

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**MÉTODOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA
MICRORREDES CA E CC: CÁLCULO
PROBABILÍSTICO DE ÍNDICES DE
CONFIABILIDADE E DE DESEMPENHO**

ELSON NATANAEL MOREIRA SILVA

São Luis–MA, Brasil

2021

ELSON NATANAEL MOREIRA SILVA

**MÉTODOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA MICRORREDES CA E CC: CÁLCULO
PROBABILÍSTICO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E DE DESEMPENHO**

Tese submetida à coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Universidade Federal do Maranhão (UFMA) como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Prof. Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc

Prof.^a Maria da Guia da Silva, Ph. D.

São Luis–MA, Brasil

2021

Silva, Elson Natanael Moreira.

MÉTODOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA MICRORREDES CA E CC:
CÁLCULO PROBABILÍSTICO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E DE
DESEMPENHO / Elson Natanael Moreira Silva. - 2021.
300 f.

Coorientador(a): Maria da Guia da Silva.

Orientador(a): Anselmo Barbosa Rodrigues.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica/ccet, Universidade Federal do
Maranhão, São Luís, 2021.

1. Confiabilidade. 2. Fluxo de Potência. 3. Métodos
Probabilísticos. 4. Microrredes CA. 5. Microrredes CC.
I. Rodrigues, Anselmo Barbosa. II. Silva, Maria da Guia
da. III. Título.

**MÉTODOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA MICRORREDES CA E CC: CÁLCULO
PROBABILÍSTICO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE E DE DESEMPENHO**

ELSON NATANAEL MOREIRA SILVA

Tese Aprovada em 14 de abril de 2021.

BANCA EXAMINADORA

Anselmo Barbosa Rodrigues, D. Sc.
(Orientador – UFMA)

Maria da Guia da Silva, Ph. D.
(Co-Orientadora – UFMA)

Prof. Edimar José de Oliveira, D. Sc.
(Examinador – UFJF)

Profa. Fernanda Caseño Trindade Arioli, D. Sc.
(Examinador – UNICAMP)

Prof. Antonio Adolpho Martins Raposo, D. Sc.
(Examinador – IFSP)

Prof. Denisson Queiroz Oliveira, D. Sc.
(Examinador – UFMA)

DEDICATÓRIA

Ao meu filho, Ítalo Soares Silva.

AGRADECIMENTOS

A Deus por tudo o que Ele tem feito na minha vida.

Aos meus orientadores, prof. Anselmo Barbosa Rodrigues e prof.^a Maria da Guia da Silva, por terem me orientado durante todo o período do doutorado.

A toda minha família, em especial aos meus pais, Raimundo Simião Matos Silva e Maria Sabina Moreira Silva, e minha esposa Jacenilde Cristina Braga Soares, pela dedicação e carinho, me apoiando e aconselhando.

A todos os integrantes do Laboratório de Confiabilidade e Qualidade.

E ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo suporte financeiro.

RESUMO

Um dos principais requisitos para realizar diversos estudos em microrredes operando no modo ilhado é determinar o estado da microrrede. Os fluxos de potência convencionais não são adequados para microrredes operando no modo ilhado, devido à falta de uma barra de referência nas microrredes. Além disso, a evolução da eletrônica de potência vem adicionando mudanças significativas na rede de distribuição, tais como: o aumento de cargas CC e geradores distribuídos renováveis CC. Estas tecnologias CC quando conectadas à rede de distribuição adicionam estágios de conversão que afetam a eficiência do processo de fornecimento de energia em microrredes ilhadas e interligadas. Recentemente, diversas pesquisas sugerem que a operação da rede de distribuição no modo CC é mais eficiente devido a: eliminação de vários estágios de conversão, ausência de violações de frequência durante o modo de operação ilhado de uma microrrede CC e aumento na capacidade de transferência de potência para as cargas. Esta tese de doutorado tem como objetivo introduzir novos métodos de fluxos de potência para microrredes CA e CC operando no modo ilhado. Para microrredes CA, é proposta uma estrutura geral para o Fluxo de Potência com Múltiplas Barras de Folga (FMF). A partir desta estrutura, são obtidos dois novos métodos de fluxos de potência: o FMF baseado no Método de Soma de Correntes (FMF-MS-C-A) e o FMF baseado no método de Gauss-Zbus (FMF-MGZ-C-A). A expansão dos algoritmos de FMF das microrredes CA para as CC resultou em dois novos métodos de fluxo de potência: FMF-MS-CC para microrredes CC radiais e o FMF-MGZ-CC para microrredes CC malhadas. Adicionalmente, são formuladas versões linearizadas do FMF para as microrredes CA e CC. Para microrredes CA, é proposto um FMF linear matricial baseado na formulação de injeção de correntes nodais. Para microrredes CC, são propostas cinco versões do FMF Linear. Três versões CC matriciais que são baseadas nos seguintes conceitos: (i) aproximação da formulação de injeções de corrente nodais via série de Taylor; (ii) aproximação da formulação de injeções de potência nodais; (iii) aproximação da formulação de injeções de corrente nodais via regressão linear. As outras duas versões lineares, para microrredes CC, são baseadas no Método de Soma de Admitância (MSA). Estas duas versões são originadas a partir da representação das cargas CC e Geração Distribuída (GD) CC por um modelo equivalente linear formado por uma fonte de corrente em paralelo com uma condutância shunt obtido via: (i) série de Taylor ou (ii) regressão linear. Além disso, são formulados Fluxo de Potência Ótimo Lineares para microrredes CA e CC com o objetivo de determinar os valores de referência das tensões e das potências

ativa/reactiva do controle droop. Os métodos de fluxos de potência propostos foram aplicados em dois estudos probabilísticos: o cálculo de índices de confiabilidade e o fluxo de potência probabilístico para estimar índices de desempenho com incertezas. O fluxo de potência probabilístico utilizou o FMF Linear CA e o FMF Linear CC para avaliar o impacto de incertezas associadas com as falhas nos equipamentos e com os erros de previsão de carga nos seguintes índices de desempenho de microrredes CA e CC ilhadas: perdas, perfil de tensão e frequência angular. Os métodos de FMF para microrredes CC puras e híbridas foram usados para estimar o impacto de restrições de rede (tensão, frequência e carregamento) nos índices de confiabilidade da rede de distribuição CA e CA-CC. Estas restrições foram modeladas nas seguintes estratégias de restauração do fornecimento de energia da rede de distribuição: formação de microrredes e transferências de carga entre alimentadores. Os resultados dos testes demonstraram que os métodos de fluxos propostos possuem boa precisão e baixo custo computacional com relação ao método de Newton-Raphson. Além disso, o estudo de fluxo de potência probabilístico mostrou que as incertezas relacionadas a falhas nos equipamentos e erros de previsão de carga têm efeitos significantes nos índices de desempenho da microrrede. Finalmente, o cálculo dos índices de confiabilidade revelou que a inclusão de restrições de rede no ilhamento e nas transferências de carga afetam significativamente os índices de confiabilidade associados com as durações das interrupções.

Palavras Chaves: Microrredes CA, Microrredes CC, Ilhamento, Fluxo de Potência, Métodos Probabilísticos, Confiabilidade.

ABSTRACT

One of the main requisites to carry out several studies in microgrids operating in the islanded mode is to determine the microgrid state. The conventional power flow algorithms are not suitable for the microgrids operating in the islanded mode due to absence of a slack bus. Furthermore, the power electronics evolution has introduced significant changes in the distribution networks, such as: increasing of DC loads and DC renewable distributed generation. The connection of these DC technologies to distribution network adds new conversion stages that affect the efficiency of the power delivery process in islanded and connected microgrid operation modes. Recently, several researches has suggested that the operation of distribution networks in DC mode is more efficient due to: elimination of conversion stages, absence of frequency violations during the islanded operation of a DC microgrid and increase of the power transfer capacity for the loads. This thesis has as objective to introduce new methods of power flow for DC and AC microgrids. For AC microgrids, it is proposed a general structure for Power Flow with Multiple Slack Buses (FMS). From this structure, two new power flow methods were obtained: the MSF based on the Current Summation Method (MSF-CSM-AC) and the MSF based on the Gauss-Zbus Method (MSF-GZM-AC). The expansion of the MSF algorithms from AC microgrids to DC ones resulted in two new power flow algorithms: MSF-CSM-DC for radial DC microgrids and MSF-GZM-DC for meshed DC microgrids. Additionally, two linearized versions of the MSF for AC and DC microgrids were formulated. For AC microgrids, it is proposed a linearized MSF based on the nodal currents injections formulation. For DC microgrids, five versions of the linearized MSF are proposed.-Three matrix versions are based on the following concepts: approximation of the nodal current injection formulation through Taylor series; (ii) approximation of the nodal powers injections formulation; (iii) approximation of the nodal currents injections formulation through linear regression. The other two linear versions, for DC microgrids, are based on the Admittance Summation Method (ASM). These two versions are originated from the representation of the loads DC and Distributed Generation (DG) DC by an equivalent linear model formed by a current source in parallel with a shunt conductance obtained via: (i) Taylor series or (ii) linear regression. Furthermore, two linear optimal power flow models are formulated for AC and DC microgrids aiming to determine reference values for the voltages and active/reactive powers of the droop control. The proposed power flow methods were applied in two probabilistic studies: the reliability indices calculation and the probabilistic power flow to

estimate performance indices with uncertainties. The probabilistic power flow used the AC and DC linearized MSF to assess the impact of uncertainties associated with equipment failures and load forecasting errors on the following performance indices of the islanded microgrids AC e DC: losses, voltage profile and angular frequency. The MSF methods for pure and hybrid DC networks were used to estimate the impact of network constraints (voltage, frequency and loading) on the reliability indices of AC and AC-DC distribution networks. These constraints were modelled in the following power supply restoration strategies of distribution networks: microgrid formation and load transfers among feeders. The tests results demonstrated that the proposed power flow methods has good accuracy and low computational costs regarding to Newton-Raphson Method. Furthermore, the probabilistic power flow study showed that the uncertainties related to equipment failures and load forecasting errors has significant impact on the microgrid performance indices. Finally, the reliability indices evaluation reveals that the inclusion of network constraints in the islanding and load transfers affect significantly the reliability associated with the interruptions durations.

Keywords: AC Microgrids, DC Microgrids, Islanding, Power Flow, Probabilistic Methods, Reliability.

LISTA DE ABREVIATURAS/SIGLAS

ACP – Análise de Confiabilidade Preditiva
CA – Corrente Alternada
CC – Corrente Contínua
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora)
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora”)
FIC – Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora)
FMF – Fluxo de Potência com Múltiplas Barras de Folga;
FMFL – Fluxo de Potência Linear com Múltiplas Barras de Folga
FPO – Fluxo de Potência Ótimo
FPP – Fluxo de Potência Probabilístico
FPS – Fluxo de Potência Sequencial
FPU – Fluxo de Potência Unificado
GD – Geração Distribuída
GDFV – Geração Distribuída Fotovoltaica
LOEE – Loss of Energy Expectation
LOLP – Loss of Load Probability
MAEE – Método Analítico de Enumeração de Estados
MANA – Modified Nodal Analysis
MG – Microrrede
MGZ – Método de Gauss-Zbus
MNR – Método de Newton Rapshon
MSC – Método de Soma de Correntes
MSP – Método de Soma de Potências
MVM – Método de Fluxo de Potência de Varredura Regressiva e Progressiva Modificado
PAC – Ponto de Acoplamento Comum
PBR – Performance-Based Rate
PDF – Probability Density Function
REI – Redes Elétricas Inteligentes
SEP – Sistema Elétrico de Potência

SMC – Simulação Monte Carlo

VRP – Varredura Regressiva e Progressiva

VSC – Voltage Source Converter

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Diagrama esquemático de uma microrrede.	5
Figura 1.2 – Configuração típica da GD na rede de distribuição CA com GD.....	6
Figura 1.3 – Redes de distribuição CA e CC.	8
Figura 2.1 – Estação conversora.	39
Figura 2.2 – Modelo equivalente da estação conversora.	39
Figura 2.3 – Modelo simplificado equivalente com perdas.	42
Figura 2.4 – Corrente injetada em um nó CC.	43
Figura 2.5 – Modelo equivalente da estação conversora no PFU CA-CC.....	52
Figura 2.6 – Esquema de numeração e ordenação dos ramos.....	57
Figura 2.7 – Sistema teste CA-CC: (a) Cinco nós CA e (b) Três nós CC.	61
Figura 2.8 – Rede híbrida CA-CC de 33 nós	63
Figura 2.9 – Rede híbrida CA-CC de 33 nós com duas redes CA e uma CC.	63
Figura 2.10 – Ângulo da tensão para a rede da Figura 2.10.	64
Figura 2.11 – Módulo da tensão CA para a rede da Figura 2.10.	64
Figura 2.12 – Tensão CC nodal para a rede da Figura 2.10.....	65
Figura 2.13 – Ângulo da tensão CA para a rede da Figura 2.11.	66
Figura 2.14 – Módulo da tensão CA para a rede da Figura 2.11.	66
Figura 2.15 – Tensão CC nodal para a rede da Figura 2.11.....	67
Figura 3.1 – Rede de distribuição usado para ilustrar a aplicação do princípio da superposição no MGZ e MSC: (a) rede de sete nós, (b) sistema equivalente para uma iteração via MGZ (c) circuito equivalente para componentes de tensão relacionadas com a fonte de tensão, (d) circuito equivalente para componentes de tensão relacionadas com a fonte de correntes.	75

Figura 3.2 – Microrrede usada para demonstrar o sistema linear associado com o FMF-MGZ-CA baseado no MANA (a) Microrrede CA de três nós, (b) Circuito equivalente para uma iteração do FMF-MGZ-CA.	95
Figura 3.3 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF0.	104
Figura 3.4 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF0.	105
Figura 3.5 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF1.	106
Figura 3.6 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF1.	107
Figura 3.7 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF2.	108
Figura 3.8 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF2.	109
Figura 3.9 – Ângulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF0.	111
Figura 3.10 – Módulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF0.	111
Figura 3.11 – Ângulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF1.	113
Figura 3.12 – Módulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF1.	114
Figura 3.13 – Ângulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF2.	116
Figura 3.14 – Módulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF2.	116
Figura 3.15 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF0.	118
Figura 3.16 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF0.	119
Figura 3.17 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF1.	120
Figura 3.18 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF1.	121
Figura 3.19 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF2.	122
Figura 3.20 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF2.	123

Figura 3.21 – Ângulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF0.	125
Figura 3.22 – Módulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF0.....	125
Figura 3.23 – Ângulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF1.	127
Figura 3.24 – Módulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF1.....	127
Figura 3.25 – Ângulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF2.	129
Figura 3.26 – Módulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF2.....	129
Figura 3.27 – Tensão CC nodal na microrrede MG-33 CC radial.	134
Figura 3.28 – Tensão CC nodal na microrrede MG-1438 CC obtidas usando o FMF-MSC-CC e MNR-CC.	135
Figura 3.29 – Tensões CC nodal na microrrede MG-1438 CC obtidas usando o FMF-MGZ-CC e MNR-CC.	135
Figura 3.30 – Tensão CC nodal na microrrede MG-33 CC malhada.....	136
Figura 4.1 – Comparação das aproximações via série de Taylor e Regressão Linear	149
Figura 4.2 – Comparação dos erros relativos das aproximações via série de Taylor e Regressão Linear.	149
Figura 4.3 – (a) Modelo equivalente linearizado para cargas CC. (b) Modelo equivalente linearizado para os geradores CC.....	151
Figura 4.4 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial.....	156
Figura 4.5 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial.....	156
Figura 4.6 – Ângulo da tensão na microrrede MG-1438 CA.....	158
Figura 4.7 – Módulo da tensão na microrrede MG-1438 CA.	158
Figura 4.8 – Ângulo da tensão na microrrede MG-33 CA malhada.	160
Figura 4.9 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada.....	161
Figura 4.10 – Ângulo da tensão na microrrede MG-310 CA.....	163
Figura 4.11 – Módulo da tensão da microrrede MG-310 CA.	163

