores de perdas obtidos pelo ponto máximo, o que seria esperado. Percebe-se também que quanto maior o nível de penetração da geração, maiores as diferenças nas perdas dessas duas metodologias. Isso ocorre por conta de erros internos e de aproximação da metodologia *affine* que afeta diretamente o tamanho do intervalo de perdas e, conseqüentemente, o seu valor médio.

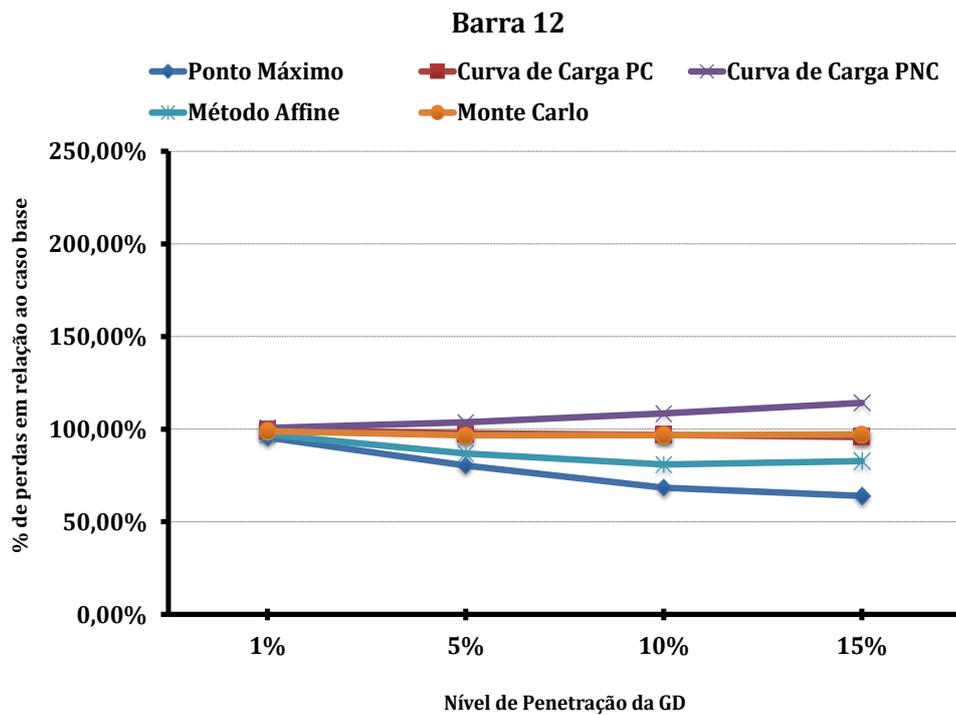
Os resultados do Método de MC se aproximam bastante dos resultados obtidos pelo método de FPDS com curvas de carga e geração com picos coincidentes. Esse comportamento valida a análise do FPDS quando se tem variações de carga e geração com características parecidas.

Figura 37 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 11.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 38 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 12.



Fonte: Próprio Autor.

7 CONCLUSÕES

A presença de geração distribuída em sistema de potência pode apresentar algumas vantagens como a redução de perdas elétricas e melhoramento dos níveis de confiabilidade do sistema e também de tensão. Porém a conexão desse tipo de geração à rede precisa ser estudada a fundo, pois à medida que a potência instalada supera os níveis de carga demandados podem ocorrer elevações de tensão no ponto de conexão e isso pode afetar o funcionamento de alguns equipamentos.

A utilização crescente de geradores solares no Brasil e no mundo motivou o estudo deste trabalho. O objetivo principal era avaliar os impactos nos níveis de perdas elétricas e de tensão nas barras quando uma usina solar era conectada a uma barra do sistema. Foram consideradas duas metodologias de análise para o Fluxo de Potência na presença de incertezas: Aritmética *Affine* e Fluxo Determinístico Sequencial ao longo da curva de carga. Os resultados obtidos foram então comparados aos resultados das simulações de Monte Carlo, com objetivo de validação.

O método determinístico solucionou uma curva padrão de demanda, obtida através do Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE, utilizando uma representação de GD obtida através de dados reais de geração solar do Laboratório Solar da Universidade Federal de Juiz de Fora. A metodologia *affine* considerou a mesma variação de geração, porém precisou utilizar uma variação menor de carga em sua análise.

Através dos resultados obtidos na Seção 6.1 é possível perceber que a análise real de perdas totais depende muito do perfil de geração intermitente em estudo. A análise feita para curvas de carga e geração com picos coincidentes apresenta uma análise muito satisfatória para gerações solares, nas quais o perfil de geração é mais comportado e tende a se repetir ao longo dos dias. Porém a metodologia se provou capaz de encontrar a área ótima de conexão de uma GD mesmo em diferentes condições. Uma desvantagem desse método é a de que ele exige grande esforço computacional em sua solução, devido ao expressivo número de Fluxos de Potência que devem ser resolvidos. Esse número aumenta de acordo com a amostragem e o tempo de estudo.

Como visto na Seção 6.2, a metodologia *affine* não se comporta muito bem para grandes incertezas nas variáveis de carga do sistema, o que pode limitar a sua aplicação para sistemas de grande porte. Quanto as incertezas nos valores de GD a metodologia se mostrou capaz de analisar grandes variações, sendo possível sua aplicação no estudo de outras formas de geração intermitente. Quando comparada com outras metodologias, os resultados *affine* apresentam valores de redução perdas muito maiores, não condizendo muito com os valores determinados por outras metodologias. Portanto, a análise quantitativa dos resultados deve ser feita com cuidado. Porém, qualitativamente os resultados são bem concisos, indicando a mesma região como ótima para conexão da GD. Uma vantagem deste

método é um esforço computacional menor do que o método determinístico apresentado, obtendo bons resultados com um menor número de fluxos resolvidos.

A comparação dos resultados obtidos, mostrados na Seção 6.4, valida os resultados obtidos pelas metodologias *affine* e determinística em estudo. Nos testes realizados as diferenças encontradas nos resultados *affine* se devem ao fato de que o processo de operações não-*affine* apresenta alguns erros internos e de aproximação. Apesar da pequena diferença na ordenação das barras em relação às perdas elétricas totais do sistema, todas as metodologias concordam quanto a região ótima de conexão da usina de geração solar. Além disso, todas as metodologias se provaram eficientes na análise de diversos níveis de penetração e em situações diferentes de carga.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

A análise do Fluxo de Potência ao longo da curva de carga representa uma visão muito mais realista do problema de conexão de geração distribuída a rede, pois considera as métricas reais de operação do sistema e consegue capturar os efeitos da variabilidade da demanda e da geração intermitente sobre as perdas totais de energia para um determinado horizonte. A metodologia de fluxo determinístico apresenta boa confiabilidade e resultados coerentes com o real comportamento do sistema, representando de forma adequada o comportamento entre as variações de carga e geração intermitente. Contudo, avalia-se que sua utilização em sistemas reais e de grande porte pode apresentar esforço computacional considerável dificultando sua utilização.

Como trabalho futuro relacionado ao tema pode-se considerar a proposição de uma nova metodologia de análise de perdas elétricas que leve em conta técnicas bio-inspiradas para a solução das curvas de carga e geração de forma mais eficiente. Seria possível também investigar a utilização de esquemas especiais de controle de tensão e demais ações de controle que possam ser aplicadas de forma favorável à implantação de GD. Avalia-se que em um contexto de *smartgrids* tais controles possam ser implantados e utilizados na operação normal das redes em um futuro próximo.

REFERÊNCIAS

- AI, Q.; WANG, X.; HE, X. The impact of large-scale distributed generation on power grid and microgrids. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 62, p. 417–423, 2014.
- AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE transactions on Power Systems**, IEEE, v. 7, n. 1, p. 416–423, 1992.
- ALTOMAR, M. B.; FILHO, J. A. P.; CARVALHO, E. D. M. de. Assessment of solar generation power plants through sequential newton power flow solutions along the weekly load curve. **CLAGTEE 2015 - THE XI LATIN-AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION**, 2015.
- AYRES, H. *et al.* Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed generation without steady-state voltage violations. **IET generation, transmission & distribution**, IET, v. 4, n. 4, p. 495–508, 2010.
- BENEDITO, R. d. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009.
- BORGES, C. L.; FALCAO, D. M. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 28, n. 6, p. 413–420, 2006.
- CANTARINO, M. *et al.* **Análise de sensibilidade da margem de carregamento em sistemas elétricos de potência: Um estudo comparativo**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), 2007.
- CHOWDHURY, S.; CROSSLEY, P. **Microgrids and active distribution networks**. [S.l.]: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- COMBA, J.; STOLFI, J. **Affine arithmetic and its applications to computer graphics**. **Anais do VII SIBGRAPI**, 9–18. 1993.
- DIAS, J. A. S. Avaliação da confiabilidade composta baseada em simulação monte carlo com representação da geração eólica. **Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro**, 2008.
- FILHO, J. A. P. **Representação e avaliação do desempenho de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência**. Tese (Doutorado) — Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- GAMPA, S. R.; DAS, D. Optimum placement and sizing of dgs considering average hourly variations of load. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 66, p. 25–40, 2015.
- GHOSH, S.; GHOSHAL, S. P.; GHOSH, S. Optimal sizing and placement of distributed generation in a network system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 32, n. 8, p. 849–856, 2010.

GÖZEL, T.; HOCAOGLU, M. H. An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 79, n. 6, p. 912–918, 2009.

GRIGG, C. *et al.* The IEEE reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 1010–1020, 1999.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; LEE, K. Y. Optimal placement of dispatchable and nondispatchable renewable dg units in distribution networks for minimizing energy loss. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 55, p. 179–186, 2014.

KHALESİ, N.; REZAEI, N.; HAGHIFAM, M.-R. Dg allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 33, n. 2, p. 288–295, 2011.

KROPOSKI, B.; MATHER, B. Rise of distributed power: Integrating solar energy into the grid [guest editorial]. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 13, n. 2, p. 14–18, 2015.

MASTERS, C. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kv overhead lines. **Power engineering journal**, IET, v. 16, n. 1, p. 5–12, 2002.

MME, M. D. M. E. E. **Energia Solar no Brasil e Mundo - Ano de referência - 2015**. 2016. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154>>.

MOONEY, C. Z. **Monte carlo simulation**. [S.l.]: Sage Publications, 1997. v. 116.

MORADI, M. H.; ABEDINI, M. A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal dg location and sizing in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 34, n. 1, p. 66–74, 2012.

MORI, H.; YUIHARA, A. Calculation of multiple power flow solutions with the krawczyk method. In: IEEE. **Circuits and Systems, 1999. ISCAS'99. Proceedings of the 1999 IEEE International Symposium on**. [S.l.], 1999. v. 5, p. 94–97.

MUÑOZ, J. *et al.* An affine arithmetic-based method for voltage stability assessment of power systems with intermittent generation sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 28, n. 4, p. 4475–4487, 2013.

OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 26, n. 1, p. 198–205, 2011.

OTHMAN, M. *et al.* Optimal placement and sizing of distributed generators in unbalanced distribution systems using supervised big bang-big crunch method. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 30, n. 2, p. 911–919, 2015.

PEREIRA, L.; COSTA, V. D. Interval analysis applied to the maximum loading point of electric power systems considering load data uncertainties. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 54, p. 334–340, 2014.

PEREIRA, L.; COSTA, V. D.; ROSA, A. Interval arithmetic in current injection power flow analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 43, n. 1, p. 1106–1113, 2012.

PIRNIA, M. **Stochastic modeling and analysis of power systems with intermittent energy sources**. Tese (Doutorado) — University of Waterloo, 2014.

PIRNIA, M. *et al.* An affine arithmetic method to solve the stochastic power flow problem based on a mixed complementarity formulation. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE**. [S.l.], 2012. p. 1–7.

PIRNIA, M. *et al.* A novel affine arithmetic method to solve optimal power flow problems with uncertainties. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 29, n. 6, p. 2775–2783, 2014.

RUMP, S. INTLAB - INTerval LABoratory. In: CSENDES, T. (Ed.). **Developments in Reliable Computing**. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1999. p. 77–104. <<http://www.ti3.tuhh.de/rump/>>.

SEYDEL, R. **Practical bifurcation and stability analysis**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2009. v. 5.

SMITH, J. *et al.* It's all in the plans: Maximizing the benefits and minimizing the impacts of ders in an integrated grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, IEEE, v. 13, n. 2, p. 20–29, 2015.

STOL, J.; FIGUEIREDO, L. H. D. Self-validated numerical methods and applications. In: **Monograph for 21st Brazilian Mathematics Colloquium, IMPA, Rio de Janeiro**. [S.l.: s.n.], 1997.

SUBCOMMITTEE, P. M. Ieee reliability test system. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-98, n. 6, p. 2047–2054, 1979.

TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power flow solution by newton's method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, Ieee, n. 11, p. 1449–1460, 1967.

TINNEY, W. F.; WALKER, J. W. Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 55, n. 11, p. 1801–1809, 1967.

TOLMASQUIM, M. T. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. **Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética**, 2016.

VACCARO, A.; CANIZARES, C. A.; VILLACCI, D. An affine arithmetic-based methodology for reliable power flow analysis in the presence of data uncertainty. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 25, n. 2, p. 624–632, 2010.

VARGAS, R. R. d. *et al.* Incerteza de dados em fluxo de potência: uma abordagem com a matemática intervalar do c-xsc. **TEMA - Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional**, 2008.

WANG, S.; HAN, L.; WU, L. Uncertainty tracing of distributed generations via complex affine arithmetic based unbalanced three-phase power flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 30, n. 6, p. 3053–3062, 2015.

WANG, Z.; ALVARADO, F. L. Interval arithmetic in power flow analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 7, n. 3, p. 1341–1349, 1992.

APÊNDICE A – Revisão do método de Newton-Raphson para solução do Fluxo de Potência

A.1 Considerações Iniciais

O cálculo de um Fluxo de Potência está relacionado à solução de um sistema de equações algébricas não lineares. Métodos diretos de solução não são capazes de solucionar este problema, na grande maioria dos casos, devendo então ser usado um método iterativo.

O método de Newton-Raphson (NR) é um método iterativo no qual aproxima-se um conjunto de equações não-lineares simultâneas por um conjunto de equações lineares usando expansão por séries de Taylor e os termos são restritos a aproximação de primeira ordem. O método de NR é mais eficiente para grandes sistemas de potência. A principal vantagem deste método é que o número de iterações necessário para obter a solução é independente do tamanho do problema o que o torna computacionalmente mais rápido.

O objetivo deste apêndice é fazer uma rápida revisão da solução das equações de Fluxo de Potência pelo método de Newton-Raphson.

A.2 Método de Newton-Raphson

Considere a função a seguir:

$$y = f(x) \tag{A.1}$$

As raízes desta função podem ser obtidas pelo método de NR. Inicialmente escolhe-se uma aproximação para estas raízes. Após isso, calcula-se a equação da reta tangente (derivada) da função nesse ponto e a interseção dela com o eixo das abcissas, a fim de encontrar uma melhor aproximação para a raiz. Repetindo-se o processo, cria-se um método iterativo para encontrarmos a raiz da função.

Para resolvermos o problema de uma variável ($f(x) = 0$), nós expandíamos a função $f(x)$ em torno de $x^{(h)}$ por sua Série de Taylor, de modo a obtermos

$$y = f(x^{(h)}) + f'(x^{(h)})\Delta x^{(h)} + \frac{f''(x^{(h)})}{2!}(\Delta x^{(h)})^2 + \dots \tag{A.2}$$

$$y - f(x^{(h)}) = f'(x^{(h)})\Delta x^{(h)} \tag{A.3}$$

$$\Delta y^{(h)} = y - f(x^{(h)}) \tag{A.4}$$

$$\Delta x^{(h)} = [f'(x^{(h)})]^{-1}\Delta y^{(h)} \tag{A.5}$$

A variável x é atualizada a cada iteração do método da seguinte forma

$$x^{(h+1)} = x^{(h)} + \Delta x^{(h)} \tag{A.6}$$

O processo retorna a A.2 até que a convergência seja obtida, quando

$$x^{(h+1)} - x^{(h)} \leq \epsilon \quad (\text{A.7})$$

Generalizando o método para problemas com mais de uma variável, tem-se:

$$\begin{aligned} y_1 &= f_1(x_1, x_2, \dots, x_j) \\ y_2 &= f_2(x_1, x_2, \dots, x_j) \\ &\vdots \\ y_j &= f_j(x_1, x_2, \dots, x_j) \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

A correção a cada iteração é então obtida como

$$\begin{bmatrix} \Delta x_1^{(h)} \\ \Delta x_2^{(h)} \\ \vdots \\ \Delta x_j^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^{(h)} & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)^{(h)} & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_j}\right)^{(h)} \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)^{(h)} & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)^{(h)} & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_j}\right)^{(h)} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \left(\frac{\partial f_j}{\partial x_1}\right)^{(h)} & \left(\frac{\partial f_j}{\partial x_2}\right)^{(h)} & \dots & \left(\frac{\partial f_j}{\partial x_j}\right)^{(h)} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta y_1^{(h)} \\ \Delta y_2^{(h)} \\ \vdots \\ \Delta y_j^{(h)} \end{bmatrix} \quad (\text{A.9})$$

ou simplesmente

$$[\Delta x^{(h)}] = J^{-1} \times [\Delta y^{(h)}] \quad (\text{A.10})$$

onde J é chamada de matriz Jacobiana.

A.3 Aplicação do método nas equações de Fluxo de Potência

A potência aparente em uma barra genérica k é dada por

$$S_k = P_k + iQ_k \quad (\text{A.11})$$

onde

$$P_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.12})$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (\text{A.13})$$

Aplicando o método de NR nas equações de potência dadas por A.12 e A.13, tem-se uma linearização da relação entre as variações de módulo da tensão e do ângulo das barras com as variações de potências ativa e reativa. Desta forma

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (\text{A.14})$$

De acordo com (MOONEY, 1997) tem-se

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \quad (\text{A.15})$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = K_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \quad (\text{A.16})$$

ou ainda

$$H_{kk} = -V_k^2 B_{kk} - Q_k \quad (\text{A.17})$$

$$N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.18})$$

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.19})$$

ou ainda

$$N_{kk} = \frac{(P_k + V_k^2 G_{kk})}{V_k} \quad (\text{A.20})$$

$$J_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.21})$$

$$J_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.22})$$

ou ainda

$$J_{kk} = -V_k^2 G_{kk} - P_k \quad (\text{A.23})$$

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \quad (\text{A.24})$$

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = V_k B_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \quad (\text{A.25})$$

ou ainda

$$L_{kk} = \frac{(Q_k - V_k^2 B_{kk})}{V_k} \quad (\text{A.26})$$

Os resíduos de potência são dados por

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})) \quad (\text{A.27})$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \text{cos}(\theta_{km})) \quad (\text{A.28})$$

A matriz Jacobiana do Fluxo de Potência é muito esparsa e por isso a equação A.14 pode ser resolvida de forma direta, utilizando-se a eliminação ordenada para solução de grandes sistemas lineares esparsos (TINNEY; WALKER, 1967) (TINNEY; HART, 1967).

Um conjunto inicial de tensões de barras é utilizado para calcular as potências ativa e reativa, assim como os respectivos resíduos de potência. O processo iterativo convergiu para uma solução quando os resíduos estão dentro de uma tolerância pré-definida. Caso o processo ainda não tenha convergido é preciso determinar uma nova solução

$$\theta^{(h+1)} = \theta^{(h)} + \Delta\theta^{(h)} \quad (\text{A.29})$$

$$V^{(h+1)} = V^{(h)} + \Delta V^{(h)} \quad (\text{A.30})$$

onde $\Delta\theta^{(h)}$ e $\Delta V^{(h)}$ são as soluções da equação A.14. Uma nova iteração do Fluxo de Potência é realizada a partir dos valores de $\Delta\theta^{(h+1)}$ e $\Delta V^{(h+1)}$ e novos valores de potência são calculados, repetindo esse ciclo até os valores de resíduos de potência estarem dentro da tolerância.

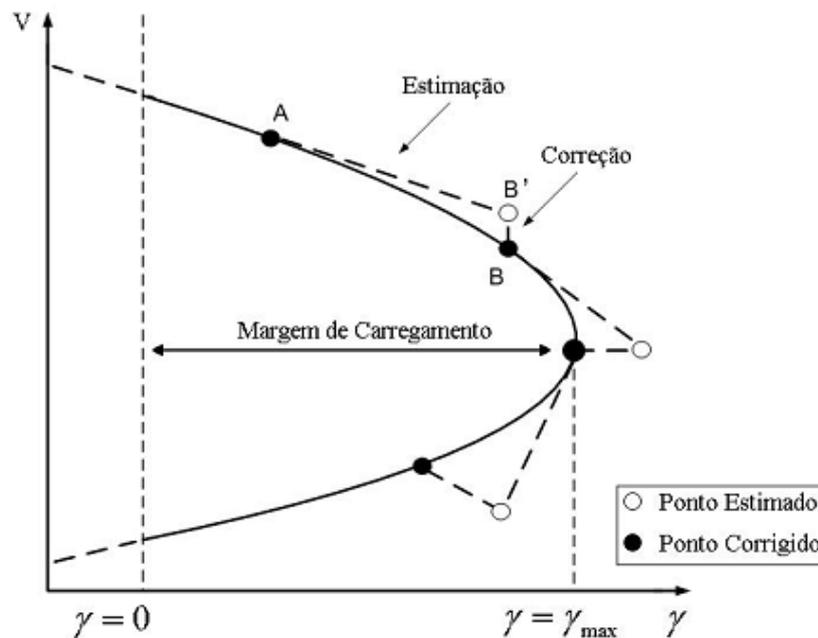
APÊNDICE B – Revisão do Método da Continuação

B.1 Considerações Iniciais

Inicialmente, quando seus conceitos foram introduzidos, o Método da Continuação era utilizado em diversas áreas da ciência como, por exemplo, na solução de problemas de engenharia civil (SEYDEL, 2009). Esse método foi introduzido na década de 80 na área de sistemas elétricos de potência na obtenção de sucessivas soluções do problema de Fluxo de Potência (AJJARAPU; CHRISTY, 1992). O problema de continuação para um determinado sistema consiste na obtenção, a partir de uma solução base, das soluções subsequentes do sistema até um ponto pré-determinado. Cada nova solução é determinada através de duas etapas: previsão e correção.