Figura 4.12 – Ângulo da tensão na microrrede MG-1438 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.....	166
Figura 4.13 – Módulo da tensão na microrrede MG-1438 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.....	166
Figura 4.14 – Ângulo da tensão na microrrede MG-310 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.....	168
Figura 4.15 – Módulo da tensão na microrrede MG-310 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.....	168
Figura 4.16 – Tensão CC nodal na microrrede MG-33 CC radial.	173
Figura 4.17 – Tensão CC nodal na microrrede MG-1438 CC.	175
Figura 4.18 – Tensão CC nodal na microrrede MG-1438 CC com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CC Linear.	178
Figura 4.19 – Tensão CC nodal na microrrede MG-33 CC malhada.....	180
Figura 5.1 – Módulo da tensão nodal obtido pelo fluxo de potência não-linear (FP não-linear) e pelo FPO CA linear.	194
Figura 5.2 – Ângulo da tensão nodal obtido pelo fluxo de potência não-linear (FP não-linear) e pelo FPO CA linear.	194
Figura 5.3 – Módulo da tensão nodal obtido pelo fluxo de potência não-linear (FP não-linear) e pelo FPO CC linear.	197
Figura 6.1 – Pequeno sistema de potência.	205
Figura 6.2 – Curto-circuito na linha de subtransmissão.....	205
Figura 6.3 – Resposta da proteção para um curto-circuito na linha de subtransmissão.	206
Figura 6.4 – Curto-circuito nos transformadores AT/MT e MT/BT.....	206
Figura 6.5 – Resposta da proteção para curtos-circuitos nos transformadores AT/MT e MT/BT.	207
Figura 6.6 – Curto-circuito no ramo da rede secundária.....	207

Figura 6.7 – Resposta da proteção do curto-circuito no ramo da rede secundária.	208
Figura 6.8 – Curto-circuito no ramo da rede primária.	208
Figura 6.9 – Resposta da proteção para um curto-circuito no ramo da rede primária.	209
Figura 7.1 – Rede de distribuição radial.	215
Figura 7.2 – Ocorrência da contingência.	216
Figura 7.3 – Resposta da proteção.	216
Figura 7.4 – Resposta a montante.	217
Figura 7.5 – Resposta a jusante e configuração após aos eventos do plano de contingência.	217
Figura 7.6 – Ocorrência da contingência em uma seção lateral.	218
Figura 7.7 – Resposta da proteção em uma seção lateral.	219
Figura 7.8 – Diagrama unifilar de uma chave estática.	220
Figura 7.9 – Rede de distribuição com microrrede.	223
Figura 7.10 – Ocorrência de contingência na rede de distribuição com microrrede.	223
Figura 7.11 – Resposta da proteção na rede de distribuição com microrrede.	224
Figura 7.12 – Restauração à montante da rede de distribuição com microrrede.	224
Figura 7.13 – Contingência dentro da microrrede.	225
Figura 7.14 – Resposta da proteção para uma contingência dentro da microrrede.	225
Figura 7.15 – Estrutura do PBR.	242
Figura 7.16 – Estrutura modificada do PBR.	243
Figura 8.1 – PDF para os módulos das tensões nodais nos nós P1, S47, S52 e S239 na MG-310 CA.	246
Figura 8.2 – Desvio padrão para os nós de carga na MG-310 CA.	247
Figura 8.3 – PDF das perdas ativa e reativa na MG-310 CA.	248
Figura 8.4 – PDF da frequência angular na MG-310 CA.	248
Figura 8.5 – Risco da violação de tensão na MG-310 CA.	250

Figura 8.6 – Diagrama unifilar da microrrede MG-906 CC.	251
Figura 8.7 – Riscos de violação de tensão na microrrede MG-906 CC.....	253
Figura 8.8 – Distribuições de probabilidade das perdas resistivas totais da MG-906 CC.....	253
Figura 8.9 – Diagrama unifilar da microrrede MG-144 CC.	255
Figura 8.10 – Riscos de violação de tensão na MG-144 CC.	257
Figura 8.11 – Distribuições de probabilidade das perdas resistivas totais da MG-144 CC.....	257
Figura 8.12 – Sistema teste Lee-Willis MG-CA.....	261
Figura 8.13 – Sistema teste Lee-Willis MG-CC.	262
Figura 8.14 – PBR com valor normalizado e PDF dos índices FEC para os casos de #1 e #2...271	
Figura 8.15 – PBR com valor normalizado e PDF dos índices FEC para os casos de #3 e #4...272	
Figura 8.16 – PBR com valor normalizado e PDF dos índices DEC para os casos de #1 e #2. .272	
Figura 8.17 – PBR com valor normalizado e PDF dos índices DEC para os casos de #3 e #4. .273	

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Estágios de conversão para sistemas CA e CC [11].....	8
Tabela 1.2 – Características de projetos de sistemas de distribuição CC ao redor do mundo.	11
Tabela 1.3 – Aplicações selecionadas para a aplicação dos algoritmos.....	34
Tabela 2.1 – Características dos nós sistema-teste de 5 nós CA-CC.	61
Tabela 2.2 – Estado da rede CA.....	62
Tabela 2.3 – Estado da rede CC.	62
Tabela 2.4 – Perdas e potência injetada na rede CA dos conversores VSC.	62
Tabela 2.5 – Potências no conversor VSC para a rede da Figura 2.10	65
Tabela 2.6 – Potências nos conversores para a rede da Figura 2.11.	65
Tabela 3.1 – Parâmetros do controle droop das GD da microrrede MG-33 CA radial e malhada.	101
Tabela 3.2 – Parâmetros do controle droop das GD da microrrede MG-1438 CA.....	101
Tabela 3.3 – Parâmetros do controle droop das GD da microrrede MG-310 CA.....	102
Tabela 3.4 – Características das microrredes CA usadas nos testes.	102
Tabela 3.5 – Critérios de convergência para todos os métodos e para o subproblema dos métodos FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA	103
Tabela 3.6 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG- 33 CA com modelo de carga VF0.	105
Tabela 3.7 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-33 CA com modelo de carga VF0.	105
Tabela 3.8 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG- 33 CA radial com modelo de carga VF1.....	107
Tabela 3.9 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-33 CA radial com modelo de carga VF1.	107

Tabela 3.10 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída (em pu) das GD na MG-33 CA radial com modelo de carga VF2.	109
Tabela 3.11 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-33 CA radial com modelo de carga VF2.	109
Tabela 3.12 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-1438 CA com modelo de carga VF0.	112
Tabela 3.13 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-1438 CA com modelo de carga VF0.	112
Tabela 3.14 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-1438 CA com modelo de carga VF1.	114
Tabela 3.15 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-1438 CA com modelo de carga VF1.	115
Tabela 3.16 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-1438 CA com modelo de carga VF2.	117
Tabela 3.17 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-1438 CA com modelo de carga VF2.	117
Tabela 3.18 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-33 CA malhada com modelo de carga VF0.	119
Tabela 3.19 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-33 CA malhada com modelo de carga VF0.	119
Tabela 3.20 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-33 CA malhada com modelo de carga VF1.	121
Tabela 3.21 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-33 CA com modelo de carga VF1.	121
Tabela 3.22 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-33 CA malhada com modelo de carga VF2.	123
Tabela 3.23 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-33 CA malhada com modelo de carga VF2.	123

Tabela 3.24 – Potência de saída das GD (em pu) na MG-310 com modelo de carga VF0.	126
Tabela 3.25 – Perdas de potência e frequência angular (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF0.	126
Tabela 3.26 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-310 CA com modelo de carga VF0.	126
Tabela 3.27 – Potência de saída das GD (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF1..	128
Tabela 3.28 – Perdas de potência e frequência angular (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF1.	128
Tabela 3.29 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-310 CA com modelo de carga VF1.	128
Tabela 3.30 – Potência de saída das GD (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF2..	130
Tabela 3.31 – Perdas de potência e frequência angular (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF2.	130
Tabela 3.32 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para a MG-310 CA com modelo de carga VF2.	130
Tabela 3.33 – Parâmetros do controle droop das GD CC da microrrede MG-33 CC radial e malhada	133
Tabela 3.34 – Parâmetros do controle droop das GD CC da microrrede MG-1438 CC.	133
Tabela 3.35 – Critérios de convergência para os métodos FMF-MS-CC e FMF-MGZ-CC....	133
Tabela 3.36 – Potência ativa na saída das GD CC e perdas na microrrede MG-33 CC radial. ..	134
Tabela 3.37 – Potência ativa na saída das GD CC e perdas na microrrede MG-1438 CC.....	136
Tabela 3.38 – Potência ativa na saída da GD CC e perdas na microrrede MG-33 CC malhada.	137
Tabela 3.39 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para MG-33 CC radial.	137
Tabela 3.40 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para MG-1438 CC...	137

Tabela 3.41 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup ⁻¹ para MG-33 CC malhada.	137
Tabela 4.1 – Erros relativos e absoluto das aproximações via série de Taylor e Regressão Linear	150
Tabela 4.2 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-33 CA radial.....	157
Tabela 4.3 – Potência ativa e reativa na saída das GD na microrrede MG-33 CA radial e erros relativos em relação ao MNR.....	157
Tabela 4.4 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-33 CA radial e erros relativos das grandezas em relação ao MNR.....	157
Tabela 4.5 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-1438 CA.....	159
Tabela 4.6 – Potência ativa e reativa na saída da GD na microrrede MG-1438 CA e erros relativos em relação ao MNR.....	159
Tabela 4.7 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-1438 CA e erros relativos das grandezas em relação ao MNR.	159
Tabela 4.8 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-33 CA malhada.	161
Tabela 4.9 – Potência ativa e reativa na saída das GD na microrrede MG-33 CA malhada e erros relativos em relação ao MNR.....	161
Tabela 4.10 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-33 CA malhada e erros relativos das grandezas em relação ao MNR.....	162
Tabela 4.11 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-310 CA.....	162
Tabela 4.12 – Potência ativa na saída das GD na microrrede MG-310 CA e erros relativos em relação ao MNR.	164

Tabela 4.13 – Potência reativa na saída das GD na microrrede MG-310 CA e erros relativos em relação ao MNR.	164
Tabela 4.14 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-310 CA e erros relativos das grandezas em relação ao MNR....	164
Tabela 4.15 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-1438 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.....	167
Tabela 4.16 – Potência ativa e reativa na saída da GD na microrrede MG-1438 CA e erros relativos em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.....	167
Tabela 4.17 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-1438 CA e erros relativos das grandezas em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.....	167
Tabela 4.18 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-310 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.	169
Tabela 4.19 – Potência ativa na saída das GD na microrrede MG-310 CA e erros relativos em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.	169
Tabela 4.20 – Potência reativa na saída das GD na microrrede MG-310 CA e erros relativos em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.	170
Tabela 4.21 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-310 CA e erros relativos das grandezas em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.....	170
Tabela 4.22 – Estatísticas dos erros relativos das tensões CC nodais das versões FMFL-CC em relação ao MNR-CC na microrrede MG-33 CC radial.	174
Tabela 4.23 – Potência ativa na saída das GD CC na microrrede MG-33 CC radial e erros relativos em relação ao MNR-CC.	174

Tabela 4.24 – Estatísticas dos erros relativos das tensões CC nodais das versões FMFL-CC em relação ao MNR-CC na microrrede MG-1438 CC.	176
Tabela 4.25 – Potência ativa na saída das GD CC na microrrede MG-1438 CC e erros relativos em relação ao MNR-CC.	176
Tabela 4.26 – Estatísticas dos erros relativos das tensões CC nodais das versões FMFL-CC em relação ao MNR-CC na microrrede MG-1438 CC com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CC Linear.	178
Tabela 4.27 – Potência ativa na saída das GD CC na microrrede MG-1438 CC e erros relativos em relação ao MNR-CC com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CC Linear.	179
Tabela 4.28 – Estatísticas dos erros relativos das tensões nodais CC das versões FMFL-CC em relação ao MNR-CC na microrrede MG-33 CC malhada.	180
Tabela 4.29 – Potência ativa na saída das GD CC na microrrede MG-33 CC malhada e erros relativos em relação ao MNR-CC.	180
Tabela 5.1 – Valores das constantes dos custos das GD.	192
Tabela 5.2 – Potência ativa e reativa de referências obtidas utilizando o FPO CA linear.	193
Tabela 5.3 – Estatísticas associadas com os erros relativos dos módulos das tensões.	195
Tabela 5.4 – Valores e erros relativos das Perdas e injeção de potência no PAC da MG-1438.	195
Tabela 5.5 – Potência ativa e reativa de referências obtidas utilizando o FPO CC linear.	196
Tabela 5.6 – Estatísticas associadas com os erros relativos das tensões CC na MG-1438 CC.	197
Tabela 5.7 – Valores e erros relativos das Perdas e injeção de potência no PAC da MG-1438 CC	197
Tabela 8.1 – Estatísticas para o módulo da tensão CA nodal (pu) e para as perdas ativa e reativa.	247
Tabela 8.2 – Custo computacional dos FPP via FMFL-CA, FMF-MGZ-CA e MNR.	249
Tabela 8.3 – Estatísticas das perdas resistivas totais na MG-906 CC.	254

Tabela 8.4 – Custo computacional dos FPP via FMFL-CC, FMFL-MSA-CC e MNR.....	254
Tabela 8.5 – Estatísticas das perdas resistivas totais na MG-144 CC.....	258
Tabela 8.6 – Custo computacional dos FPP via FMFL-CC, FMFL-MGZ-CC e MNR para a MG-144 CA	258
Tabela 8.7 – Parâmetros dos cabos das redes RBTS barra 2 e RBTS barra 4	259
Tabela 8.8 – Limites de tensão e carregamento nas redes RBTS- barra 2 e RBTS barra 4.....	263
Tabela 8.9 – Índices de confiabilidade do sistema RBTS barra 2 para os casos #0.1 e #0.2 e a variação relativa do caso #0.2 em relação ao caso #0.1.....	266
Tabela 8.10 – Índices de confiabilidade do sistema RBTS barra 4 para os casos #0.1 e #0.2 e a variação relativa do caso #0.2 em relação ao caso #0.1.....	266
Tabela 8.11 – Estatísticas para o índice FEC para os casos de estudo com sobrescrito * (com sobrescrito **).	267
Tabela 8.12 – Estatísticas para os índice DEC para os casos de estudo com sobrescrito * (com sobrescrito **).	268
Tabela 8.13 – Estatísticas para o índice FEC para os casos de estudo (com sobrescrito **).	270
Tabela 8.14 – Estatísticas para o índice DEC para os casos de estudo (com sobrescrito **).	270
Tabela 8.15 – Variação percentual das médias dos índices FEC e DEC nos casos de estudo de #1 a #4.	271
Tabela 8.16 – Probabilidade de cada zona para os índices FEC e DEC (%).	274
Tabela 8.17 – Valores esperado de penalidade em dólares (Valor de \$ 18.000.000,00).	274
Tabela 8.18 – Variação percentual dos valores esperado de penalidade dos índices FEC e DEC nos casos de estudo de #1 a #4. (%).....	275

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Redes Elétricas Inteligentes.....	1
1.2	Mudanças na Rede de Distribuição Convencional e na Microrrede	5
1.2.1	Cargas CC.....	5
1.2.2	Geração Distribuída Renovável CC	6
1.2.3	Veículos Elétricos.....	7
1.3	Rede de Distribuição do Futuro.....	7
1.4	Revisão Bibliográfica	11
1.4.1	Fluxo de Potência para Redes de Distribuição Híbridas CA-CC.....	13
1.4.2	Fluxo de Potência para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado	15
1.4.3	Fluxo de Potência Probabilístico em Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado.....	20
1.4.4	Estimação de Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição	22
1.5	Motivações da Tese de Doutorado	30
1.6	Objetivos da Tese de Doutorado	32
1.7	Publicações Resultantes da Pesquisa do Doutorado.....	34
1.8	Estrutura da Tese de Doutorado	35
2	Fluxo de Potência para Redes de Distribuição Híbridas CA-CC.....	37
2.1	Modelo de Carga	38
2.2	Modelo do Conversor para Microrrede Interligada à Rede Principal	38
2.3	Modelo da Rede CC	43
2.4	Modelo da Rede CA	45
2.5	Fluxo de Potência CA-CC Sequencial e Unificado.....	46
2.5.1	Fluxo de Potência CA-CC Sequencial (FPS CA-CC).....	47