O método parte de uma solução conhecida e usa um vetor tangente para estimar uma solução correspondente a um subsequente valor de parâmetro de carga (trajetória A-B'). Esta estimativa é, então, corrigida utilizando a mesma técnica de Newton-Raphson empregada em um Fluxo de Potência convencional (trajetória B'-B), como mostrado na Figura 39. Desta forma é possível construir a curva P_xV para todas as barras do sistema. A partir dessa curva são obtidas informações necessárias para a análise da estabilidade de tensão, como margem de carregamento e ponto de colapso.

Figura 39 – Método da Continuação.



Fonte: (CANTARINO *et al.*, 2007).

O primeiro passo para a aplicação do Método da Continuação é a inclusão uma nova variável (γ) ao sistema não linear de equações. Esta variável representa o parâmetro da continuação para o sistema e afeta os valores de potência ativa e reativa das cargas das barras.

$$P_{carga} = P_{carga}^0 * (1 + \gamma) \quad (\text{B.1})$$

$$Q_{carga} = Q_{carga}^0 * (1 + \gamma) \quad (\text{B.2})$$

onde

P_{carga} : Potência Ativa de carga na barra;

P_{carga}^0 : Potência Ativa inicial de carga na barra;

Q_{carga} : Potência Reativa de carga na barra;

Q_{carga}^0 : Potência Reativa inicial de carga na barra;

γ : Parâmetro da Continuação.

O método de continuação utilizado neste trabalho tem as seguintes características: estimativa a partir do vetor tangente e parametrização local, ou seja, a cada ponto é avaliada a possibilidade de troca de parâmetro de continuação.

B.2 Etapa de Previsão

A partir de um ponto de operação do sistema pode-se traçar uma previsão do ponto de operação seguinte, através do vetor tangente. A nova solução é obtida deslocando-se no sentido do vetor tangente de um passo previamente estabelecido.

Portanto, inicialmente deve-se obter vetor tangente $t = [d\theta \quad dV \quad d\gamma]^T$ (vetor de diferenciais)

$$F(\theta, V, \gamma) = 0 \quad (\text{B.3})$$

$$F_\theta d\theta + F_V dV + F_\gamma d\gamma = 0 \quad (\text{B.4})$$

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\gamma \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\gamma \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{B.5})$$

O sistema mostrado acima possui mais incógnitas do que equações. Portanto uma nova equação deve ser acrescentada para que o sistema seja viável.

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\gamma \\ & e_k & \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ p \end{bmatrix} \quad (\text{B.6})$$

O vetor e é nulo exceto na posição k , onde possui valor unitário. A posição k está relacionada ao parâmetro de continuação utilizado (variáveis de estado ou carregamento do sistema). O valor p determina a variação deste parâmetro.

$$e_k = \begin{bmatrix} 0 & \cdots & 0 & 1_k & 0 & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.7})$$

A escolha do parâmetro de continuação é feita a partir da análise da variação dos estados entre os dois últimos pontos convergidos. O estado que apresentar maior variação será o próximo parâmetro da continuação.

$$Var_{\gamma(\%)} = \frac{\gamma_A - \gamma_{B'}}{\gamma_A} \times 100 \quad (\text{B.8})$$

$$Var_{V(\%)} = \frac{V_A - V_{B'}}{V_A} \times 100 \quad (\text{B.9})$$

Analisando a curva PxV de uma barra do sistema tem-se que próximo ao caso base grandes variações de carregamento causam pequenas variações de tensão e portanto, o fator de carregamento (γ) é escolhido como parâmetro da continuação. Já em um ponto de operação próximo ao ponto de máximo carregamento do sistema pequenas variações no carregamento produzem grandes variações no módulo da tensão. Neste caso o parâmetro de continuação passa a ser o módulo da tensão da barra de tensão com a maior variação.

Uma vez calculado o vetor tangente é possível estimar o novo valor de cada variável de estado do sistema (ponto B')

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \gamma \end{bmatrix}^{B'} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \gamma \end{bmatrix}^A + \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\gamma \end{bmatrix} \quad (\text{B.10})$$

B.3 Etapa de Correção

Uma vez obtido o ponto B' é necessário a correção para um ponto correto de operação (ponto B). Essa correção é feita através de um Fluxo de Potência convencional aumentado de uma equação.

Esta nova equação tem o objetivo de especificar o valor do parâmetro da continuação. Uma vez especificado esse valor é possível determinar o valor de todas as outras variáveis de estado do sistema. O sistema de equações a ser resolvido nesta etapa é mostrado abaixo

$$\begin{bmatrix} F_\theta & F_V & F_\gamma \\ & & e_k \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \\ \Delta\gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.11})$$

A matriz Jacobiana aumentada não é singular no ponto de máximo carregamento, o que resolve o problema encontrado pelo sistema original (AJJARAPU; CHRISTY, 1992).

O sinal do parâmetro de continuação determina o sinal de p na fase de estimativa (p expressa o tamanho do passo que o parâmetro de continuação terá na próxima estimativa). O módulo de p é determinado pelas dificuldades existentes na etapa de correção. Cada vez que o ponto de operação correto não é encontrado devido a problemas de convergência, o tamanho do passo é reduzido.

APÊNDICE C – Dados do sistema IEEE24 barras

Tabela 33 – Dados de linha do Sistema IEEE24 Barras.

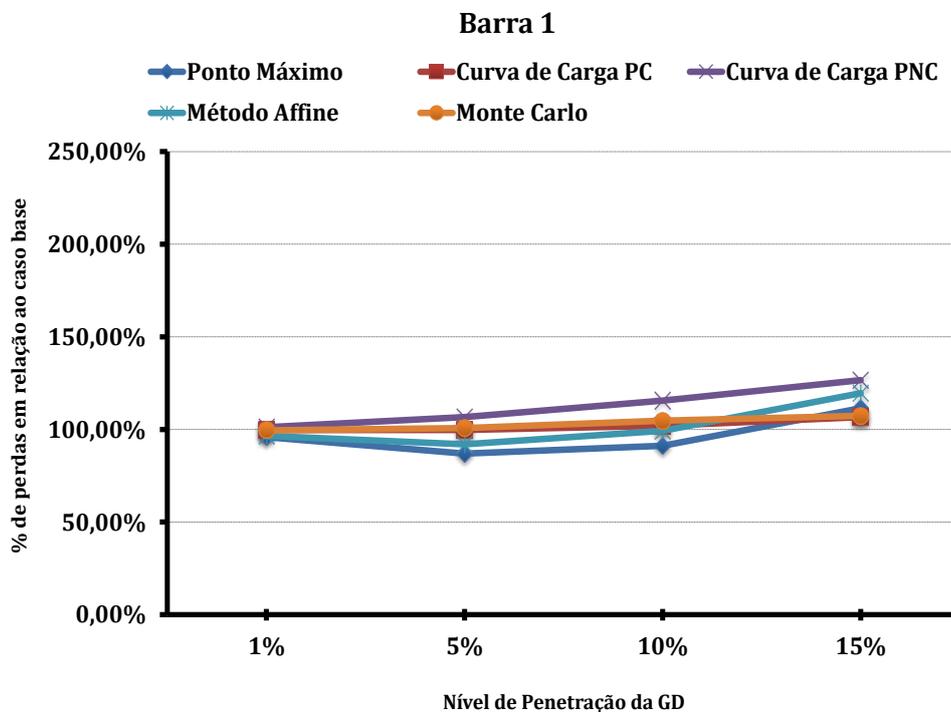
Barra De	Barra Para	Circuito	R_{km}	X_{km}	X_{shunt}	TAP
1	2	1	0,26	1,39	46,11	1
1	3	1	5,46	21,12	5,72	1
1	5	1	2,18	8,45	2,29	1
2	4	1	3,28	12,67	3,43	1
2	6	1	4,97	19,2	5,2	1
3	9	1	3,08	11,9	3,22	1
3	24	1	0,23	8,39	0	1,015
4	9	1	2,68	10,37	2,81	1
5	10	1	2,28	8,83	2,39	1
6	10	1	1,39	6,05	245,9	1
7	8	1	1,59	6,14	1,66	1
8	9	1	4,27	16,51	4,47	1
8	10	1	4,27	16,51	4,47	1
9	11	1	0,23	8,39	0	1,03
9	12	1	0,23	8,39	0	1,03
10	11	1	0,23	8,39	0	1,015
10	12	1	0,23	8,39	0	1,015
11	13	1	0,61	4,76	9,99	1
11	14	1	0,54	4,18	8,79	1
12	13	1	0,61	4,76	9,99	1
12	23	1	1,24	9,66	20,3	1
13	23	1	1,11	8,65	18,18	1
14	16	1	0,5	3,89	8,18	1
15	16	1	0,22	1,73	3,64	1
15	21	1	0,63	4,9	10,3	1
15	21	2	0,63	4,9	10,3	1
15	24	1	0,67	5,19	10,91	1
16	17	1	0,33	2,59	5,45	1
16	19	1	0,3	2,31	4,85	1
17	18	1	0,18	1,44	3,03	1
17	22	1	1,35	10,53	22,12	1
18	21	1	0,33	2,59	5,45	1
18	21	2	0,33	2,59	5,45	1
19	20	1	0,51	3,96	8,33	1
19	20	2	0,51	3,96	8,33	1
20	23	1	0,28	2,16	4,55	1
20	23	2	0,28	2,16	4,55	1
21	22	1	0,87	6,78	14,24	1

Tabela 34 – Dados de barra do Sistema IEEE24 Barras.