2.5.2	Fluxo de Potência CA-CC Unificado (FPU CA-CC).....	51
2.6	Fluxo de Potência Radial CA-CC.....	56
2.6.1	Fluxo de potência CA-CC via MSP (MSP CA-CC)	56
2.7	Simulações e Resultados	60
3	Fluxo de Potência com Múltiplas Barras de Folga para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado	68
3.1	Introdução.....	68
3.2	Modelos da Carga e Geração Distribuída Convencional na Microrrede Operando no Modo Ilhado	69
3.2.1	Modelo de Carga CA e CC.....	69
3.2.2	Modelo do Gerador Distribuído CA e CC.....	70
3.3	Fundamentação do FMF-CA.....	72
3.4	Análise das Perdas no Subproblema.....	80
3.5	Solução do Subproblema.....	86
3.6	Algoritmos da Classe FMF-CA.....	89
3.6.1	Algoritmo FMF-MS-CA.....	90
3.6.2	Algoritmo do FMF-MGZ-CA	92
3.7	Formulação do FMF-CC	96
3.7.1	Algoritmos do FMF-MS-CC.....	98
3.7.2	Algoritmo do FMF-MGZ-CC	99
3.8	Resultados dos Testes com o Fluxo FMF-CA.....	100
3.8.1	Descrição das Microrredes CA Testes	101
3.8.2	Descrição dos Casos de Estudo	102
3.8.3	Resultados dos Testes na MG-33 CA Radial	103
3.8.3.1	MG-33 CA Radial com Modelo de Carga VF0	103

3.8.3.2	MG-33 CA Radial com Modelo de Carga VF1	106
3.8.3.3	MG-33 CA Radial com Modelo de Carga VF2	108
3.8.4	Resultados dos Testes na MG-1438 CA Radial	110
3.8.4.1	MG-1438 CA com Modelo de Carga VF0.....	110
3.8.4.2	MG-1438 CA com Modelo de Carga VF1.....	112
3.8.4.3	MG-1438 CA com Modelo de Carga VF2.....	115
3.8.5	Resultados dos Testes na MG-33 CA Malhada.....	118
3.8.5.1	MG-33 CA Malhada com Modelo de Carga VF0.....	118
3.8.5.2	MG-33 CA Malhada com Modelo de Carga VF1	120
3.8.5.3	MG-33 CA Malhada com Modelo de Carga VF2.....	122
3.8.6	Resultados dos Testes na MG-310 CA Malhada.....	124
3.8.6.1	MG-310 CA com Modelo de Carga VF0.....	124
3.8.6.2	MG-310 CA com Modelo de Carga VF1	126
3.8.6.3	MG-310 CA com Modelo de Carga VF2.....	128
3.8.7	Conclusão dos Testes com as Versões do FMF-CA	130
3.9	Resultados dos Testes com o Fluxo FMF-CC.....	132
3.9.1	Descrição das Microrredes CC Testes.....	132
3.9.2	Resultados dos Testes na MG-33 CC Radial	134
3.9.3	Resultados dos Testes na MG-1438 CC Radial	135
3.9.4	Resultados dos Testes na MG-33 CC Malhada.....	136
3.9.5	Custo computacional do FMF-CC	137
3.9.6	Conclusão dos Testes com as Versões do FMF-CC.....	138
4	Algoritmos de Fluxo de Potência Aproximados com Múltiplas Barras de Folga para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado	139
4.1	Introdução.....	139

4.2	Formulação do FMFL-CA.....	140
4.3	Formulação do FMFL-CC.....	145
4.4	Formulação do FMFL-MSA-CC.....	150
4.5	Resultados dos Testes do FMFL-CA	155
4.5.1	Descrição das Microrredes CA Testes	155
4.5.2	Resultados dos Testes na MG-33 CA Radial	155
4.5.3	Resultados dos Testes na MG-1438 CA Radial	157
4.5.4	Resultados dos Testes na MG-33 CA Malhada.....	160
4.5.5	Resultados dos Testes na MG-310 CA Malhada.....	162
4.5.6	Resultados nas Microrredes MG-1438 CA radial e MG-310 CA Malhada com Potências de Referência do Controle Droop Obtidas via FPO CA Linear.....	165
4.5.7	Conclusão dos Testes com o FMFL-CA	170
4.6	Resultados dos Testes do FMFL-CC e FMFL-MSA-CC.....	171
4.6.1	Descrição das Microrredes CC Testes.....	171
4.6.2	Resultados dos Testes na MG-33 CC Radial	172
4.6.3	Resultados dos Testes na MG-1438 CC Radial	174
4.6.4	Resultados dos Testes na MG-33 CC Malhada.....	179
4.6.5	Conclusão dos Testes com as Versões do FMFL-CC	181
5	FPO CA e CC Linear para Obtenção dos Valores de Referência do Controle Droop dos Geradores	182
5.1	Introdução.....	182
5.2	Formulação do FPO CA Não-Linear.....	185
5.3	Formulação do FPO CA Linear.....	188
5.4	Formulação do FPO CC Não-Linear.....	190
5.5	Formulação do FPO CC Linear.....	191

5.6	Aplicação do FPO CA Linear.....	192
5.7	Aplicação do FPO CC Linear.....	195
5.8	Obtenção dos Valores de Referência dos Controles Droop Considerando a Variação Cronológica na Carga e na GD Renovável.....	198
6	Fluxo de Potência Probabilístico Linear para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado.....	200
6.1	Introdução.....	200
6.2	Modelos Probabilísticos	200
6.2.1	Modelo de Carga CA.....	201
6.2.2	Modelo de Carga CC.....	201
6.2.3	Modelo da Falha de Componentes	202
6.2.4	Análise de Contingências para Redes de Distribuição Malhadas	203
6.3	Algoritmo do FPP Linear via SMC Não-Sequencial para Microrredes CA e CC	209
7	Análise da Confiabilidade de Redes de Distribuição Radiais.....	211
7.1	Análise de Contingência em Redes de Distribuição Convencionais Radiais.....	212
7.2	Análise de Contingência em Redes Híbridas CA-CC Radiais	219
7.3	Análise de Contingência em Redes de Distribuição com Formação de Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado	220
7.4	Estimação dos Índices de Confiabilidade.....	226
7.4.1	Estimação Pretérita.....	226
7.4.2	Estimação Preditiva	228
7.4.2.1	Algoritmo do Método Analítico de Enumeração de Estados (MAEE).....	233
7.4.2.2	Algoritmo do Método de Simulação Monte Carlo Sequencial	236
7.5	Modelagem Cronológica Determinística da Carga e da GDFV.....	240
7.6	Cálculo de Penalidades.....	242

8	Resultados das Aplicações dos Fluxos de Potência para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado	244
8.1	Resultados dos Testes do Fluxo de Potência Probabilístico Linear para Microrredes CA	244
8.1.1	Descrição da Microrrede CA.....	244
8.1.2	Resultados Probabilísticos.....	245
8.2	Resultados dos Testes do Fluxo de Potência Probabilístico para Microrredes CC	250
8.2.1	FPP na Microrrede Radial MG-906 CC	250
8.2.2	FPP na Microrrede Malhada MG-144 CC	254
8.3	Resultados da Análise de Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais.....	258
8.3.1	Descrição dos Sistemas Testes	258
8.3.2	Casos de Estudo.....	262
8.3.3	Resultados dos Casos de Estudo de Validação	265
8.3.4	Resultados dos Casos de Estudo Probabilísticos Considerando a Formação de Microrredes CA e CC.....	267
9	Conclusão.....	276
9.1	Introdução.....	276
9.2	Aplicações Práticas.....	277
9.3	Trabalhos Futuros.....	279
	Referências	282
	Apêndice A.....	297

1 Introdução

1.1 Redes Elétricas Inteligentes

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é formado por vários componentes interligados entre si que têm como função fornecer energia elétrica com mínimo custo e níveis aceitáveis de qualidade aos seus consumidores [1]. Resumidamente, o SEP constitui-se de grandes usinas de geração que convertem alguma forma de energia (térmica, hidráulica, solar, eólica, nuclear, etc.) em energia elétrica. Sendo essa produção afastada dos grandes centros de consumo, é imprescindível a existência de elementos de interligação que permitem a transmissão de energia por longas distâncias, o que é feito através de sistemas de transmissão. Em seguida, a energia é distribuída para os centros de consumo através dos sistemas de distribuição de média e baixa tensão. Embora os sistemas de geração e transmissão tenham funções de monitoramento e controle razoavelmente avançadas, a maior parte do sistema de distribuição não possui ainda funções de monitoramento e controle, e nem redes de comunicação associadas [2]. Normalmente, a automação e o controle estão limitados a operações locais onde praticamente não existe monitoramento em tempo real de importantes variáveis do sistema como: a tensão fornecida às cargas ou os valores das correntes que circulam pela rede [2].

Atualmente, diversos fatores têm demandado a modernização da automação e controle da rede de distribuição, por exemplo: o aumento da demanda de energia elétrica, a escassez de recursos convencionais para geração de energia, o aumento da conexão de Geração Distribuída (GD), o surgimento de veículos elétricos e a evolução tecnológica que reduz os custos equipamentos, principalmente os equipamentos baseados em eletrônica de potência, tornando-os bastante presentes nas redes elétricas [3]. A defasagem existente entre redes de transmissão e distribuição com relação à automação também se deve ao baixo impacto das falhas dos equipamentos na rede de distribuição que resultam apenas em montantes de energia não fornecida da ordem de KWh (interrupções no fornecimento de energia para um alimentador ou seções de um alimentador). Por outro lado, em redes de transmissão as falhas nos equipamentos podem resultar em montantes de energia não fornecida da ordem de MWh (blackouts em cidades ou regiões de um país). Devido a isso, a maior parte dos investimentos, incluindo-se aqueles associados com a automação, foi historicamente direcionada para os sistemas transmissão e

geração com o objetivo de mitigar os efeitos das falhas dos equipamentos nestes sistemas. A gravidade das falhas da rede de transmissão com relação a aquelas na distribuição também resultou em diferenças estruturais entre estas redes. Por exemplo, a rede de transmissão tem topologia malhada (mais redundante e robusta) enquanto a rede de distribuição possui topologia radial (menor custo e mais vulnerável). Estas deficiências da rede de distribuição em conjunto com a evolução na sociedade, economia e tecnologia globais têm motivado a modernização das redes de distribuição.

Nesse contexto surge a Rede Elétrica Inteligente (REI), também conhecida como *Smart Grid*. Basicamente, a REI consiste de uma rede elétrica na qual há fluxo de potência e informação bidirecional entre a concessionária e os consumidores através da combinação de tecnologias de informação e automação. A REI representa a evolução das redes elétricas atuais, no sentido do aumento da eficiência e da qualidade de fornecimento.

Particularmente no Brasil, os motivadores do avanço das REI são [2]:

- i) Possibilidade de redução de custos da operação do sistema a partir de uma maior eficiência operacional resultante da automação de processos internos e evolução da gerência do sistema proporcionada por um maior monitoramento e controle de todos os agentes envolvidos na operação;
- ii) Expectativa de uma melhor gestão dos ativos da empresa, proveniente da definição de melhores políticas de manutenção e substituição desses ativos baseada no uso de ferramentas que possibilitam o planejamento das manutenções baseadas na condição real dos equipamentos. Uma evolução nesse aspecto é de grande relevância para as concessionárias diante do atual cenário em que as receitas das concessionárias dependem da gestão dos ativos que compõem a rede de distribuição para evitar multas devido à transgressão de metas para índices de continuidade do fornecimento de energia;
- iii) Os consumidores estão mais informados sobre aspectos de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) (interrupções, quedas de tensão, transitórios de chaveamento, etc.) e estão desafiando as concessionárias de energia elétrica a melhorar a qualidade da energia entregue. Deste modo, a fim de garantir uma adequada energia elétrica, as concessionárias de energia elétrica têm o seu desempenho avaliado por órgãos reguladores através de metas baseadas em indicadores de qualidade de fornecimento. No Brasil estes indicadores são representados pelos índices Duração

Equivalente de Interrupção por unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por unidade Consumidora (FEC) que expressam a duração e a frequência das interrupções no fornecimento de energia;

iv) Combate às perdas, em especial, as comerciais ou não-técnicas que apresentam altos índices no país, principalmente quando comparados com os índices nos países desenvolvidos. O conceito da REI permite um melhor monitoramento da energia injetada e consumida, facilitando a localização de pontos da rede onde essas perdas podem ser encontradas.

Desta forma, a emergência do paradigma de REI introduzirá mudanças profundas no planejamento e na operação das redes de distribuição. No âmbito do planejamento, as principais mudanças estão associadas com o projeto da rede de distribuição para atender a evolução da demanda e restrições técnicas (tensão, carregamento e confiabilidade) sujeito a uma maior quantidade de incertezas oriundas das seguintes fontes: conexão de veículos elétricos e a utilização de GD renovável (solar, eólica, biomassa, etc.). No escopo da operação, as principais mudanças estão relacionadas com a introdução de funções avançadas nos DMS (“Distribution Management Systems”), por exemplo: fluxo de potência ótimo para o despacho da GD, gerenciamento do carregamento de veículos elétricos, estimação de estado, restauração baseada em auto-reparo (“self-healing”), etc. Uma das principais mudanças no planejamento e na operação da rede de distribuição para se obter melhorias na confiabilidade com a aplicação das REI é a formação de microrredes.

A microrrede basicamente pode ser definida como um subsistema elétrico independente, na rede distribuição, contendo cargas e GD controláveis que podem ser operadas de forma coordenada e segura proporcionando aumento nos níveis de confiabilidade, qualidade de energia, economia, mediante a introdução de técnicas de automação e comunicação. Além disso, as microrredes reduzem impactos ambientais da geração convencional (baseada em combustíveis fósseis), através do aproveitamento da GD renovável. De modo geral, as microrredes têm o potencial de melhorar o desempenho do sistema de energia elétrica, bem como oferecer o mesmo desempenho que as tecnologias existentes, mas de uma forma mais econômica. A microrrede pode operar nos modos interligado à rede da concessionária e ilhado [3]. Sendo que o local onde a microrrede faz interface com a rede da concessionária é denominado de Ponto de Acoplamento Comum (PAC), fisicamente através de uma chave estática automática.

No modo interligado, a microrrede pode comprar ou vender energia em mercados elétricos para maximizar os benefícios para seus consumidores. No modo ilhado, a microrrede se desconecta da rede da concessionária devido a uma falta externa à microrrede (à montante do PAC) e passa suprir as suas cargas usando a geração nativa. Esta capacidade de suprimento das cargas nativas no modo ilhado é dependente da factibilidade da operação ilhada. Ou seja, a inexistência de violações nos limites para as magnitudes das tensões e para a frequência angular da microrrede. Deve-se destacar que um dos principais benefícios com a aplicação das microrredes é a melhoria na confiabilidade obtida com a operação no modo ilhado, pois a capacidade de operar no modo ilhado pode reduzir os efeitos de falhas e distúrbios externos à microrrede nos seus consumidores. É importante enfatizar que também existem microrredes que operam permanentemente no modo ilhado. Este é o caso de microrredes construídas em lugares isolados, tais como ilhas. Por exemplo, as microrredes brasileiras situadas nas ilhas dos Lençóis [4] e de Fernando de Noronha [5] nos litorais do Maranhão e de Pernambuco, respectivamente. Nestes locais o fornecimento de energia através da interconexão com a rede elétrica da concessionária é inviável devido a restrições de custo e roteamento da rede. A Figura 1.1 mostra o diagrama esquemático de uma microrrede.

Finalmente, é importante destacar que a operação ilhada de uma microrrede introduz novos desafios no planejamento da operação e da expansão da rede de distribuição. Por exemplo, a compensação dos desequilíbrios entre a carga e a geração provocados pelas flutuações na potência de saída de geradores renováveis. No caso da geração solar fotovoltaica, que é mais usada em redes de distribuição, estes desequilíbrios são causadas pela redução da radiação solar incidente nos painéis fotovoltaicos devido a passagem de nuvens. Deve-se ainda destacar que os operadores da rede de distribuição deverão ajustar parâmetros da GD (constantes de controle) e despachá-las em modo off-line para assegurar a adequação (ausência de violações em restrições técnicas tais como os limites de tensão e frequência) da microrrede no modo ilhado. Esta tarefa deve ser realizada considerando-se uma miríade de parâmetros com natureza estocástica, por exemplo: carga, geração renovável, falhas em componentes, veículos elétricos e preços em mercados elétricos. Portanto, há uma diligência para desenvolver ferramentas que auxiliem os operadores da rede de distribuição na determinação o estado da microrrede sob incertezas para assegurar que o seu planejamento seja robusto a flutuações aleatórias nos seus parâmetros. Em

outras palavras, os operadores da rede de distribuição terão novas atribuições que serão similares àquelas responsabilidades dos operadores de sistemas compostos de geração e transmissão.

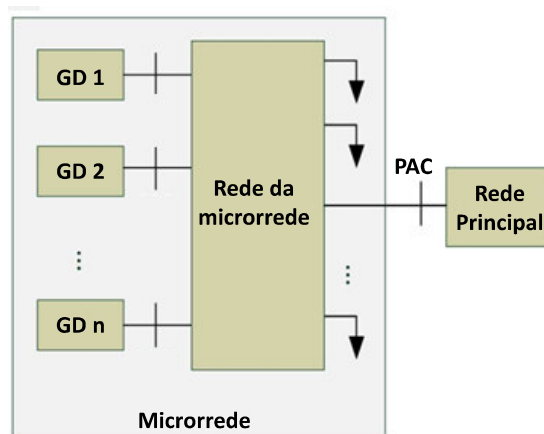


Figura 1.1 – Diagrama esquemático de uma microrrede.

Fonte: IEEE-PES (2014) [3].

1.2 Mudanças na Rede de Distribuição Convencional e na Microrrede

Devido a constante evolução das tecnologias, mudanças significativas estão ocorrendo no sistema de distribuição e na microrrede. Tais mudanças estão relacionadas com as novas tecnologias que são conectadas. Nesta seção são apresentadas as principais tecnologias emergentes nas redes de distribuição convencionais e nas microrredes.

1.2.1 Cargas CC

Desde que a corrente CA ganhou a batalha das correntes e se tornou o meio de suprimento dominante, todas as cargas foram forçadas a se adaptar aos sistemas de fornecimento de corrente alternada. Porém, atualmente uma mudança gradual vem ocorrendo com relação ao crescimento de cargas CC na rede de distribuição, devido a rápida evolução da eletrônica [6]. As cargas CC são equipamentos integrados com dispositivos eletrônicos, que permitem que estas sejam mais eficientes, controláveis e interativas. Estas cargas são conectadas a rede de distribuição convencional através de conversores. Alguns exemplos destas cargas são computadores, impressoras, lâmpadas LEDs, TVs, roteadores. Além disso, as cargas CA convencionais, como máquinas de lavar roupa, refrigeradores, aparelhos de ar condicionado e equipamentos industriais, estão sendo pouco a pouco substituídas por motores CA com

conversores para controlar a velocidade do motor e, deste modo, melhorar a eficiência do seu desempenho. Logo, a tendência é que uma grande porcentagem das cargas na rede de distribuição sejam CC [6].

1.2.2 Geração Distribuída Renovável CC

Recentemente, a rede de distribuição vem experimentando uma inserção crescente de GD devido a: restrições ambientais, eficiência energética, desregulamentação do setor elétrico que permitiu livre acesso dos produtores à rede de distribuição, redução nos custos de instalação da GD e incentivos fiscais [6], [7]. A GD pode usar fontes primária de energia convencionais, como gasolina e óleo diesel, ou fontes primárias de energia renováveis, como solar, eólica e células a combustível.

No âmbito das redes de distribuição, a GD fotovoltaica (GDFV) é mais utilizada. Deve-se destacar que a GDFV é uma tecnologia puramente CC [6], [7]. A energia é produzida em CC é injetada na rede através de conversores CC-CA. As GD de células a combustível, que é uma tecnologia CC, e GD eólica também são conectados à rede de distribuição convencional através de conversores CC-CA e CA-CC-CA, respectivamente.

A Figura 1.2 mostra as configurações típicas das principais tecnologias de GD renovável conectadas na rede de distribuição convencional.

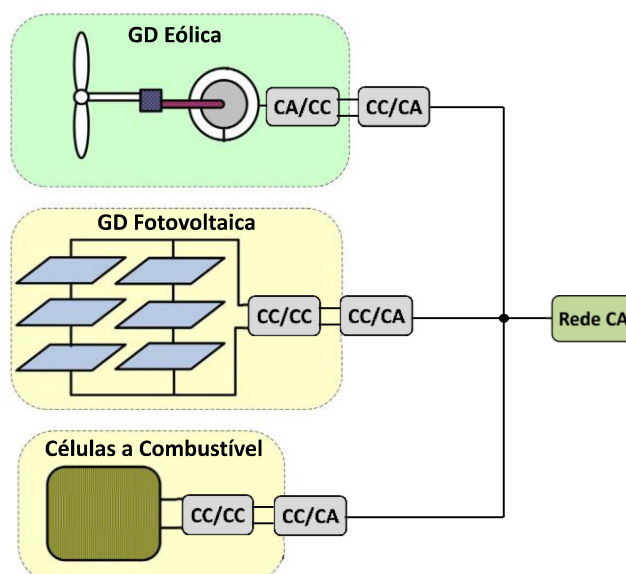


Figura 1.2 – Configuração típica da GD na rede de distribuição CA com GD.

Fonte: Adaptada de Justo, J. J. et al. (2013) [7].

1.2.3 Veículos Elétricos

A indústria automotiva está enfrentando uma grande revolução que são os Veículos Elétricos (VE) [8], [9]. O VE é um tipo de veículo que utiliza motores elétricos CC ou CA. São popularmente considerados como uma das estratégias mais eficazes para reduzir a dependência do petróleo e a emissão de gases, e aumentar a eficiência da conversão de energia. A expectativa é que no futuro grande parte da frota de veículos no mundo seja de veículos elétricos [9]. Esta eletrificação do setor de transporte demanda a realização de reforços no sistema elétrico de potência, pois o VE afeta significativamente a operação da rede. Isto ocorre devido ao VE operar como carga, ou como sistema de armazenamento de energia [8], [9].

1.3 Rede de Distribuição do Futuro

A seção 1.2 mostrou as principais tecnologias que estão surgindo na rede de distribuição. Todas as tecnologias apresentadas se baseiam em CC. Para utilizá-las na rede de distribuição convencional é necessária a instalação de conversores que geram múltiplos estágios de conversão.

A Tabela 1.1 resume todos os estágios de conversão usados em uma rede CA e em uma rede CC. A partir desta tabela, observa-se que para uma rede de distribuição CA, se a energia das fontes CA for consumida por uma carga CA, nenhuma conversão adicional será necessária. Para carga CC, uma conversão CA-CC é necessária. Para uma carga CA com conversor embutido, as etapas de conversão são CA-CC-CA, ou seja, faz-se a conversão CA-CC e em seguida a conversão CC-CA. Se a energia das fontes CC for consumida pela carga CA, a etapa de conversão será CC-CA. Para carga CC, a conversão é CC-CA-CC, ou seja, conversão de CC-CA e, em seguida CA-CC. Para carga CA com conversor embutido, as etapas de conversão são CC-CA-CC-CA, ou seja, a conversão CC-CA é primeiro realizada, em seguida CA-CC e por último CC-CA.

Agora se a rede de distribuição for CC e a energia das fontes está no modo CA, então ela deve ser convertida em CC. Se a energia das fontes CC for consumida pela carga CC, nenhuma conversão adicional será necessária. Para ambas as cargas, CA e CA com conversor, o estágio de conversão é CC-CA. Se a energia das fontes CA for consumida pela carga CC, o estágio de

conversão, agora, será CA-CC. Para cargas CA e CA com conversores, as etapas de conversão são CA-CC-CA.

De forma geral, um sistema de distribuição CA tem mais processos de conversão do que um sistema de distribuição CC [10]. A Figura 1.3 ilustra esse caso. A Tabela 1.1 indica que haverá muito pouco ou nenhum processo de conversão se as fontes CA e as cargas estiverem conectadas à rede CA e as fontes CC e as cargas estiverem vinculadas a uma rede CC [10], [11]. Neste caso, não haverá equipamentos de conversão e perdas relacionadas.

Tabela 1.1 – Estágios de conversão para sistemas CA e CC [11].

Rede	Fonte CC	Carga CC	Carga CA	Carga CA com conversor
CA	CC	CC-CA-CC	CC-CA	CC-CA-CC-CA
	CA	CA-CC	Nenhuma	CA-CC-CA
CC	CC	Nenhuma	CC-CA	CC-CA
	CA	CA-CC	CA-CC-CA	CA-CC-CA

Portanto, a Tabela 1.1 indica que uma solução favorável que melhora a eficiência da rede é construir uma rede híbrida CA e CC nos níveis de distribuição, para acoplar fontes CC com cargas CC e fontes CA com cargas CA.

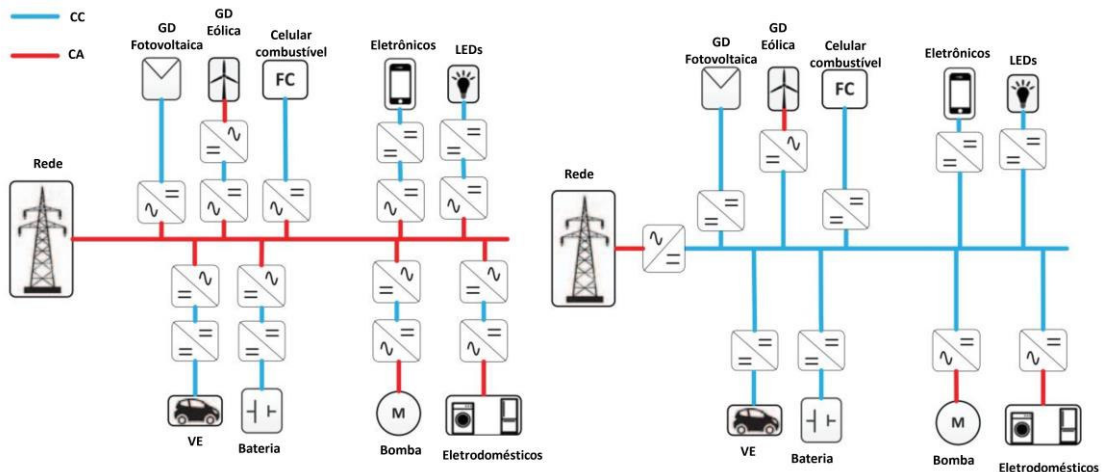


Figura 1.3 – Redes de distribuição CA e CC.

Fonte: Rodriguez-Diaz (2015) [10].

A rede de distribuição CC pode oferecer as seguintes vantagens quando comparada com a rede CA [6], [7], [11]:

- Viabilização da conexão de diferentes cargas e tecnologias de GD com o mínimo de necessidade para conversão elétrica, contribuindo para a redução do custo e das perdas de energia;
- Maior capacidade de transferência de potência para as cargas;
- Aumento na capacidade de acomodação de GD;
- Integração mais fácil de GD CC (tais como: armazenamento de energia, solar fotovoltaica e células a combustível), pois não são necessários inversores CC-CA para conexão na rede elétrica visto que a mesma é CC;
- Suprimento mais eficiente de cargas CC;
- Eliminação da necessidade de sincronismo e ajustes de frequência, permitindo as unidades de geração operar em sua própria velocidade ótima.

Deve-se destacar que, no âmbito do sistema de distribuição, a aplicação de redes CC é uma tecnologia bastante recente. Contudo, as redes CC já são, há muito tempo, utilizadas em casos específicos, por exemplo, em sistemas de energia de centro de dados, telecomunicações, tração e de embarcações [6]. Estes casos específicos são nichos nos quais as redes CC sempre foram utilizadas [6].

Uma alternativa que tem sido sugerida para a criação de redes CC é converter, parcialmente ou totalmente, a rede elétrica CA existente em CC para melhorar o carregamento e o perfil de tensão da rede [12], [13], [16], [17], [18] e [19]. Em [13], os autores criam uma rede de distribuição real com várias partes CC. E enumeraram as seguintes vantagens da rede distribuição CC [13]:

- i) Redução nas perdas, pois não há transferência de potência reativa.
- ii) Possibilidade de operar com níveis de tensão mais elevados do que aqueles usados na rede CA para aumentar a capacidade de transferência de potência.
- iii) Maior facilidade para conectar dispositivos de armazenamento de energia e geração distribuída.
- iv) Aumento na capacidade de monitoramento da rede devido ao maior número de informações disponibilizadas pelos conversores da rede CC, por exemplo, os dados das medições dos conversores podem ser usados na localização das faltas.

- v) Redução na frequência de faltas do alimentador inteiro, pois a rede CC forma a sua própria zona de proteção na qual as faltas não são propagadas para o resto do alimentador.
- vi) Diminuição do número de interrupções causadas por religamento automático de alta velocidade devido ao armazenamento de energia nas capacitâncias dos conversores e da própria rede CC.

Atualmente, não existem redes de distribuição ou microrredes CC em operação no território nacional. Apesar disso, há diversos projetos de demonstração construídos ao redor do mundo devido às vantagens distintas dos sistemas de distribuição CC com relação aos CA. A proposta de tais iniciativas é validar os benefícios teoricamente previstos das redes de distribuição CC em cenários práticos. Por exemplo, a Korea Electric Power Corp. (KEPCO) tem desenvolvido redes de distribuição CC de baixa tensão e tecnologias de operação desde 2009 [14]. A KEPCO construiu o maior centro de testes para redes de distribuição do mundo e recentemente implementou dois grandes projetos associados com redes de distribuição CC de baixa tensão: um projeto de aplicação para demonstração do sistema CC e um projeto de construção de uma microrrede CC ilhada. O centro de teste CC tem as seguintes características: cerca de 6 km de linhas aéreas e cabos subterrâneos, conversores de potência CA-CC de 500 kW, um sistema de armazenamento de energia com capacidade de 2 MW, turbinas eólicas de 250 kW, geradores solares fotovoltaicos de 250 kW, 50 kW de veículos elétricos conectados a rede, geradores diesel de 100 kW, cargas reais (eletrodomésticos tais como; refrigeradores, computadores, TVs, etc.) e artificiais (600 kW), disjuntores CC de alta velocidade e sistemas de operação. Além da KPECO na Coreia do Sul, diversos países têm implementado projetos piloto e de demonstração sobre microrredes CC. A Tabela 1.2 apresenta alguns destes projetos associados com diversas aplicações de sistemas CC [15]. A partir desta tabela, pode-se concluir que os sistemas de distribuição CC são flexíveis para atender demandas de pequeno e grande porte com diversos níveis de tensão.

Tabela 1.2 – Características de projetos de sistemas de distribuição CC ao redor do mundo.

Tipo	Local	Tensão	Capacidade
Microrredes CC off-grid (isoladas)	Bangladesh	12 V	≤ 100W
	Índia	48V	100-500 W
	Portugal	24V	1,8 kWp
Eletrificação de Transportes	Hawaii	240V	1-5 MW
	Singapura	1,5 kV	3 MW
	Reino Unido	750 V	3 MW
Centros de Dados	Japão	380 V	500 kW
	Estados Unidos	400 V	5,5 MW
	Suíça	380V	1 MW
Prédios Residenciais e Comerciais	Taiwan	380±20 V	5-10 kW
	China	380±20 V	150 kW
	Alemanha	380±20 V	15 kW

1.4 Revisão Bibliográfica

Uma das principais linhas de pesquisa na área do sistema elétrico de potência é a realização de simulações computacionais para realizar estudos de planejamento da operação e da expansão da rede elétrica, por exemplo: estabilidade, curto-circuito, análise de segurança, equivalentes externos, despacho de geração, etc. O principal requisito para estes estudos é a existência de um algoritmo de fluxo de potência. Devido a mudanças que estão ocorrendo na rede de distribuição convencional, a tendência é que parte ou toda a rede de distribuição do futuro opere no modo CC. Isso abre caminho para mais dois modos de operação da rede, além do modo CA, que são a operação da rede no modo híbrido CA-CC ou no modo puramente CC.