Barra	Tipo	Área	Tensão	Ângulo	$P_{Geração}$	$Q_{Geração}$	Q_{min}	Q_{max}	P_{Carga}	Q_{Carga}	Shunt
1	1	1	1035	-22,00	172	24,81	-50	80	108	22	0
2	1	1	1035	-22,00	172	17,10	-50	80	97	20	0
3	0	1	1000	-20,00	0	0	0	0	180	37	0
4	0	1	0998	-24,00	0	0	0	0	74	15	0
5	0	1	1017	-24,00	0	0	0	0	71	14	0
6	0	1	1010	-27,00	0	0	0	0	136	28	-100
7	1	1	1025	-21,00	240	53,09	0	180	125	25	0
8	0	1	0992	-25,00	0	0	0	0	171	35	0
9	0	1	1000	-22,00	0	0	0	0	175	36	0
10	0	1	1000	-24,00	0	0	0	0	195	40	0
11	0	2	0990	-16,00	0	0	0	0	0	0	0
12	0	2	1003	-15,00	0	0	0	0	0	0	0
13	1	2	1020	-13,00	285,3	117,50	0	240	265	54	0
14	1	2	0980	-13,00	0	-36,50	-50	200	194	39	0
15	1	2	1014	-4,80	215	-23,60	-50	110	317	64	0
16	1	2	1017	-5,50	155	32,79	-50	80	100	20	0
17	0	2	1039	-1,60	0	0	0	0	0	0	0
18	2	2	1050	-0,56	400	134,40	-50	200	333	68	0
19	0	2	1023	-6,40	0	0	0	0	181	37	0
20	0	2	1038	-5,30	0	0	0	0	128	26	0
21	1	2	1050	0,00	400	115,10	-50	200	0	0	0
22	1	2	1050	5,87	300	-30,10	-60	96	0	0	0
23	1	2	1050	-4,00	660	129	-125	310	0	0	0
24	0	2	0984	-11,00	0	0	0	0	0	0	0

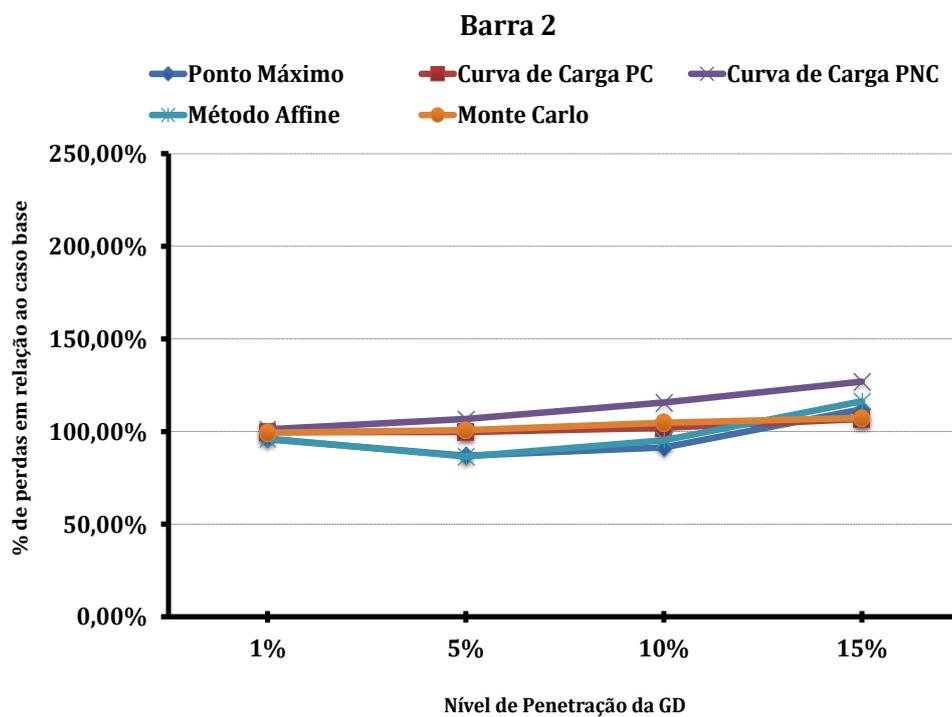
APÊNDICE D – Gráficos de resultados para todas as metodologias

Figura 40 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 1.



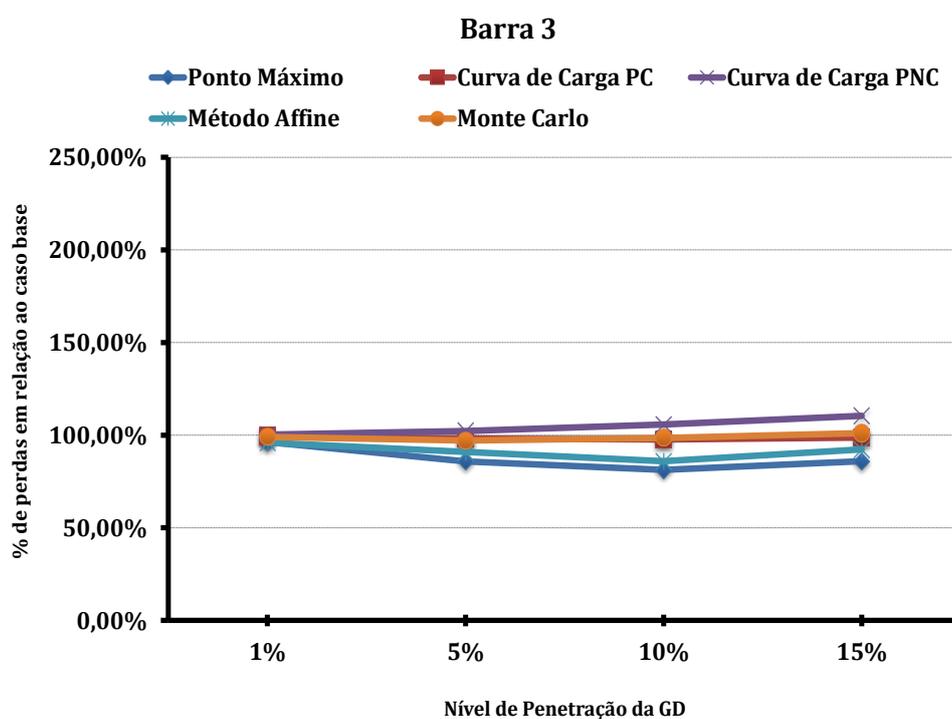
Fonte: Próprio Autor.

Figura 41 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 2.



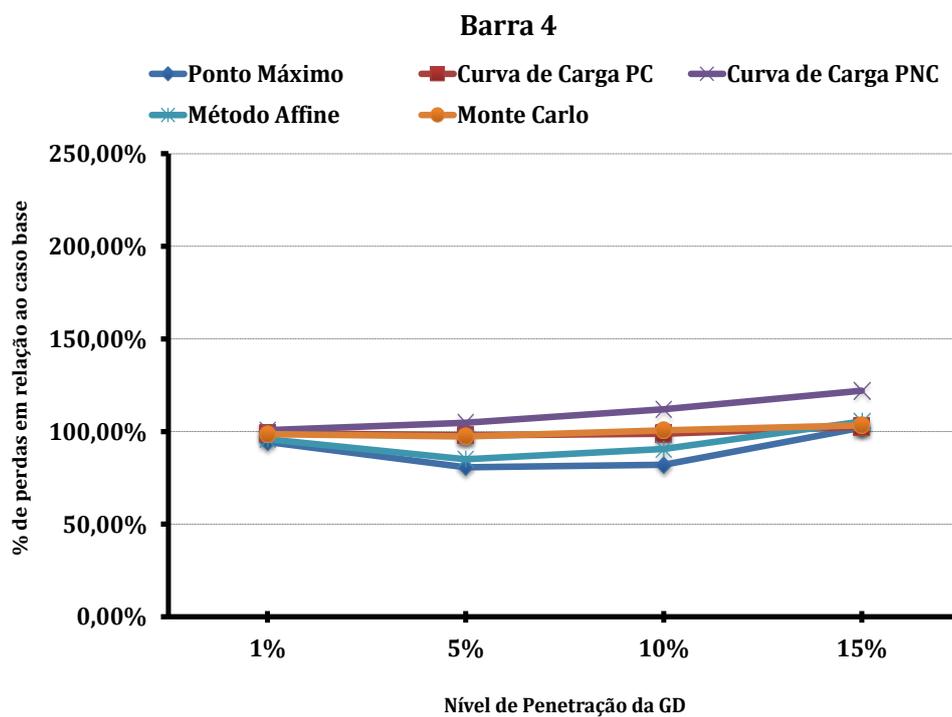
Fonte: Próprio Autor.

Figura 42 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 3.



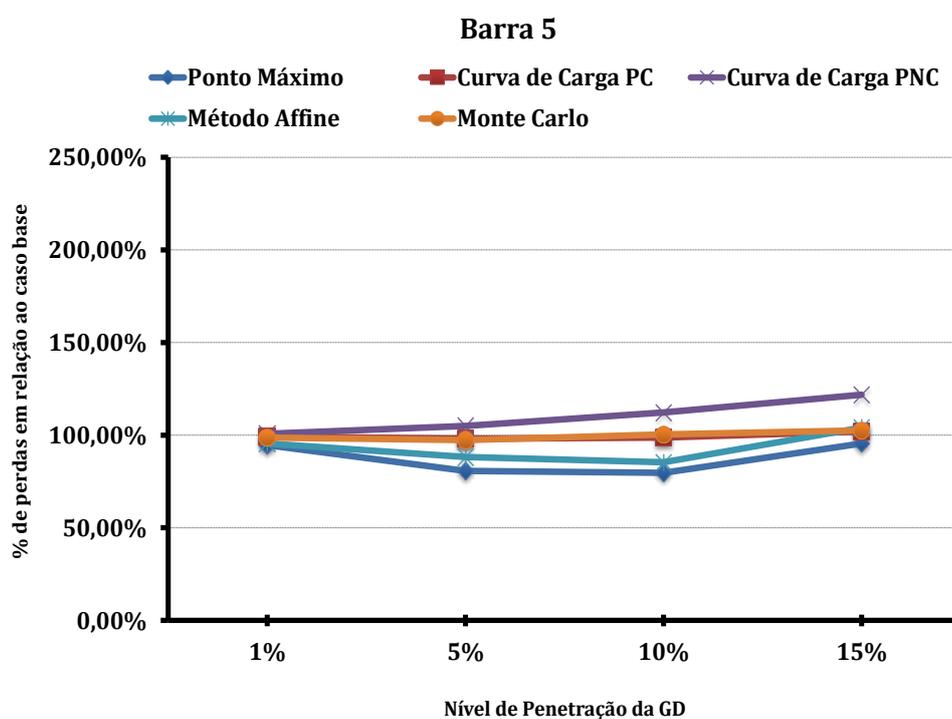
Fonte: Próprio Autor.