No âmbito da operação ilhada das microrredes CA ou CC a principal aplicação do fluxo de potência é a determinação do estado da microrrede para avaliar a sua adequação e o seu desempenho (factibilidade de restrições técnicas e/ou perdas técnicas). Nas redes de distribuição CA o estado é definido pelas magnitudes e fases das tensões nodais em regime permanente. Por outro lado, no caso das microrredes CA operando no modo ilhado, a frequência angular também é determinada para se definir o estado da microrrede. Adicionalmente, no fluxo de potência para redes de distribuição ou microrredes CC, o estado é composto apenas pelas tensões CC em regime permanente. Já o fluxo de potência, para redes de distribuição híbridas CA-CC, obtêm-se em regime permanente a magnitude das tensões CC e a magnitude e a fase das tensões CA.

Este estado é obtido a partir dos seguintes dados de entrada: potências ativa e reativa das cargas, tipos de barras, conectividade da rede elétrica (nós inicial e final dos ramos), parâmetros elétricos dos ramos (resistências, reatâncias e susceptâncias shunt) e parâmetros dos geradores. Os cálculos dos fluxos de potência para redes de transmissão e distribuição CA são bem fundamentados na literatura. Contudo, para as microrredes CA operando no modo ilhado, apesar de haver métodos de solução, há uma carência de fluxos de potência principalmente com baixo custo computacional. A demanda por métodos de baixo custo computacional é devido à necessidade de modelar variáveis com comportamento aleatório, tais como a intermitência de fontes renováveis, para realizar o planejamento das REI sob incerteza.

A solução do fluxo de potência está associada com um sistema de equações algébricas não-lineares devido à especificação das potências das cargas e dos geradores, pois a potência é dada pelo produto entre a tensão e a corrente, que por sua vez é uma função das tensões nodais devido a lei de Kirchhoff das correntes. A solução deste sistema não-linear pode ser classificada de acordo com dois paradigmas encontrados na solução do fluxo de potência que são:

- i) Métodos matriciais [20]: são mais aplicados em redes de transmissão devido à presença de topologias malhadas e o grande número de controles e limites, porém também podem ser utilizados em redes de distribuição.
- ii) Métodos de varredura topológica [21]: são mais utilizados em redes de distribuição devido a: soluções de baixo custo computacional através da exploração da topologia radial, independência de cálculos de derivadas e imunidade contra problemas de mau condicionamento numérico de matrizes devido a relação R/X elevada.

É importante comentar que os métodos de varredura topológica têm problemas de convergência e baixa eficiência para modelar barras do tipo PV. Contudo, a GD em microrredes interligadas e ilhadas não é operada como uma barra PV (especificando-se o a magnitude de tensão). Na verdade, a GD é modelada como uma barra PQ no modo interligado (modo seguidor de tensão com fator de potência especificado devido à regulamentação e para evitar problemas de coordenação dos controles de tensão) [22] e como uma injeção de potência dependente da tensão e da frequência no modo ilhado (devido ao controle da microrrede). Portanto, os métodos de varredura podem ser aplicados em microrredes ilhadas ou interligadas.

A aplicação de redes distribuição híbridas CA-CC e microrredes CA ou CC é recente na literatura técnica. Desta forma, não há uma vasta gama de estudos que envolvem fluxos de potência para estes novos padrões da rede de distribuição. Portanto é necessário desenvolver novos fluxos de potência para redes híbridas CA-CC e microrredes CA ou CC operando no modo ilhado. A seguir será apresentada uma revisão bibliográfica dos fluxos de potência, disponíveis na literatura, para redes de distribuição híbridas CA-CC como também para microrredes CA e CC operando no modo ilhado. Adicionalmente, é também apresentado um referencial teórico sobre as duas aplicações do fluxo de potência propostas nesta tese: o fluxo de potência probabilístico e o cálculo de índices de confiabilidade.

1.4.1 Fluxo de Potência para Redes de Distribuição Híbridas CA-CC

Os fluxos de potência para redes CA são bem documentados na literatura [20]. Todavia, ainda é recente o desenvolvimento de algoritmos de fluxo de potência para redes de distribuição híbridas CA-CC. Deve-se ressaltar que existe um grande número de técnicas publicadas sobre fluxo de potência em redes de transmissão CA-CC considerando elos CC baseadas no conversor comutado de fonte de corrente (“CSC-Current-Source Commutated Converter”) [24], [25], [26]. Entretanto, o conversor CSC não é competitivo com a nova tecnologia de conversores de fonte de tensão (“VSC-Voltage Source Converter”) em aplicações associadas com redes CC multi-terminais, devido a diversas formas de controle disponíveis nos conversores VSC.

O interesse em redes CC multi-terminais, se iniciou em princípio, devido ao número crescente de parques eólicos em alto mar (offshore). Além disso, as redes CC multi-terminais têm se mostrado uma alternativa viável para a formação de superredes que interligaram recursos renováveis remotos internacionais e/ou intercontinentais, por exemplo, a geração solar na África setentrional com a Europa [27]. Embora, o escopo da pesquisa desta tese seja em redes de distribuição, o estudo de algoritmos de fluxo de potência para redes de transmissão CA-CC pode fornecer subsídios importantes para o desenvolvimento de algoritmos de fluxo de potência em redes de distribuição CA-CC. Por exemplo, servir como referência (“benchmark”) para aferir e validar a precisão de novos algoritmos de varredura topológica para redes de distribuição híbridas CA-CC.

Os métodos de solução do problema de fluxo de potência em redes de transmissão CA-CC com múltiplos terminais podem ser classificados em duas abordagens [28], [29], [30], [31]:

- i) Sequencial: este paradigma resolve primeiro as equações de fluxo de potência da rede CA e depois soluciona as equações da rede CC usando as variáveis de interface calculadas a partir do fluxo de potência CA.
- ii) Unificada: nesta abordagem as equações das redes CA e CC são solucionadas de forma conjunta em um único sistema não-linear.

Na referência [28], os autores formulam um novo método unificado de fluxo de potência, para sistemas multi-terminais CA-CC, onde as redes CA e CC são resolvidas simultaneamente usando o Método de Newton Raphson (MNR). A referência [29] formula uma estratégia sequencial para a solução do fluxo de potência em redes híbridas CA-CC, onde as partes CA e CC são solucionadas, separadamente, utilizando o MNR. Esta estratégia é a base do MATA CDC. O MATA CDC é um programa gratuito e de código aberto implementado no MATLAB para análise de fluxo de potência CA-CC. O MATA CDC é de fácil utilização, pois ele é implementado em uma linguagem de programação muito difundida no meio acadêmico: o MATLAB. O MATA CDC pode ser descarregado no seguinte sítio: <https://www.esat.kuleuven.be/electa/teaching/matacdc>.

Os algoritmos de fluxo de potência projetados para redes de distribuição CA-CC seguem as abordagens dos métodos de fluxo de potência para redes de transmissão CA-CC. Este aspecto reforça a necessidade de se iniciar os estudos de fluxo de potência em redes de distribuição híbridas CA-CC a partir de estudos similares realizados em redes de transmissão.

Os autores em [32] formulam um novo método unificado para calcular o estado de uma microrrede CA-CC operando tanto no modo interligado como no modo isolado da rede da concessionária. Na referência [32], o sistema de equações não-lineares resultante das equações de fluxo de potência é solucionado usando-se o método do gradiente reduzido generalizado. Esta técnica de solução permite que o método proposto pelos autores possa ser usado tanto em redes com topologia radial como em redes com topologia malhada.

A maioria das redes de distribuição possui topologia radial. Desta forma, os primeiros algoritmos de fluxo de potência para redes de distribuição híbridas CA-CC foram desenvolvidos considerando-se esta característica topológica para obter as vantagens exploradas por seus

algoritmos precursores projetados para redes CA radiais. Uma nova metodologia, para calcular as tensões nodais em redes de distribuição CA-CC, baseada no método de varredura, é proposta em [33]. Os métodos de varredura têm baixo custo computacional, pois não utilizam a matriz jacobiana, ao contrário do Método de Newton-Raphson (MNR), e possuem pouca sensibilidade com relação a razão R/X. Deve-se destacar que os métodos de varredura podem ser usados para redes de distribuição fracamente malhadas.

1.4.2 Fluxo de Potência para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado

As microrredes CA ou CC podem operar no modo interligado à rede principal ou modo ilhado. Quando as microrredes CA ou CC operam no modo interligado qualquer variação de carga ou falhas na GD são compensadas pela rede principal. Porém, quando as microrredes CA ou CC operam no modo ilhado, qualquer variação de carga e falhas na GD devem ser balanceadas usando a geração nativa das próprias microrredes. Isso pode ocasionar, em microrredes CC, violações nas tensões nodais, e em microrredes CA, além das violações de tensão, pode ocorrer violação da frequência angular de operação. Estas violações podem tornar as operações tanto da microrrede CA quanto da microrrede CC ineficazes.

O primeiro passo para avaliar a factibilidade das microrredes CA e CC operando no modo ilhado é determinar o estado das microrredes CA e CC. A principal ferramenta usada para calcular tensões nodais em redes elétricas é, justamente, o fluxo de potência. No entanto, os algoritmos convencionais de fluxo de potência, além da grande maioria serem implementados para redes operando apenas no modo CA, não são adequados para determinar o estado das microrrede CA e CC no modo de operação ilhado, devido a:

- i) A ausência de um gerador com capacidade suficiente para absorver o desequilíbrio entre geração e cargas mais as perdas;
- ii) A frequência não ser considerada uma variável de estado. Esta situação ocorre nas microrredes CA.

Os fluxos de potência para microrredes CA e CC operando no modo ilhado são denominados de fluxos de potência com múltiplas barras de folga distribuída (FMF). Pois, como mencionado anteriormente, qualquer variação de potência deve ser compensada por todos os geradores da microrrede. É importante mencionar que geralmente o valor em regime permanente da

frequência de operação de um sistema elétrico de potência é calculado usando-se ferramentas de simulação no domínio do tempo (análise dinâmica), por exemplo, PSCAD/MTDC [34], [36]. Além disso, Chendan et al. [35] usaram a simulação no domínio do tempo, baseada no Simulink/MATLAB, para validar e aferir a precisão do controle droop em microrredes CC. Todavia, todos os artigos citados acima [34], [35] e [36] demonstraram que os fluxos de potência com barra de folga distribuída possuem boa precisão com relação as ferramentas de simulação no domínio do tempo. Desta forma, não serão realizados testes de validação e aferição da precisão dos algoritmos de fluxo de potência com barra de folga distribuída com relação às ferramentas de simulação no domínio do tempo nesta tese de doutorado. Esta metodologia é devido ao fato de que tais testes já foram amplamente relatados na literatura existente.

Há diversos trabalhos que propuseram técnicas para determinar o estado da microrrede, em regime permanente, operando no modo ilhado, mas a grande maioria é para microrredes CA. Todavia, para microrredes CC, ainda há uma escassez de técnicas para determinar o seu estado.

Em relação as microrredes CA, as referências [34], [37]-[41] usaram métodos baseados em jacobianos para resolver o fluxo de potência para microrredes CA. Os autores de [37], [38], [39], [40] e [41] aplicaram o Método de Newton-Raphson (MNR) e em [34] o método de Região de Confiança. Em relação as microrredes CC, as referências [35], [42] e [43] obtêm o estado da microrrede CC utilizando os seguintes métodos: região de confiança [35] e MNR [42], [43]. A principal vantagem dos métodos baseados em jacobianos é a sua capacidade para calcular as tensões nodais em redes radiais e malhadas. Esta vantagem é devido à combinação de algoritmos numéricos para solução de sistemas de equações não-lineares (MNR ou região de confiança) com formulações matriciais baseadas em injeções de potência. Outra vantagem dos métodos baseados em jacobianos é sua flexibilidade para modelar com precisão estratégias complexas de controle e características do equipamento, por exemplo, a impedância equivalente dos controladores locais [40]. A principal desvantagem dos fluxos de potência baseados em jacobianos é que seus custos computacionais aumentam à medida que o número de nós da microrrede aumenta devido à necessidade de resolver um sistema linear para cada iteração. Essa desvantagem tornam esses métodos pouco atraentes para aplicações que requerem o cálculo das tensões nodais e da frequência para vários cenários tal como o fluxo de potência probabilístico com base na simulação de Monte Carlo ou o fluxo de potência ótimo via meta-heurísticas.

A maioria das redes de distribuição possui topologia radial devido a: baixos custos de construção (número mínimo de ramos para conectar todos os nós), redução do nível de curto-circuito da subestação e facilidade para coordenar os dispositivos de proteção [44]. Por esse motivo, vários algoritmos de fluxo de potência para redes CA foram desenvolvidos para resolver as equações de fluxo de potência explorando a topologia radial. Esses algoritmos são chamados de métodos Varreduras Regressivas e Progressivas (VRP) [21], [45], [46]. Os métodos VRP têm as seguintes vantagens sobre os métodos baseados em Jacobiano: nenhum cálculo de derivadas é necessário e nenhum sistema linear precisa ser resolvido em cada iteração.

As microrredes CA e CC também têm topologia radial devido aos benefícios dessa topologia e porque podem ser criadas a partir de redes de distribuição radiais existentes. Para microrredes CC radiais, há poucos métodos de VRP para a solução do fluxo de potência [47]. Asad e Kazemi [47] desenvolveram um método de VRP baseado no Método de Soma de Correntes (MSC) [21], [45] para microrredes CC ilhadas considerando o controle dos geradores e cargas do tipo potência constante. Já para as microrredes CA radiais ilhadas, houve uma expansão significativa dos métodos VRP para resolver o problema do fluxo de potência [36], [64], [65], [66]. Nas referências [64]-[66] os autores desenvolveram algoritmos de VRP baseados no MSC. Os métodos propostos em [64] e [65] são baseados na inserção de um gerador virtual no nó de referência angular com uma tensão inicial especificada. Na referência [66], fatores de comprimento de passo foram usados na varredura regressiva do MSC e na avaliação da magnitude da tensão no nó de referência. A aplicação desses fatores teve como objetivo evitar problemas de convergência causados pelo controle de droop. Os autores da referência [36] apresentaram um algoritmo VRP baseado no método de soma de potência, da referência [46], para microrredes ilhadas.

Embora a maioria das redes de distribuição sejam radiais, a aplicação de redes malhadas atraiu a atenção dos engenheiros de distribuição no contexto de redes inteligentes devido às seguintes vantagens: perdas reduzidas, maior confiabilidade e maior capacidade de acomodação de GD [44], [67], [68]. Por esse motivo, vários softwares atualmente disponíveis para análise de REI têm a capacidade de realizar estudos de fluxo de potência em redes de distribuição malhadas, tais como o OpenDSS [69]. A principal técnica usada para resolver o fluxo de potência nesses programas é o Método de Gauss-Zbus (MGZ) [70]. O MGZ é uma versão do método de ponto fixo que usa a matriz Zbus em sua função de iteração, em vez de usar a matriz

Ybus, como é feito nos métodos Gauss-Seidel e Gauss-Jacobi. Na verdade, a matriz Zbus não é explicitamente construída e o cálculo das tensões nodais em cada iteração é realizado apenas através da resolução de sistemas triangulares associados aos fatores LU da matriz Ybus. Essa estratégia simples para atualizar tensões nodais é possível porque a matriz Ybus é constante durante todo o processo iterativo. Como resultado, o MGZ é mais competitivo que os métodos de fluxo de potência baseados em jacobianos para redes de distribuição malhada. As mudanças atuais e os avanços tecnológicos que direcionaram na aplicação de redes de distribuição e microrredes CC também resultaram no desenvolvimento de algoritmos de fluxo de potência para microrredes CC interconectadas ao sistema da concessionária [71], [72]. No entanto, os programas de fluxo de potência baseados em MGZ existentes não são adequados para microrredes ilhadas porque esses programas consideram a presença de um ou mais nós folga (balanço ou referência) para microrredes CA e CC e ignoram a frequência da microrrede para microrredes CA.

A topologia malhada também foi considerada no escopo das microrredes CA e CC operando no modo ilhado devido a sua resiliência a condições climáticas adversas, por exemplo: enchentes, tornados, ciclones, etc. [74], [75], [76]. Nestas condições, deve-se assegurar a continuidade do fornecimento de energia mesmo com a perda de diversos equipamentos. As microrredes radiais tanto CA quanto a CC não têm esta capacidade, pois a falha de qualquer componente resulta na perda de continuidade do fornecimento para todos os componentes localizados à jusante do componente falhado. Portanto, é importante desenvolver algoritmos de fluxo de potência para microrredes CA e CC malhadas operando no modo ilhado. A referência [77] propõem uma versão para microrredes CA baseada na construção de uma matriz Zbus auxiliar, com dimensão igual ao número de GD, para obter relações de sensibilidade entre a potência complexa e a tensão no nó de referência angular. Pompodakis et al. [78] apresentaram algoritmo de fluxo de potência baseado no MGZ baseado em coordenadas de fase para calcular as tensões nodais em microrredes CA ilhadas desbalanceadas. Adicionalmente, Vilaisarn e Abdelaziz [79] propuseram um algoritmo de fluxo de potência para microrredes CA ilhadas baseado no MGZ. Uma das vantagens do algoritmo proposto em [79] é a utilização de técnicas de esparsidade para reduzir o custo computacional da solução do fluxo de potência. No âmbito das microrredes CC, Garces [72] propôs um algoritmo iterativo baseado no método do ponto fixo para determinar as tensões nodais em microrredes CC ilhadas e interligadas com uma formulação

baseada na análise nodal matricial (MGZ). Além deste algoritmo iterativo, as referências [80] e [81] propuseram métodos aproximados (não-iterativos) para calcular as tensões nodais em microrredes CC com base na análise nodal matricial.

A revisão bibliográfica realizada acima mostra que a maioria dos fluxos de potência para microrredes operando no modo ilhado são para o modo CA. Como a proposta de redes CC é recente, encontrou-se apenas o artigo de Garces [72], que introduz um método iterativo via MGZ, e os artigos de Montoya et al. [81] e Maulik e Das [80], que propõem métodos aproximados para microrredes CC.

A expansão dos métodos VRP e MGZ para microrredes CA e CC operando no modo ilhado é muito interessante do ponto de vista prático, porque essa expansão exigiria poucas modificações nos programas de fluxo de potência existentes para redes de distribuição com topologias radiais e malhadas. É importante enfatizar que esta expansão deve preservar a principal vantagem dos métodos de VRP e MGZ com relação aos métodos baseados em jacobianos: o baixo custo computacional. O aspecto do custo computacional é crítico para aplicações computacionalmente intensivas, tais como o fluxo de potência ótimo probabilístico. Neste contexto, é também importante destacar que só há métodos aproximados (lineares ou não-iterativos) para solucionar o fluxo de potência em microrredes CC ilhadas: os algoritmos de Maulik e Das [80] e de Montoya et al. [81]. Ou seja, não existem algoritmos de fluxo de potência aproximados para microrredes CA ilhadas. Este fato é devido a derivação de aproximações para redes CC ser facilitada pela inexistência de: potência reativa, frequência angular, reatâncias série/shunt e parte imaginária das tensões (as tensões são números reais em redes CC). Apesar desta facilidade, nenhum algoritmo aproximado baseado em técnicas de varredura foi proposto para microrredes CC. O desenvolvimento de métodos de fluxo de potência aproximados baseados em técnicas de varredura é muito importante, pois estes métodos são livres da solução de sistemas lineares. Logo, os métodos de varredura aproximados possuem grande potencial para obter reduções bastante expressivas no custo computacional para a solução do problema de fluxo de potência em microrredes CC. Portanto, a revisão bibliográfica também revela a carência de algoritmos lineares ou não-iterativos para microrredes CA e CC operando no modo ilhado.

1.4.3 Fluxo de Potência Probabilístico em Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado

A demanda global para reduzir a emissão de poluentes tem resultado na descarbonização de diversos setores da economia, por exemplo: o uso de veículos elétricos no setor de transportes e a geração de energia a partir de fontes renováveis no setor elétrico. A conexão de geradores renováveis nas redes de transmissão e distribuição aumenta consideravelmente a complexidade do planejamento da expansão e da operação destas redes devido a variabilidade na potência de saída da geração renovável. Esta variabilidade é devido à natureza estocástica de fontes de energia primárias dos geradores renováveis, por exemplo: radiação solar e a velocidade do vento. O comportamento estocástico dos geradores renováveis adicionou mais incertezas na rede elétrica além daquelas já existentes, tais como: flutuações aleatórias na carga e falhas nos circuitos. As técnicas mais adequadas para modelar estas incertezas são os métodos probabilísticos devido à disponibilidade de dados estatísticos para modelar as incertezas através de distribuições de probabilidade, por exemplo: dados de velocidade do vento e radiação solar disponíveis em estações meteorológicas ao redor do mundo. O interesse por métodos probabilísticos é também devido a sua aplicação bem sucedida para modelar incertezas associadas com falhas de equipamentos e flutuações na carga no cálculo de índices de confiabilidade [121], [128], [135]. Estas características dos métodos probabilísticos combinadas com a penetração elevada de fontes renováveis em redes elétricas resultou em uma retomada dos estudos sobre Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) em redes de transmissão e distribuição [118], [119]. Os métodos de FPP podem ser classificados como se segue [118], [119]:

- Amostragem: Simulação Monte Carlo Simulação e Hipercubo Latino;
- Analíticos: cumulantes e técnicas baseadas em convolução;
- Aproximados: estimação por pontos e transformação inodora.

Embora há muitas publicações sobre FPP em redes de transmissão e distribuição, o número de publicações relacionadas à microrrede CA e CC operando no modo ilhado é consideravelmente menor [39], [112], [113], [114]. Esse pequeno número de trabalhos se deve a:

- i) Diferenças entre os métodos de fluxo de potência para microrredes CA e CC operando nos modos interligado à rede e ilhado.

ii) Estudos relacionados com o fluxo de potência em microrredes CA e CC são mais recentes que as associadas às redes de transmissão e distribuição.

A referência [39] propõe uma metodologia probabilística para avaliar o impacto das estratégias de controle de microrredes CA operando no modo ilhado na confiabilidade da rede de distribuição. A simulação Monte Carlo sequencial foi utilizada para modelar incertezas associadas com flutuações de carga, erros de previsão de carga, indisponibilidade de GD e intermitência de GD renovável. Os autores utilizam um fluxo de potência para microrredes CA baseado na injeção de potência resolvido de forma iterativa pelo MNR.

A referência [112] apresenta um método FPP aproximado com base na Transformação Unscented para microrrede híbrida CA-CC operando no modo ilhado com fontes de incerteza correlacionadas. A referência [113] estima índices de qualidade de tensão para microrredes CA operando no modo ilhado com controle droop usando um FPP aproximado com base no método de aproximação não-intrusivo de baixo nível e no modelo de coordenadas de fase para a microrrede CA. Os autores de [114] combinam a estimação por pontos e misturas gaussianas para desenvolver outro método aproximado de FPP para avaliar a qualidade de energia da microrrede CA no modo ilhado. Uma técnica aproximada de FPP baseada na expansão esparsa via Caos Polinomial é introduzida em [115]. Este FPP é implementado para realizar uma análise de sensibilidade global dos índices de desempenho da microrrede CA em relação às incertezas nos parâmetros de entrada. Um FPP analítico baseado no método dos cumulantes é proposto em [116] para realizar um planejamento coordenado multiobjetivo de fontes de potência para microrredes operando no modo ilhado. A avaliação de risco de segurança estática para a microrrede CA-CC híbrida operando no modo ilhado é realizada na referência [117]. Essa avaliação considerou incertezas associadas com falhas de componentes, irradiação solar e velocidade do vento por meio de um FPP de amostragem baseado na SMC.

De acordo com os artigos citados anteriormente, a maior parte dos algoritmos de FPP para microrredes se baseia em métodos aproximados ou de amostragem para microrrede CA. Esses métodos de FPP exigem a solução de vários fluxos de potência não-lineares determinísticos para valores selecionados ou amostrados das variáveis de entrada, a fim de estimar estatísticas das variáveis de saída.

Além disso, o número de soluções determinísticas de fluxo de potência exigidas pelos métodos de amostragem é maior que o associado aos métodos aproximados. No entanto, os

métodos de amostragem, como a simulação de Monte Carlo (SMC), são mais precisos que os métodos aproximados. Por esse motivo, a SMC é usada como referência em diversos estudos [112], [114] para validar e aferir a precisão e o custo computacional de algoritmos propostos. Dessa forma, é interessante desenvolver estratégias para reduzir o custo computacional da SMC. Uma alternativa para reduzir o tempo de CPU do SMC é usar modelos de fluxo de potência linearizados para evitar a aplicação de um método iterativo para resolver o sistema não-linear associado com o problema de fluxo de potência. Portanto, o FPP via SMC é uma área bastante atrativa para a aplicação, teste e validação de novos algoritmos de fluxo de potência para microrredes CA e CC devido ao alto custo computacional da SMC. Neste tipo de aplicação um algoritmo de fluxo de potência não é avaliado considerando-se apenas a sua precisão, mas também o seu tempo de CPU. Deve-se destacar que a avaliação de desempenho computacional baseada no FPP é muito mais exigente que no caso determinístico (apenas o caso base é analisado), pois o fluxo de potência deve ser executado para uma amostra de cenários do sistema com dezenas de milhares de elementos para assegurar a precisão dos índices probabilísticos estimados. É neste contexto que os métodos aproximados (não-iterativos) têm grandes vantagens sobre os métodos iterativos baseados nas matrizes jacobiana e admitância nodal.

1.4.4 Estimação de Índices de Confiabilidade em Redes de Distribuição

Um dos principais objetivos de uma concessionária de distribuição de energia elétrica é assegurar que o fornecimento de energia elétrica para os consumidores finais é realizado de forma confiável. A confiabilidade da rede de distribuição é definida através de índices associados com a frequência e a duração das interrupções. Conforme previamente mencionado, espera-se que a implementação das REI melhorem estes índices através da formação de microrredes, pois as microrredes podem operar no modo ilhado quando há um distúrbio à montante do PAC. O ilhamento da microrrede pode melhorar os índices de confiabilidade de duas formas:

- i) Redução nos tempos de restauração: consumidores supridos pela geração local da microrrede não necessitam esperar a conclusão do reparo do componente defeituoso para ter o fornecimento de energia restaurado.

ii) Diminuição da frequência de falhas: a transição instantânea para o modo ilhado realizada através de dispositivos de chaveamento de alta velocidade (chaves de transferência estáticas) evita que os consumidores experimentem problemas de qualidade de energia (afundamentos de tensão e interrupções) quando há um distúrbio à montante da microrrede. É importante mencionar que antes do advento das REI o ilhamento era realizado, mas resultava em uma interrupção para os consumidores da ilha porque a desconexão do sistema da concessionária era realizada através de chaves manuais. Portanto, os consumidores supridos pela GD no modo ilhado, em redes de distribuição convencionais, experimentavam uma interrupção com duração igual ao tempo de chaveamento.

Desta forma, é importante incluir a formação de microrredes na análise preditiva da confiabilidade. Esta necessidade resultou em diversos estudos sobre restauração de falhas com ilhamento na estimação de índices de confiabilidade [39], [54], [57], [58], [59], [56], [60], [61]. Atualmente, os estudos de confiabilidade com microrredes são focalizados tanto no campo da segurança [57], [58], [59] como no da adequação [39], [54], [56]. Os estudos de adequação avaliam a capacidade da microrrede para suprir as cargas e satisfazer restrições operacionais (limites de tensão e de carregamento) no modo de operação ilhado. Este tipo de estudo é realizado sem considerar a resposta dinâmica do sistema a eventos súbitos. Desta forma, em estudos de confiabilidade de microrredes no escopo da adequação assume-se que o ponto de operação obtido depois do ilhamento é estável. Por outro lado, os estudos de confiabilidade da microrrede no campo da segurança estão associados com a capacidade da microrrede sobreviver ao processo de ilhamento após um distúrbio na rede de distribuição da concessionária. Esta capacidade é geralmente avaliada considerando-se aspectos de estabilidade transitória e a resposta do sistema de proteção através de ferramentas computacionais de simulação no domínio do tempo.

As referências [39], [54], [56], [57], [58], [59], [60], [61] calculam índices de confiabilidade considerando-se as seguintes incertezas: flutuações de carga, erros de previsão de carga, indisponibilidade dos equipamentos e variabilidade de fontes de energia renováveis. Estas incertezas são modeladas usando-se as seguintes técnicas probabilísticas [121], [128], [135]: SMC Não-Sequencial [57], SMC Sequencial [39], [56], [58], [60] e Enumeração de Estados [59], [39]. Estes métodos probabilísticos foram usados para estimar os seguintes índices de confiabilidade: FEC (“Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora”), DEC

(“Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora”), LOLP (“Loss of Load Probability”), LOEE (“Loss of Energy Expectation”), etc. No domínio de segurança [57], [58], [59], estes índices foram estimados considerando-se dois tipos de corte de carga:

- i) Total: quando a operação da ilha é instável ou incompatível devido a déficit de geração;
- ii) Parcial: quando a tensão em um ponto de carga está fora de um intervalo especificado e a carga é desconectada por sua proteção local ou pela sua sensibilidade intrínseca a variações de tensão.

Por outro lado, o cálculo de índices de confiabilidade com microrredes no domínio da adequação proposto nas referências [60], [61], [54] e [56] é realizado considerando-se um modelo de uma única barra na qual todas as cargas e GD estão conectadas. Conseqüentemente, o cálculo de índices de confiabilidade realizado nestas referências pode reconhecer somente eventos de déficit de geração. Ou seja, a operação ilhada é realizada desprezando-se os limites nas tensões nodais e na frequência angular da microrrede. Somente Araújo et al. [39] modelou restrições de tensão e frequência durante a operação ilhada da microrrede no domínio da adequação.

Neste ponto, é importante comentar, resumir e enfatizar os seguintes aspectos sobre a avaliação da confiabilidade de redes de distribuição com a formação de microrredes:

- i) As referências associadas com o domínio da segurança [57], [58], [59] modelam restrições de tensão e frequência no modo ilhado usando-se ferramentas de simulação no domínio do tempo. Na época da publicação destas referências este foi um caminho natural, pois ferramentas de simulação no domínio do tempo já eram conhecidas e utilizadas para modelar a dinâmica do sistema de potência na análise de confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão [62], [63]. Portanto, as primeiras publicações sobre análise de confiabilidade com formação de microrredes expandiram conceitos usados em confiabilidade composta para redes de distribuição, pois os métodos de FMF ainda não estavam bem estabelecidos e difundidos. Todavia, os métodos de simulação no domínio do tempo têm alto custo computacional. Além disso, conforme mencionado na subseção 1.4.2, os algoritmos de FMF possuem boa precisão com relação às ferramentas de simulação no domínio do tempo. Desta forma, é possível desenvolver modelos de análise de

confiabilidade preditiva considerando-se microrredes com baixo custo computacional e precisão aceitável na época atual.

- ii) A maioria das publicações existentes se baseia no paradigma de adequação [60], [61], [54], [39], [56], mas as restrições de rede (tensão e frequência) no modo ilhado são ignoradas em quase todas as referências deste paradigma [60], [61], [54], [56]. A preferência pelo paradigma de adequação com relação ao de segurança é devido principalmente à sua simplicidade e baixo custo computacional. Estes aspectos se tornam críticos quando se calcula índices de confiabilidade em redes de grande porte e é necessário selecionar um grande número de cenários do sistema (estados com conexão temporal) na SMC sequencial para estimar os índices de confiabilidade com uma precisão aceitável. Deve-se mencionar que a representação cronológica (sequencial) na SMC é aquela com maior custo computacional, mas é única alternativa para modelar de forma precisa variações estocásticas na carga e na GD renovável.
- iii) Apenas a referência [39] explorou a aplicação de modelos de FMF na estimação de índices de confiabilidade com microrredes para modelar restrições de tensão e frequência no modo ilhado. Entretanto, a metodologia proposta nesta referência possui algumas limitações:
 - a. É necessário modelar o sistema à montante da microrrede através de um equivalente probabilístico. Todavia, a construção desse equivalente pode ser complexa se há várias microrredes na rede da concessionária.
 - b. A metodologia considera apenas uma microrrede no sistema da concessionária.
 - c. A identificação de restrições de tensão e frequência é realizada via MNR. Conforme mencionado na subseção 1.4.2, este método possui alto custo computacional devido a solução de um sistema linear a cada iteração. Além disso, o custo computacional do MNR aumenta quando é necessário modelar chaves normalmente fechadas que são bastante usadas em redes de distribuição no processo de restauração.
 - d. Alternativas ao MNR de baixo custo e customizados para redes de distribuição não foram considerados na identificação de violação de restrições no modo ilhado. Por exemplo, o MGZ e MVP para microrredes operando no modo ilhado. Esta limitação é devido ao fato de que os FMF customizados para redes de distribuição ainda não estavam bem desenvolvidos e difundidos na época da publicação de [39].