Figura 43 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 4.



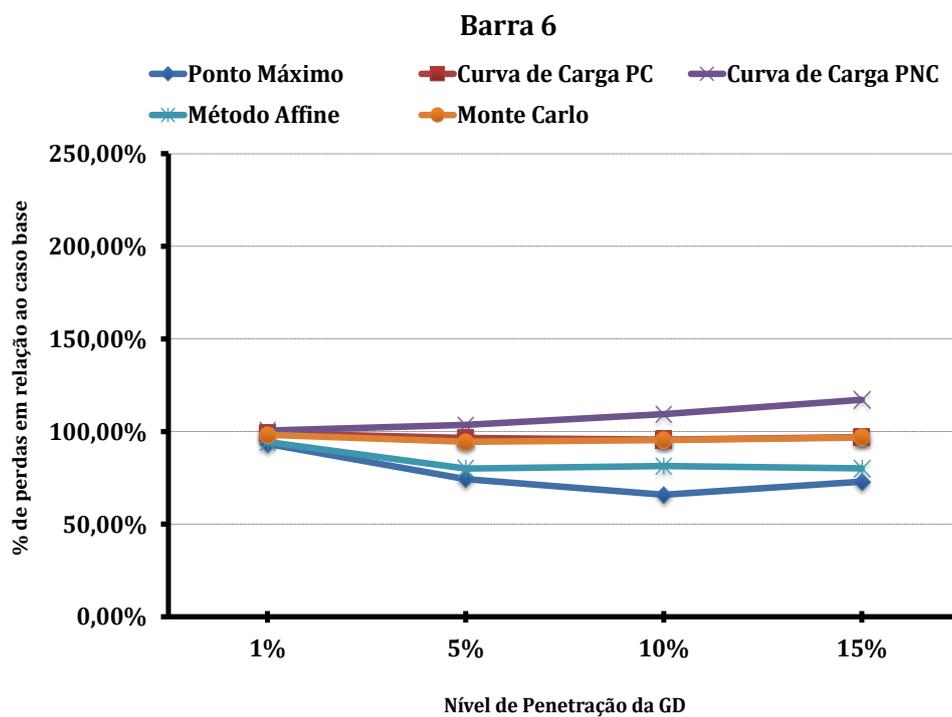
Fonte: Próprio Autor.

Figura 44 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 5.



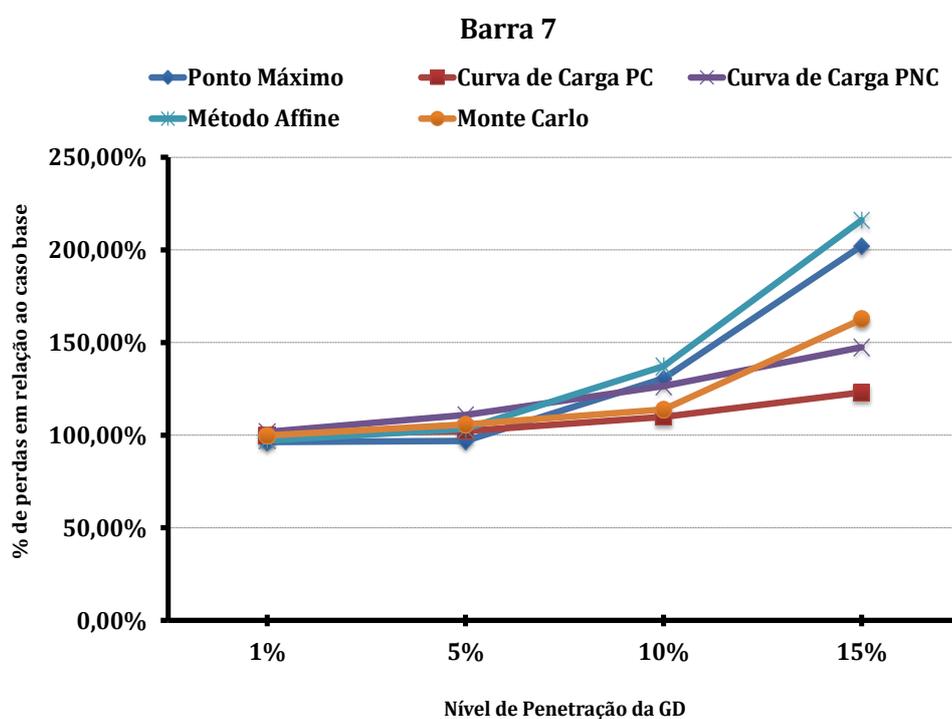
Fonte: Próprio Autor.

Figura 45 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 6.



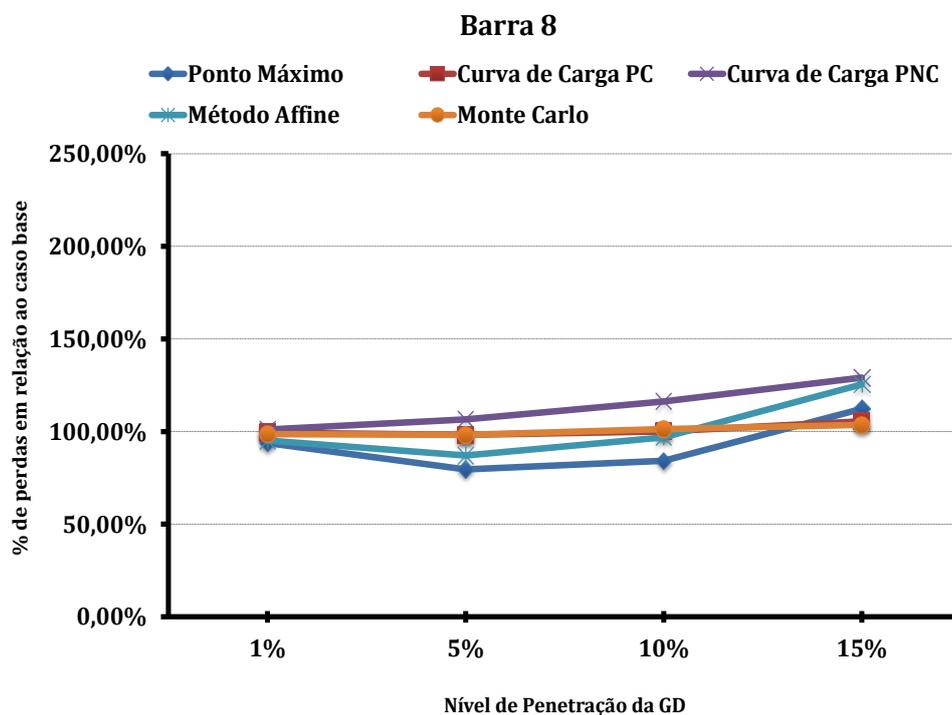
Fonte: Próprio Autor.

Figura 46 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 7.



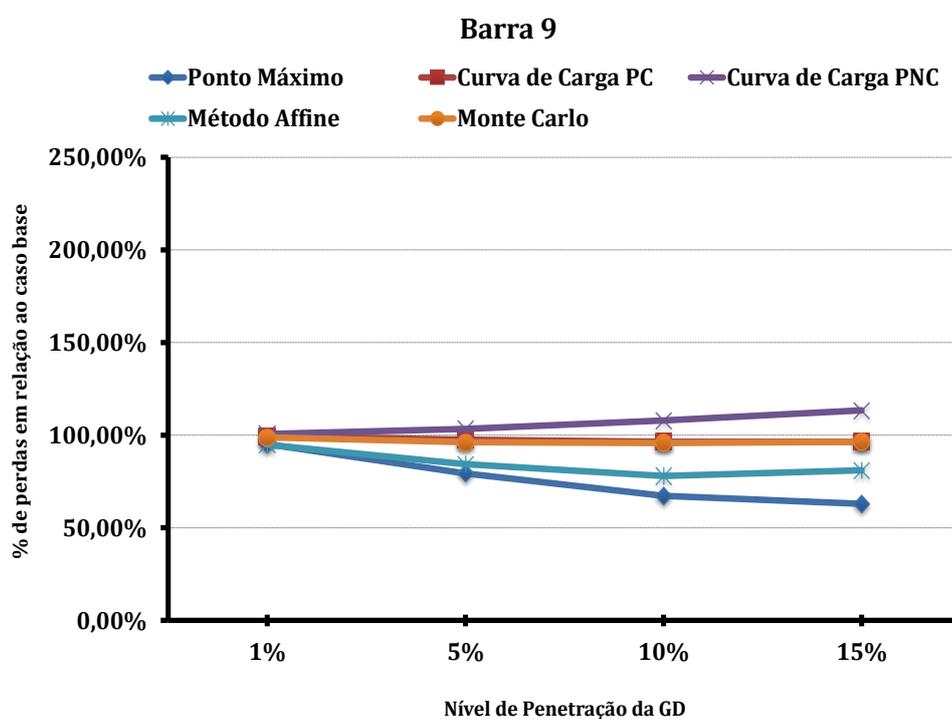
Fonte: Próprio Autor.

Figura 47 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 8.



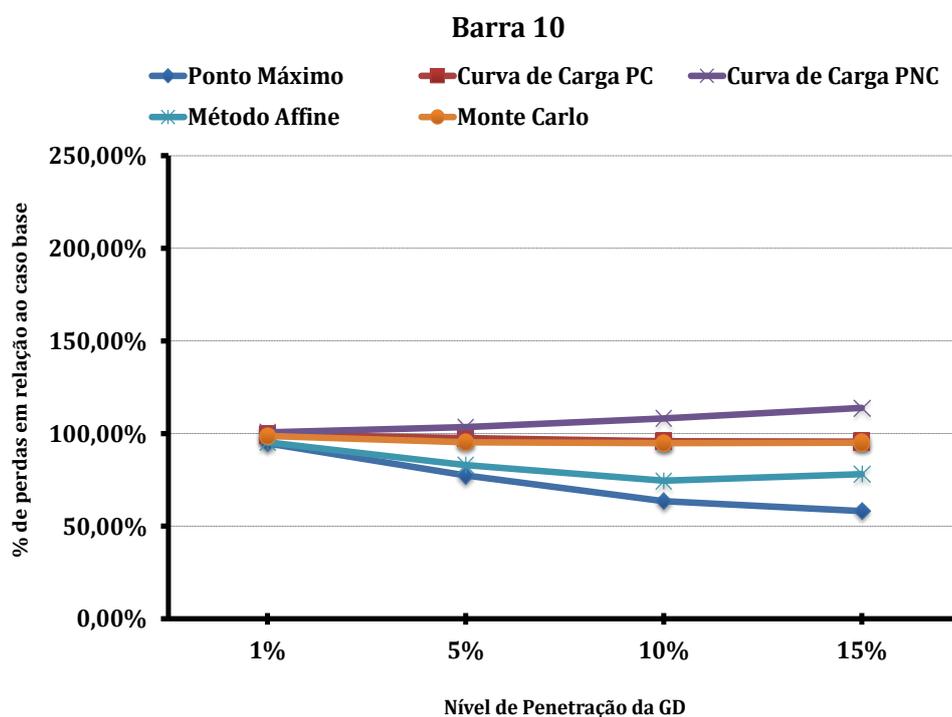
Fonte: Próprio Autor.

Figura 48 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 9.



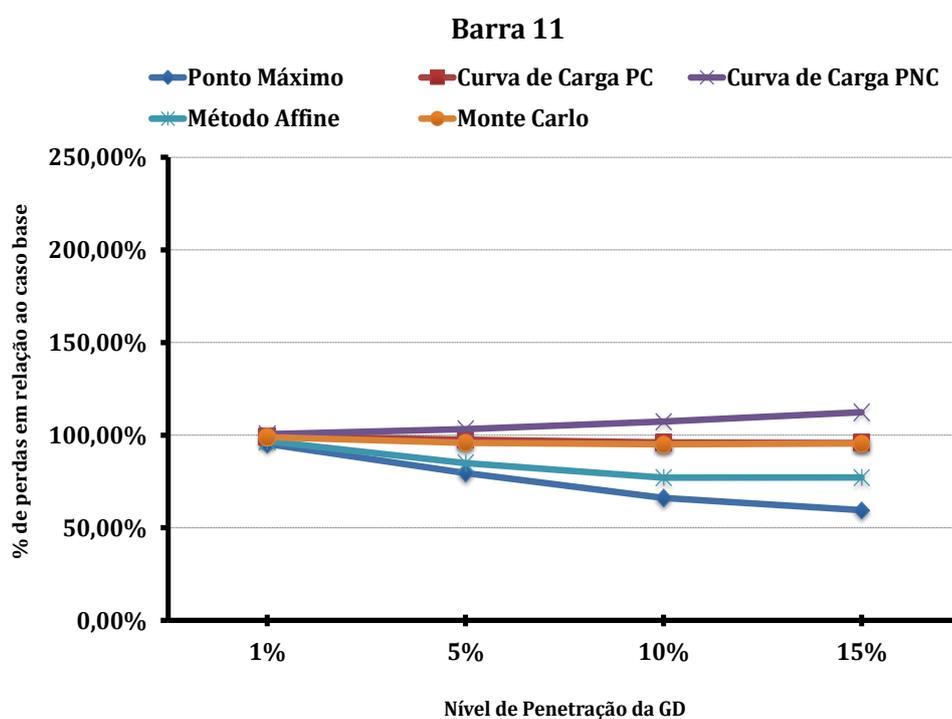
Fonte: Próprio Autor.

Figura 49 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 10.



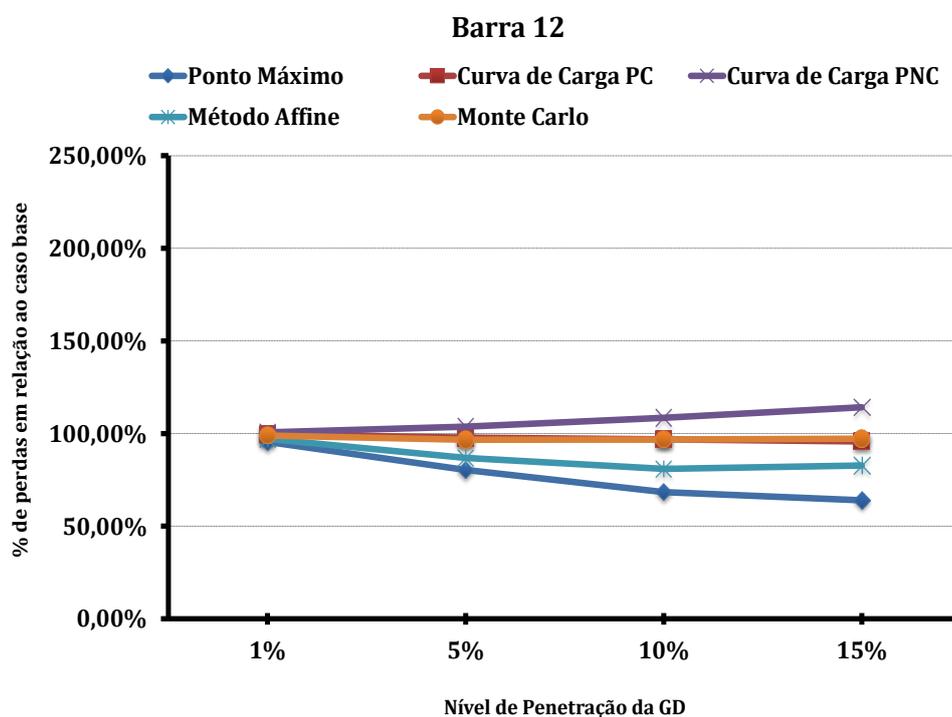
Fonte: Próprio Autor.

Figura 50 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 11.



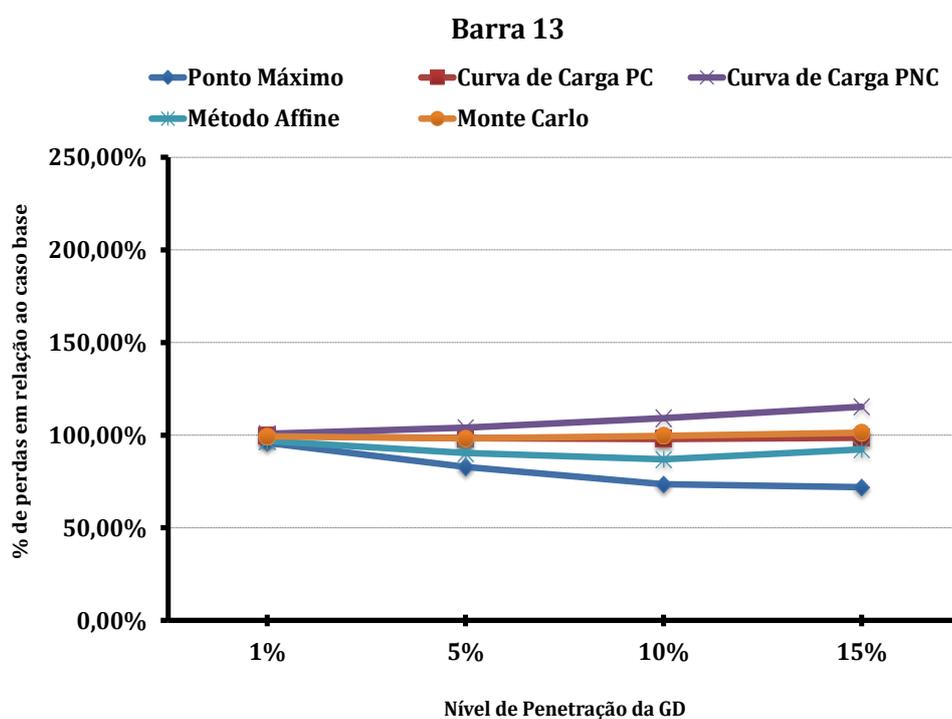
Fonte: Próprio Autor.

Figura 51 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 12.



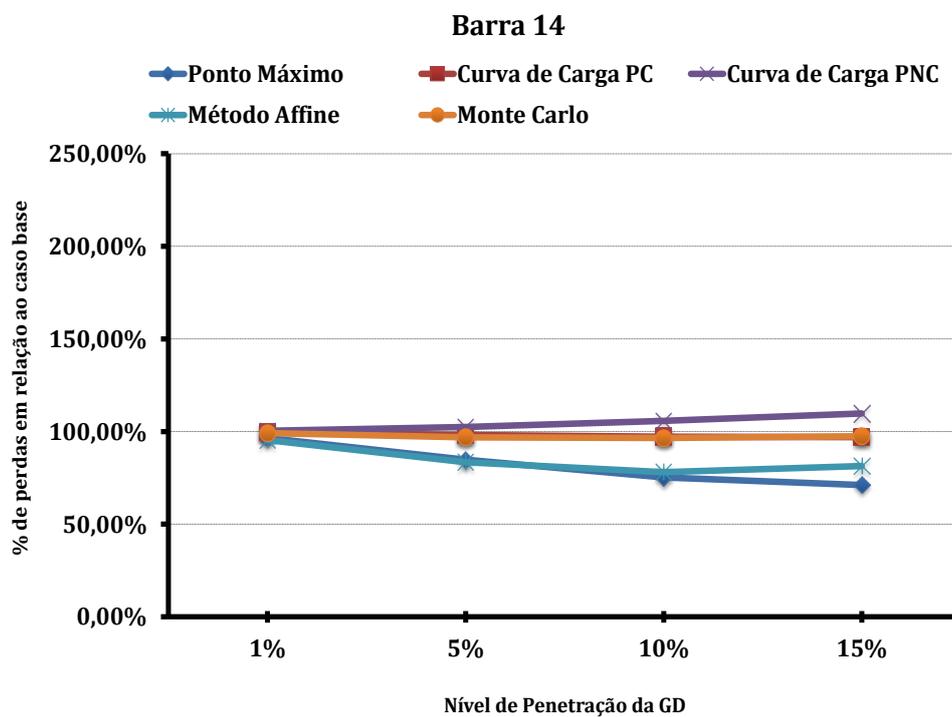
Fonte: Próprio Autor.

Figura 52 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 13.