- e. Os índices de confiabilidade foram estimados sem a inclusão de GD fotovoltaica. Contudo, este tipo de GD tem uma penetração elevada em redes de distribuição da atualidade.
- f. A formação de microrredes CC não é considerada.
- g. A formação de microrredes e a transferência de carga via chaves de interligação entre alimentadores não são consideradas simultaneamente no cálculo dos índices de confiabilidade.

Outro fator resultante da emergência das REI que possui potencial para melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição é a aplicação de redes de distribuição híbridas CA-CC e microrredes CC. As redes de distribuição e microrredes híbridas CA-CC ou CC são uma solução promissora para auxiliar o processo de transição em direção a REI. Os seus principais pontos atrativos destas tecnologias são:

- i) Facilidade para conectar geradores distribuídos e dispositivos de armazenamento de energia;
- ii) Aumento na capacidade de transferência de potência;
- iii) Eliminação de problemas de violação dos limites de frequência no modo ilhado;
- iv) Redução nas perdas técnicas com a mesma tensão nominal RMS, pois não há transferência de potência reativa;
- v) Minimização das quedas de tensão devido a inexistência de reatância e potência reativa;
- vi) Redução no número total dispositivos de eletrônica de potência necessários para conectar a GD na rede elétrica;
- vii) Subredes CC em redes de distribuição híbridas formam suas próprias zonas de proteção e as faltas nestas zonas não causarão interrupções no alimentador inteiro. É importante ressaltar que estas zonas são formadas de forma natural pelo processo de conversão da rede CA para a CC sem a necessidade de inserir dispositivos de proteção (fusíveis, disjuntores e religadores) como é realizado na criação de zonas de proteção em redes CA.

A partir das vantagens enumeradas acima, pode-se concluir que a confiabilidade da rede de distribuição pode ser melhorada com a aplicação de tecnologias CC (redes híbridas CA-CC e microrredes CC) devido aos seguintes fatores:

- i) Aumento na capacidade de restauração via transferências de carga: minimização dos problemas de quedas de tensão e sobrecargas no processo de transferência de carga para alimentadores adjacentes via chaves normalmente abertas.

- ii) Ampliação na capacidade de restauração através da operação ilhada de microrredes: eliminação de violações de frequência e redução das violações de tensão durante a operação ilhada das microrredes.
- iii) Maior eficácia na resposta das proteções: as áreas afetadas por uma falta são minimizadas devido a formação de zonas de proteção intrínsecas as subredes CC.

Com base nos fatores identificados nos itens (i)-(iii), pode-se notar que as tecnologias CC podem melhorar os índices de confiabilidade associados com a frequência e a duração das interrupções. Este aspecto promissor das tecnologias CC tem motivado o desenvolvimento de estudos sobre a confiabilidade de redes de distribuição com a inclusão de tecnologias CC [124], [126], [127].

A referência [124] estima índices de confiabilidade associados com a perda de carga para uma configuração de microrrede CA e microrrede híbrida CA-CC flexível operando no modo interligado à rede da concessionária. O artigo propõe uma técnica para calcular a perda de carga em estados de contingências usando a teoria de grafos. Neste artigo, o método de enumeração de estados é selecionado para executar a análise da confiabilidade. Os resultados mostraram que os índices de confiabilidade melhoraram. Contudo, isso ocorreu porque houve redundância no suprimento das cargas.

Na referência [126], os autores estimam os índices de confiabilidade associados com a frequência e a duração de interrupções para várias configurações de rede CA-CC, com projetos CA e CC para as redes de média e baixa tensão. Avaliando as configurações unipolares e bipolares na parte CC, os autores concluíram que a configuração bipolar na rede de média tensão pode significativamente melhorar os índices de confiabilidade, portanto sendo mais confiável do que a configuração unipolar.

Em [127], os autores propõem uma estrutura de rede híbrida CA-CC. Os índices de confiabilidade para cargas que exigem altos níveis de confiabilidade são estimados usando-se o algoritmo de conjuntos de caminhos mínimos e enumeração de estados. Os resultados mostraram que a confiabilidade aumentou para a nova estrutura híbrida proposta.

Analisando-se as publicações sobre confiabilidade de redes de distribuição com tecnologias CC, pode-se observar que em todos estes artigos os índices são estimados no domínio da adequação.

Adicionalmente, a análise de adequação é realizada de forma simplificada. Em outras palavras, a capacidade de suprir energia para os pontos de demanda é realizada considerando-se somente a conectividade da rede (existência de caminhos entre as fontes e as cargas) e/ou a capacidade de geração disponível para atender a carga no modo ilhado. Além disso, é também ignorada a operação de chaves de interligação normalmente abertas entre alimentadores adjacentes para realização de transferências de carga após o isolamento de uma falta.

Outro aspecto desprezado é factibilidade doilhamento e das transferências de carga. Isto é, a ocorrência de violações de restrições técnicas associadas com: o carregamento dos circuitos e magnitudes das tensões. Estas restrições têm um grande impacto nos índices de confiabilidade relacionados com a duração das interrupções [53], [54], [55].

É importante destacar que a análise de factibilidade do processo de restauração (ocorrência de violações de restrições técnicas no ilhamento e/ou na transferência de carga) só pode ser realizada após o cálculo de fluxo de potência para o cenário pós-restauração: formação de ilhas e/ou reconfiguração. No caso das ilhas é exigida a execução de um FMF para cada estado de contingência selecionado para estimar os índices de confiabilidade. Por outro lado, na reconfiguração, deve-se aplicar algoritmos de fluxo de potência convencionais para redes CA puras ou algoritmos especializados para o caso de redes de distribuição CA-CC híbridas. Em ambos os casos, deve-se estabelecer um compromisso aceitável entre a precisão e o custo computacional, pois é necessário avaliar um grande número de contingências (estados de falha) para se estimar os índices de confiabilidade com uma precisão aceitável. Todavia, os algoritmos de fluxo de potência para redes de distribuição híbridas CA-CC e microrredes CC foram recentemente propostos e o seu uso ainda não é amplamente difundido. Devido a isso, as metodologias existentes para o cálculo de índices de confiabilidade em redes de distribuição com tecnologias CC usam somente modelos de adequação simplificados. Esta característica limita a avaliação dos benefícios oriundos da aplicação de tecnologias CC, pois muitos destes benefícios estão associados com o aumento na capacidade de restauração devido a relaxação das restrições técnicas e/ou redução nas violações dos seus limites.

É válido realizar um comentário geral sobre a estimação de índices de confiabilidade com microrredes e/ou tecnologias CC. A estimação de índices de confiabilidade com microrredes CA está em um estágio mais avançado que aquela referente às tecnologias CC (microrredes ou redes híbridas). Novamente, a causa desta defasagem é o nível de maturidade e difusão dos algoritmos

de fluxo de potência, pois é o fluxo de potência que permite representar diversos aspectos associados com a restauração do sistema, por exemplo: restrições de tensão, frequência e carregamento. Os algoritmos de fluxo de potência para microrredes CA estão em um estágio de desenvolvimento mais avançado que aqueles para redes de distribuição com tecnologias CC que é paradigma de projeto mais novo. Portanto, é natural que se conheça mais os benefícios para a confiabilidade obtidos via microrredes CA que aqueles gerados por tecnologias CC. Além disso, há menos dados estatísticos de falhas nos equipamentos para redes de distribuição com tecnologias CC do que para redes CA.

Finalmente, deve-se mencionar que o cálculo de índices de confiabilidade em redes de distribuição CA e CC com ilhamento é também uma aplicação muito atrativa para novos algoritmos de fluxo de potência para microrredes, pois esta aplicação é também computacionalmente intensiva. Os aspectos mais desafiadores nesta aplicação para os algoritmos de fluxo de potência são:

- i) Cálculo do estado pós-falha para um grande número de contingências e patamares de carga com custos computacionais moderados que permitam a realização de estudos de análise de sensibilidade e otimização dos índices de confiabilidade. Estes estados de falha podem ser selecionados tanto via SMC com através da enumeração de estados.
- ii) Flexibilidade para calcular o estado pós-falha considerando-se alterações na topologia da rede elétrica devido a transferências de carga para alimentadores adjacentes via chaves normalmente abertas e formação de ilhas devido a operação de chaves estáticas de alta velocidade. A modelagem de alterações topológicas é mais difícil em métodos baseados na matriz Jacobiana devido a representação de ramos com impedância nula. Contudo, a modelagem de alterações topológicas é simples em métodos fundamentos na varredura e na análise nodal.
- iii) Múltiplos cálculos de fluxo de potência para uma mesma contingência. Esta situação ocorre quando formam-se várias ilhas para um mesmo evento de falha devido a existência de mais de um PCC à jusante da falta. Portanto, o algoritmo de fluxo de potência deve ser executado para cada ilha formada após uma falha. Esta multiplicidade de casos de fluxo de potência para uma mesma falha exige ainda mais um bom desempenho computacional dos algoritmos de fluxo de potência com relação ao tempo de CPU para obter uma solução. A solução de múltiplos fluxos de potência também é necessária quando se considera a variação cronológica da carga

durante o reparo do componente defeituoso e os instantes de ocorrência das falhas do mesmo componente no período de estudo.

Portanto, a revisão bibliográfica realizada acima identificou duas aplicações de interesse e desafiadoras no escopo de REI nas quais novos algoritmos de fluxo de potência podem testados e validados: o FPP e o cálculo de índices de confiabilidade.

1.5 Motivações da Tese de Doutorado

Novas tecnologias baseadas no modo de operação CC estão mudando a rede de distribuição. Atualmente, as redes de distribuição híbridas CA-CC e microrredes puramente CC são uma realidade. A seção 1.3 resume uma série de vantagens de utilizar o modo de distribuição em CC. Além disso, seção anterior mostrou que há uma necessidade para desenvolvimento de fluxos de potência para redes híbridas CA-CC, pois os métodos disponíveis geralmente são baseados na injeção de potência nodal sendo resolvido pelo processo iterativo via MNR. Contudo, como geralmente as redes de distribuição possuem topologia radial, métodos VRP podem ser utilizados a fim de reduzir o custo computacional.

A revisão bibliográfica realizada na subseção 1.4.2 revelou que existe uma carência com relação ao desenvolvimento de algoritmos de fluxo de potência para microrredes CA e CC com as seguintes características:

- i) Baixo custo computacional com relação ao MNR;
- ii) Exploração da topologia radial;
- iii) Capacidade para calcular as tensões em redes com topologia radial.

A partir da revisão bibliográfica realizada na subseção 1.4.3, pode-se concluir que o FPP é uma ferramenta vital para o planejamento de redes de distribuição com microrredes devido à grande quantidade de incertezas introduzidas pela penetração elevada de fontes de energia renováveis. O principal método usado em estudos de FPP é a SMC. Contudo, uma desvantagem da SMC é o seu custo computacional elevado devido à necessidade de avaliar um grande número de estados para estimar índices probabilísticos com uma precisão aceitável. Uma alternativa, para contornar este problema é o desenvolvimento de algoritmos não-iterativos (aproximados) para determinar o perfil de tensão da microrrede ilhada para os estados do sistema amostrados

pela SMC. Portanto, é oportuno propor métodos aproximados de fluxo de potência para microrredes CA e CC ilhadas.

A confiabilidade de redes de distribuição com microrredes e tecnologias CC foi o alvo da revisão bibliográfica realizada na subseção 1.4.4. Um dos benefícios das microrredes e das tecnologias CC apostados nesta revisão é melhorar os índices de confiabilidade associados com a duração e a frequência das interrupções. Esta melhoria é alcançada devido ao aumento na capacidade de restauração resultante da aplicação de microrredes e tecnologias CC. O aumento na capacidade de restauração é obtido devido a:

- i) Tecnologias CC: eliminação de restrições de frequência em microrredes CC ilhadas e ampliação dos limites de transferência de potência.
- ii) Microrredes: minimização do número e da duração das interrupções nos consumidores da microrrede devido ao chaveamento de alta velocidade para o modo ilhado e suprimento das cargas pela GD nativa da microrrede.

Os benefícios mencionados acima só podem ser avaliados corretamente com o uso de um algoritmo de fluxo de potência para avaliar o estado pós-restauração para cada estado de contingência (falha de um ou mais equipamentos) selecionado para estimar os índices de confiabilidade. Caso contrário, os benefícios das microrredes e tecnologias CC podem ser sobrestimados ou subestimados. Por exemplo, uma análise de confiabilidade baseada somente na carga e na capacidade de geração no modo ilhado ignora a perda de carga total na microrrede devido a problemas de subfrequência. Consequentemente, os índices de confiabilidade calculados com a formação de microrredes ilhadas tendem a ser sobrestimados. Neste ponto, é importante destacar novamente que o algoritmo de fluxo de potência que avalia o estado pós-restauração deve possuir um baixo custo computacional, pois um grande número de estados de contingência deve ser analisado para assegurar a precisão dos índices de confiabilidade estimados. Portanto, análise de confiabilidade preditiva é um outro tipo de estudo que requer algoritmos de fluxo de potência eficazes para avaliar os benefícios obtidos com a implementação de microrredes e tecnologias CC.

1.6 Objetivos da Tese de Doutorado

O objetivo geral desta tese é o desenvolvimento de métodos para uma análise do funcionamento das microrredes através de simulações computacionais. Esta análise funcional é realizada através do cálculo do estado (tensões e frequência) da microrrede via algoritmos de fluxo de potência. Desta forma, esta tese de doutorado visa desenvolver de algoritmos de fluxo de potência para microrredes CC e CA com operação ilhada ou isolada e para microrredes CA-CC com operação interconectada à rede elétrica. A proposição destes algoritmos é orientada para a viabilização de estudos de FPP com baixos custos computacionais e análise do impacto da utilização de redes de distribuição e microrredes CC nos índices de confiabilidade. Com base neste objetivo geral, têm-se os seguintes objetivos específicos da tese:

- i) Objetivos específicos referentes à proposição de novas metodologias e a introdução de inovações em métodos existentes:
 - i-1) Desenvolvimento de algoritmo de fluxo de potência CA-CC utilizando a VRP baseada no Método de Soma de Potências. Este algoritmo será aplicado na estimação de índices de confiabilidade em redes de distribuição híbridas CA-CC incluindo restrições de rede (tensão e carregamento) na restauração via transferências de carga.
 - i-2) Proposição de algoritmos de fluxo de potência para microrredes radiais CA e CC operando no modo ilhado usando a VRP baseada no método de soma de correntes. Estes algoritmos serão utilizados na estimação de índices de confiabilidade em redes de distribuição considerando restrições de rede (tensão e/ou frequência) na restauração via formação de microrredes CA e CC ilhadas.
 - i-3) Desenvolvimento de algoritmos de fluxo de potência aproximados (não-iterativos) para microrredes CA e CC ilhadas. Estes algoritmos serão usados em estudos de FPP baseados na SMC para avaliar o desempenho de microrredes ilhadas sob incerteza com baixo custo computacional.
 - i-4) Introdução de algoritmos de fluxo de potência para microrredes malhadas CA e CC operando no modo ilhado baseados no MGZ. Estes algoritmos serão usados na avaliação dos benefícios e melhorias obtidos com a utilização da topologia malhada para microrredes CA e CC ilhadas.

ii) Objetivos específicos referentes a aplicação das metodologias propostas:

- ii-1) Realizar estudos de FPP em microrredes. Os estudos de fluxo de FPP têm como objetivo analisar os efeitos das incertezas (erros de previsão de carga e as falhas na GD e nos circuitos) sobre índices de desempenho da microrrede ilhada, tais como: perdas de potência ativa e reativa, frequência angular, magnitudes das tensões, etc.
- ii-2) Calcular índices de confiabilidade em redes de distribuição radiais CA e CA-CC considerando-se restrições de rede (carregamento, tensão e frequência) durante a restauração. As seguintes estratégias de restauração serão consideradas na estimação dos índices de confiabilidade: reenergização dos consumidores à montante da falta através da abertura de chaves e fechamento de proteções, transferências de carga entre alimentadores e formação de microrredes ilhadas CA e CC. O cálculo dos índices de confiabilidade será baseado na SMC sequencial para capturar a dependência temporal da carga e da GD fotovoltaica. A SMC sequencial será usada para estimar os seguintes índices de confiabilidade: FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora), FEC, DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora), DEC e as multas e penalidades devido as transgressões nas metas para os índices FEC e DEC.
- ii-3) Definir um modelo de Fluxo de Potência Ótimo para calcular os valores de referência do controle droop para microrredes CA e CC ilhadas. A operação de uma microrrede ilhada é definida pela atuação do controle droop. Neste controle, as potências de saída ativa e reativa da GD conectada a microrrede são definidas com base em desvios da tensão, frequência e potência de saída com relação a valores de referência (especificados). Nesta tese, estes valores de referência são determinados usando-se modelos lineares de fluxo de potência ótimo.