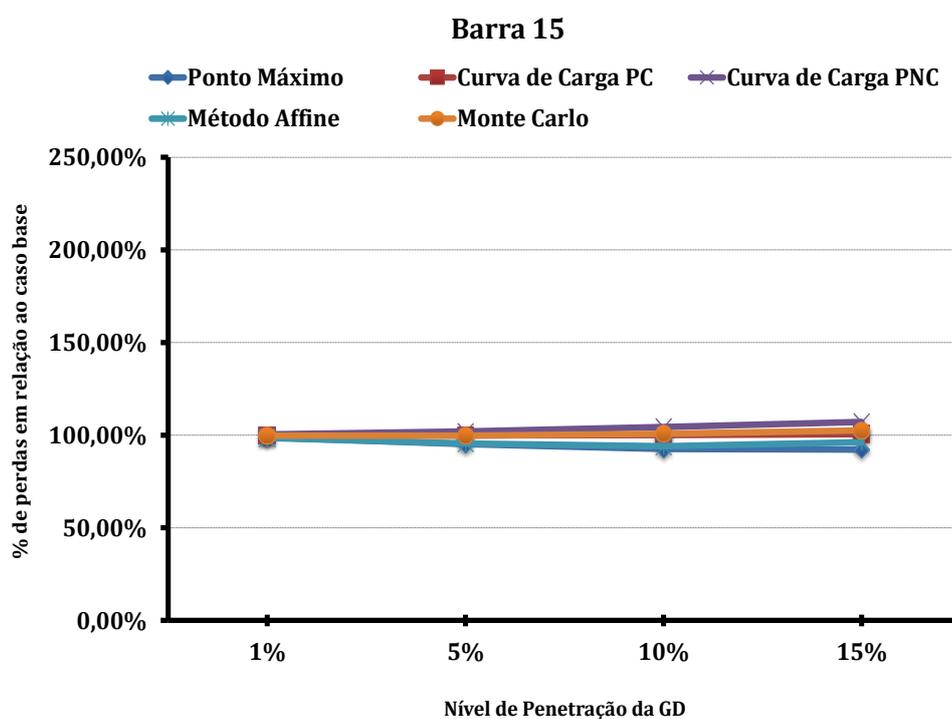
Fonte: Próprio Autor.

Figura 53 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 14.



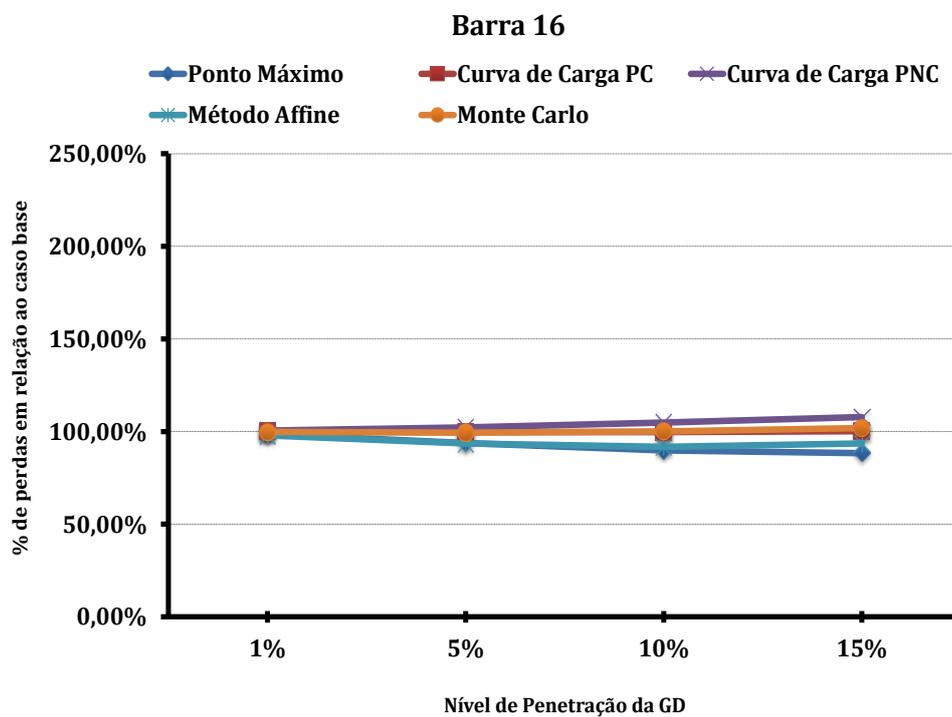
Fonte: Próprio Autor.

Figura 54 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 15.



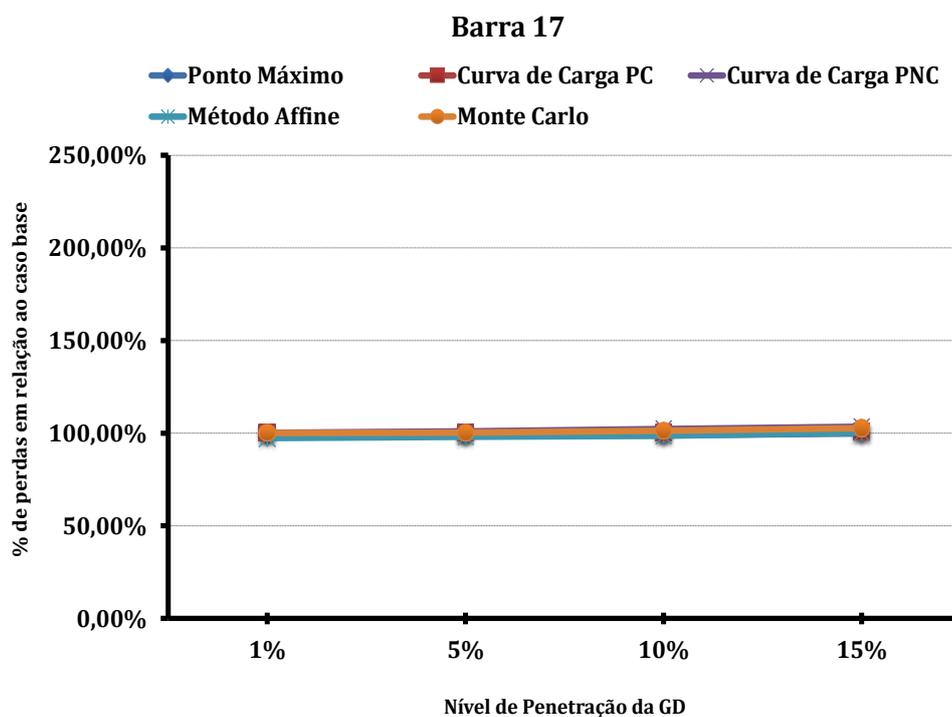
Fonte: Próprio Autor.

Figura 55 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 16.



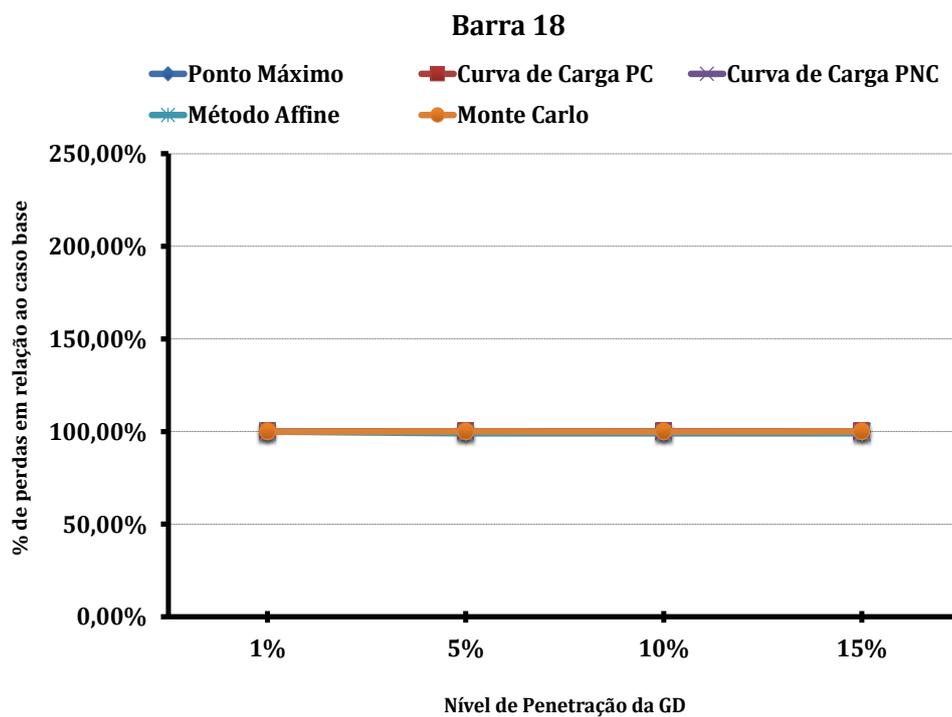
Fonte: Próprio Autor.

Figura 56 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 17.



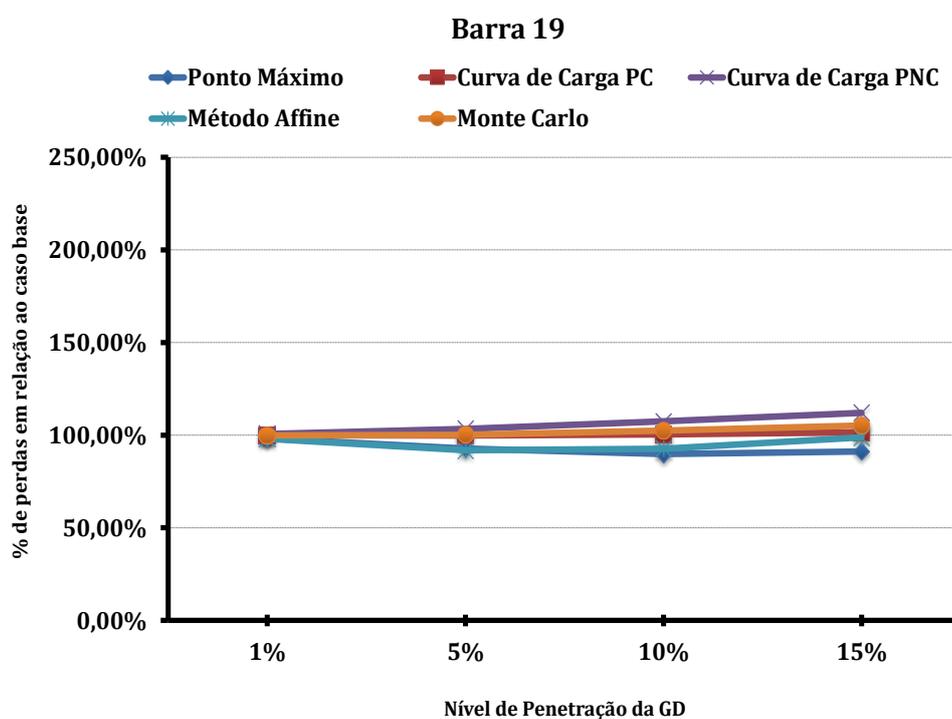
Fonte: Próprio Autor.

Figura 57 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 18.



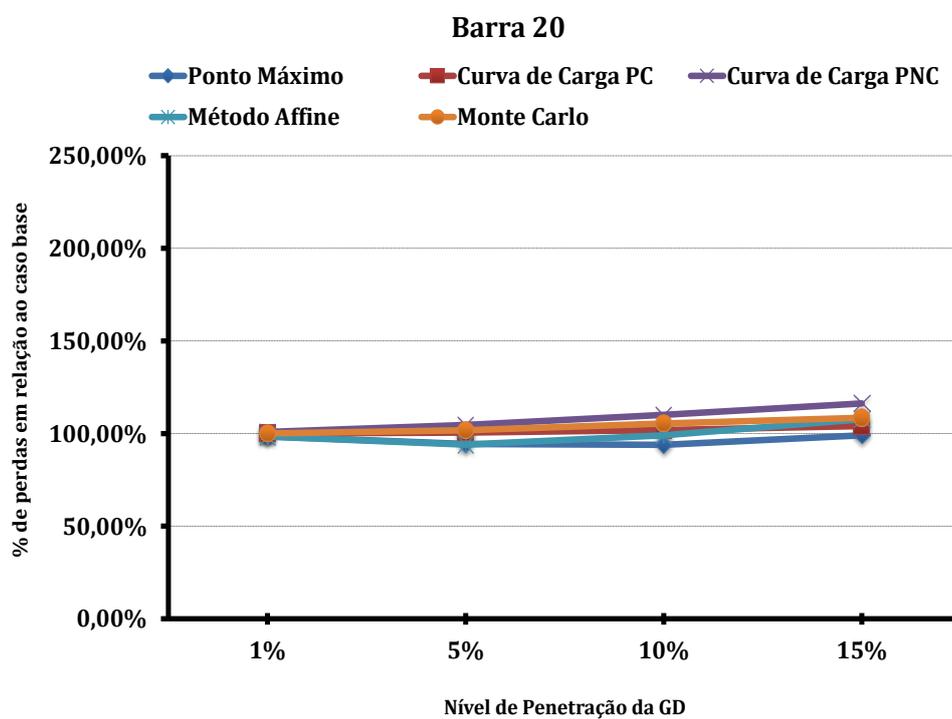
Fonte: Próprio Autor.

Figura 58 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 19.



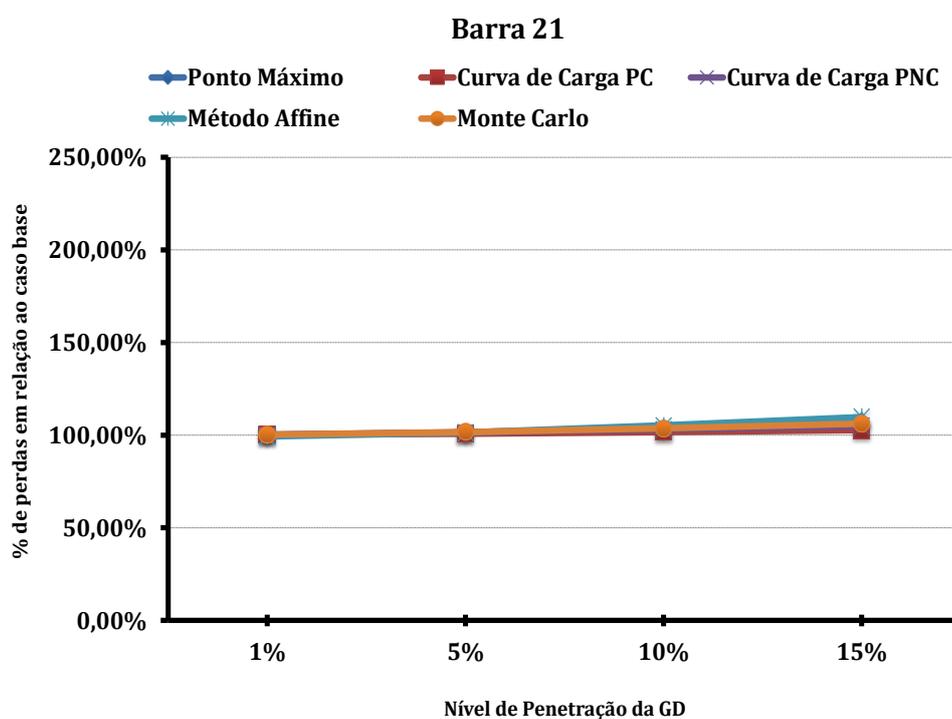
Fonte: Próprio Autor.

Figura 59 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 20.



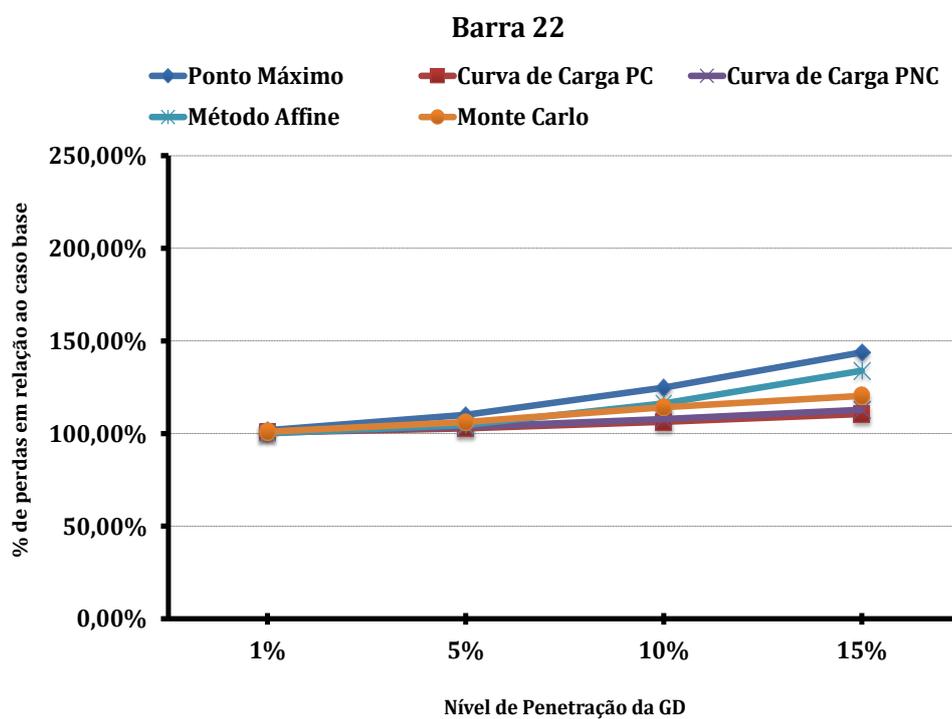
Fonte: Próprio Autor.

Figura 60 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 21.



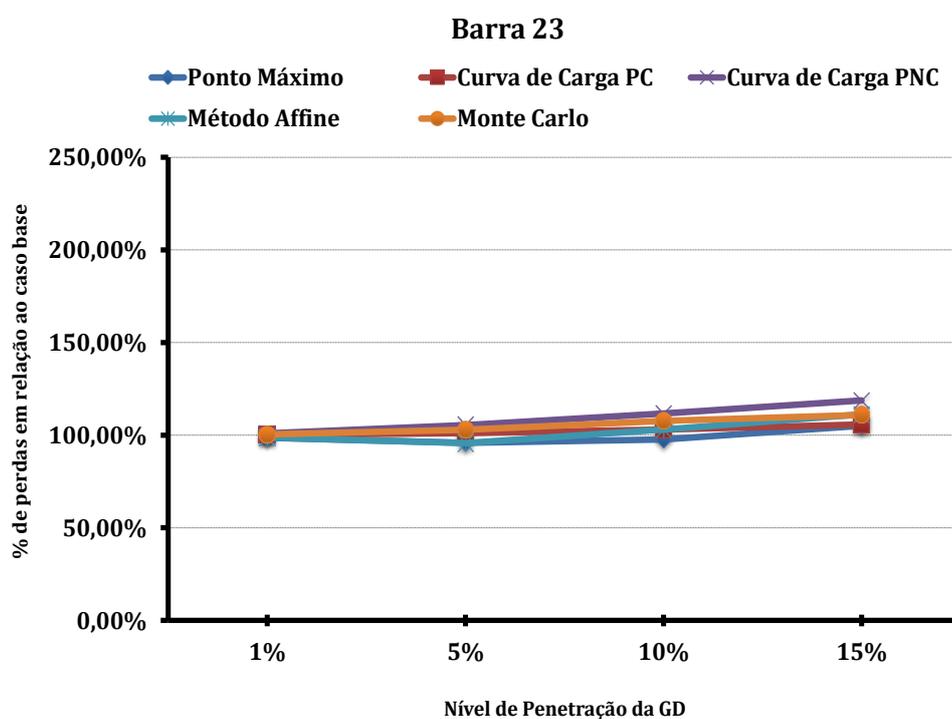
Fonte: Próprio Autor.

Figura 61 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 22.



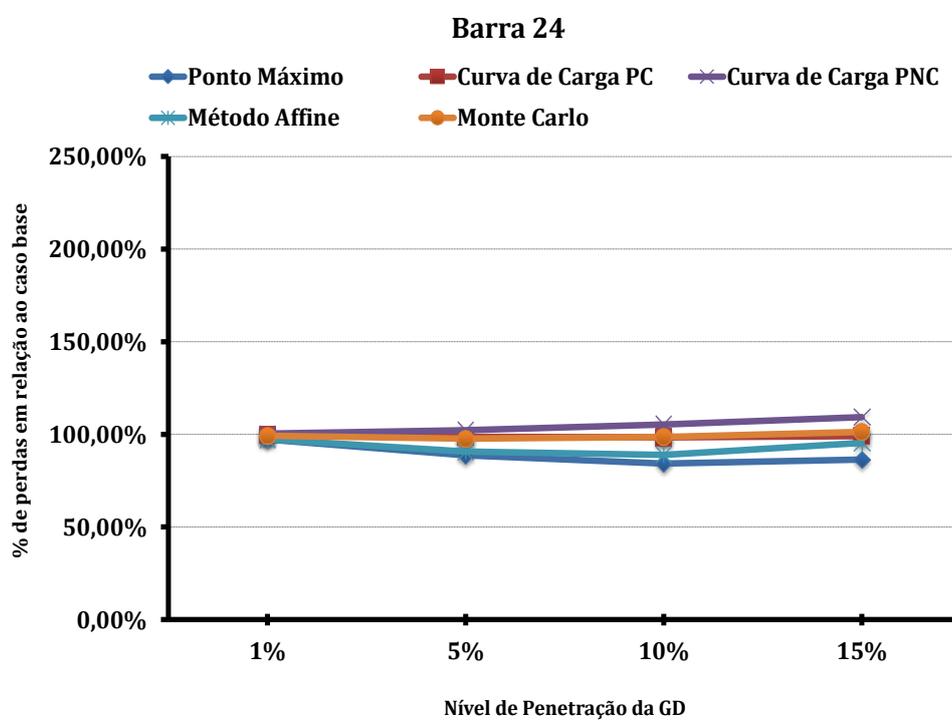
Fonte: Próprio Autor.

Figura 62 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 23.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 63 – Perdas totais para todas as metodologias para a Barra 24.



Fonte: Próprio Autor.