Conforme mencionado acima, um dos objetivos desta tese é avaliar o impacto da formação de ilhas CA e CC nos índices de confiabilidade de redes de distribuição. Desta forma, os algoritmos de fluxo de potência propostos para este fim são sempre referenciados como algoritmos de fluxo de potência para microrredes CC e CA operando no modo ilhado, ou simplesmente ilhadas. Ou seja, microrredes que operam interconectadas à rede elétrica e são ilhadas durante a ocorrência de uma falha. Contudo, a aplicação dos fluxos propostos não se restringe a microrredes com operação dual (interligada e ilhada). Na verdade, os fluxos de potência propostos também podem ser usados em microrredes que são geograficamente isoladas

e não se conectarão ao sistema da concessionária devido a restrições de roteamento. Desta forma, os fluxos de potência propostos podem ser usados neste tipo de microrrede para realizar estudos de confiabilidade e qualidade de tensão via FPP.

A Tabela 1.3 mostra as aplicações de cada algoritmo de fluxo de potência proposto nesta tese.

Tabela 1.3 – Aplicações selecionadas para a aplicação dos algoritmos.

Algoritmo	Aplicação	Conexão	Topologia	Tipo de Rede
Fluxo de potência CA-CC utilizando a VRP baseada no Método de Soma de Potências	Cálculo de índices Confiabilidade	Interligado	Radial	Híbrida CA-CC
Fluxo de potência para microrredes radiais CA ilhadas usando a VRP baseada no método de soma de correntes	Cálculo de índices Confiabilidade	Ilhado	Radial	CA
Fluxo de potência para microrredes radiais CC ilhadas usando a VRP baseada no método de soma de correntes	Fluxo de Potência Probabilístico e Cálculo de índices Confiabilidade	Ilhado	Radial	CC
Fluxo de potência para microrredes malhadas CA ilhadas baseado no MGZ	Fluxo de Potência Probabilístico	Ilhado	Malhada	CA
Fluxo de potência para microrredes malhadas CC ilhadas baseado no MGZ	Fluxo de Potência Probabilístico	Ilhado	Malhada	CC
Fluxo de potência aproximados (não-iterativos) para microrredes CA e CC ilhadas	Fluxo de Potência Probabilístico	Ilhado	Radial e Malhada	CA e CC
Fluxo de Potência Ótimo para definir os valores de referência do controle droop para microrredes CA e CC ilhadas	Fluxo de Potência Probabilístico e Cálculo de índices Confiabilidade	Ilhado e interligado	Radial e Malhada	CA e CC

1.7 Publicações Resultantes da Pesquisa do Doutorado

Os seguintes artigos foram publicados durante o desenvolvimento da pesquisa desta tese de doutorado:

1. Elson N. M. Silva*, Anselmo B. Rodrigues and Maria G. da Silva, "Multi-Slack Power Flow for Islanded Microgrids with Radial and Meshed Topologies," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 13, pp. 2498-2509, 3 7 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.1777.
2. Elson N. M. Silva*, Elton A. Chagas, Anselmo B. Rodrigues and Maria G. da Silva, Linear Probabilistic Power Flow for Islanded Microgrids, *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Liège-Bélgica, 18-21 de Agosto de 2020, pp. 1-6.

* Doutorando da PPGEE/UFMA e autor desta tese.

1.8 Estrutura da Tese de Doutorado

Esta tese de doutorado é dividida em 9 capítulos. Estes capítulos abordam o seguinte:

Capítulo 1: Aborda aspectos históricos, a motivação e a revisão bibliográfica sobre redes elétricas CA-CC.

Capítulo 2: Apresenta uma explanação sobre fluxo de potência em redes híbridas CA-CC, que é o principal requisito para realizar diversos estudos de planejamento da operação e da expansão em redes híbridas CA-CC.

Capítulo 3: Apresenta a formulação do fluxo de potência não-linear para microrredes CA e CC operando no modo ilhado.

Capítulo 4: Apresenta a formulação linear do fluxo de potência para microrredes CA e CC operando no modo ilhado.

Capítulo 5: Apresenta uma formulação fluxo de potência ótimo para determinar as potências de referências dos controles droop da GD da microrrede ilhada.

Capítulo 6: Formula um fluxo de potência probabilístico linear para microrredes CA e CC.

Capítulo 7: Aborda os aspectos sobre estimação de índices de confiabilidade em redes de distribuição radial.

Capítulo 8: Apresenta os resultados do fluxo de potência probabilístico linear em microrredes CA e CC e dos estudos de confiabilidade realizados redes de distribuição híbridas CA-CC.

Capítulo 9: Apresenta as conclusões obtidas com os testes de validação e aplicações dos modelos de fluxo de potência propostos. Adicionalmente, são também apresentadas e discutidas as próximas etapas do projeto de pesquisa desta tese de doutorado.

2 Fluxo de Potência para Redes de Distribuição Híbridas CA-CC

A desconexão de uma microrrede com a relação à rede elétrica pode ser caracterizada de duas formas:

- i) Permanente: ocorre em microrredes associadas com sistemas insulares nos quais há dificuldades de acesso para construção da rede elétrica e de subestações. As microrredes com este tipo de desconexão também são conhecidas como microrredes isoladas.
- ii) Temporária: isolamento da microrrede pelos seus próprios dispositivos de chaveamento para isolar a mesma de um distúrbio no sistema da concessionária. Após a ocorrência do distúrbio e/ou restauração do fornecimento de energia, a microrrede é reconectada ao sistema da concessionária. As microrredes com este tipo de desconexão também são conhecidas como microrredes ilhadas.

Além dos dois modos de desconexão descritos acima, a microrrede também pode operar no modo interligado à rede principal. Neste caso, o estado da microrrede operando no modo interligado pode ser determinado utilizando algoritmos de fluxos de potência convencionais, já existentes, sem necessidade de modificações, pois a rede principal irá suprir qualquer variação de carga e as perdas da microrrede, além de manter a frequência angular constante no seu valor nominal. Mas, para o caso de microrredes híbridas CA-CC operando no modo interligado à rede principal, o desenvolvimento de algoritmos de fluxos de potência ainda são recentes. Este capítulo apresenta algoritmos fluxos de potência CA-CC existentes que podem ser aplicados em microrredes CA-CC conectadas à rede da concessionária. Primeiramente, são apresentados os modelos dos componentes das redes CA e CC, isto é: estações conversoras que fazem as interfaces entre as redes CA e CC, cargas, circuitos, etc. Em seguida, são apresentados dois algoritmos de fluxo de potência para redes de transmissão CA-CC que também podem ser usados em microrredes CA-CC interligadas e servem como referência (“benchmarking”) para algoritmos customizados para redes de distribuição. Além disso, é introduzido um algoritmo de VRP, baseado no método de Soma Potências, para o cálculo das tensões nodais em microrredes CA-CC com topologia radial no modo interligado.

2.1 Modelo de Carga

As potências ativas e reativas absorvidas pelas cargas CA são modeladas usando o modelo exponencial considerando a dependência da tensão, de acordo com as equações (2.1), (2.2), respectivamente. As potências ativas das cargas CC são modeladas como potência constante de acordo com (2.3).

$$Pd_i(V_i) = Pd_i^{nom} V_i^{\alpha_i} \quad (2.1)$$

$$Qd_i(V_i) = Qd_i^{nom} V_i^{\beta_i} \quad (2.2)$$

$$\forall i \in \mathcal{D}$$

$$Pd_k^{CC} = Pd_k^{nom^{CC}} \quad (2.3)$$

$$\forall k \in \mathcal{D}^{CC}$$

Onde:

\mathcal{D} é conjunto de nós de carga CA;

\mathcal{D}^{CC} é conjunto de nós de carga CC;

V_i é o módulo da tensão CA no nó i ;

α_i (β_i) é um expoente que determina a dependência da carga ativa (reativa) CA conectada ao nó i com relação a V_i na rede CA;

Pd_i^{nom} (Qd_i^{nom}) é a potência ativa (reativa) CA nominal da carga conectada ao nó i na rede CA;

$Pd_k^{nom^{CC}}$ é a potência ativa CC nominal da carga conectada ao nó k na rede CC.

É importante mencionar que o módulo da tensão CA não é explicitamente identificado com o termo CA subscrito ou sobrescrito na notação das equações (2.1) e (2.2). Entretanto, a tensão CC é identificada com o termo CC sobrescrito. Esse padrão é adotado em todos os capítulos subsequentes.

2.2 Modelo do Conversor para Microrrede Interligada à Rede Principal

As redes CA e CC de uma rede híbrida são conectadas entre si através de estações conversoras, conforme mostra a Figura 2.1. Os principais componentes da estação conversora

são [84]: nós CA e CC, transformador, filtro, reator e o conversor fonte de tensão. A Figura 2.2 mostra o modelo simplificado equivalente da estação conversora. Os nós CA e CC que conectam o conversor são denominados de nós de fronteira. Note que é considerado que o conversor injeta potência nas redes CA e CC.

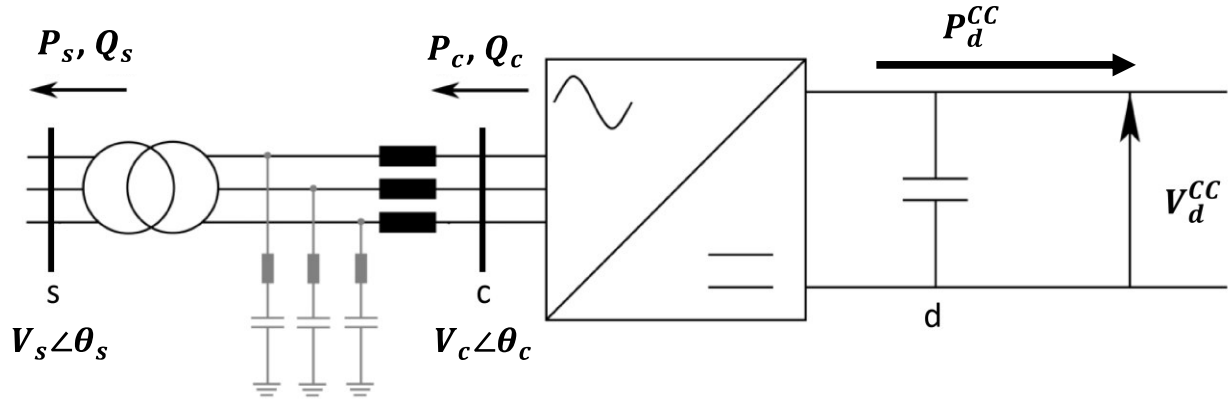


Figura 2.1 – Estação conversora.

Fonte: Adaptada de Beerten et al. (2010) [84].

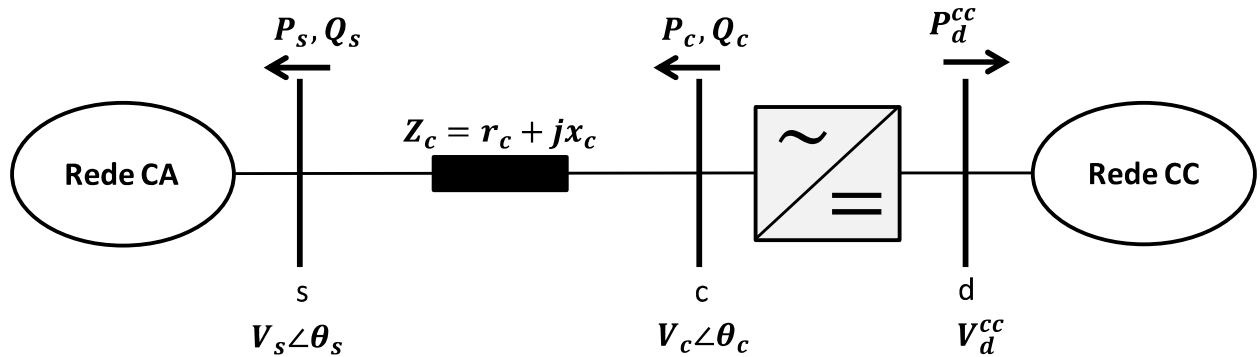


Figura 2.2 – Modelo equivalente da estação conversora.

Fonte: Elaboração própria.

A partir da Figura 2.2, os fluxos de potência na rede CA, na saída do conversor, injetadas nos nós de fronteira s e c , são dados por:

$$\begin{aligned}
 P_s &= -(V_s)^2 G_c + V_s V_c [G_c \cos(\theta_s - \theta_c) + B_c \sin(\theta_s - \theta_c)] \\
 Q_s &= (V_s)^2 B_c + V_s V_c [G_c \sin(\theta_s - \theta_c) - B_c \cos(\theta_s - \theta_c)]
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

$$\begin{aligned}
P_c &= (V_c)^2 G_c - V_s V_c [G_c \cos(\theta_s - \theta_c) - B_c \sin(\theta_s - \theta_c)] \\
Q_c &= -(V_c)^2 B_c + V_s V_c [G_c \sin(\theta_s - \theta_c) + B_c \cos(\theta_s - \theta_c)]
\end{aligned}
\tag{2.5}$$

Onde:

s e c são nós de fronteira da rede CA;

$\theta_c (V_c)$ é o ângulo (módulo) da tensão CA no nó c ;

$\theta_s (V_s)$ é o ângulo (módulo) da tensão CA no nó s ;

$Z_c = r_c + jx_c$ é a impedância CA equivalente da estação conversora;

$Y_c = \frac{1}{z_c} = G_c + jB_c$ é a admitância CA equivalente da estação conversora.

O Conversor Fonte de Tensão (“VSC-Voltage Source Converter”) permite controlar independentemente a potência ativa e reativa. Além disso, as tensões do lado CA e do lado CC podem ser controladas. O controle da injeção de potência ativa permite as seguintes estratégias de operação [84], [85]:

- Potência ativa constante (P -Constante): O conversor mantém a injeção de potência ativa constante na rede CA e na rede CC.
- Tensão CC constante (V^{CC} – Constante): O conversor ajusta a injeção de potência ativa para obter uma tensão CC constante.

A capacidade do conversor controlar independentemente a injeção de potência reativa permite mais duas estratégias de operação, que podem ser implementadas nos nós CA [84], [85]:

- Potência reativa constante (Q -constante): O conversor mantém a injeção de potência reativa constante na rede CA.
- Tensão CA constante (V -Constante): O conversor ajusta a injeção de potência reativa para obter uma tensão CA constante.

Em um sistema com mais de um conversor, todos os conversores, exceto um, controlam a injeção de potência ativa da rede CC (Controle P). O conversor que não controla a potência ativa irá ajustá-la para controlar a sua tensão CC. Desta maneira, este conversor pode ser considerado como um conversor de balanço/folga (“slack/swing”) CC. O valor da injeção de potência ativa

deste conversor não é conhecido antes da solução do fluxo de potência, pois ele depende das perdas na rede CC e nos conversores. Um conversor ajustado com o modo de controle V^{CC} – Constante pode ser considerado um conversor de folga (“slack”).

O modelo das perdas do conversor é dado pela equação (2.6), que leva em consideração uma fórmula generalizada das perdas do conversor com dependência quadrática com relação a corrente do conversor [29], [31].

$$P_{Conv}^{loss} = a + b \times I_c + c \times I_c^2 \quad (2.6)$$

Onde:

$$I_c = \frac{\sqrt{P_c^2 + Q_c^2}}{V_c} \quad (2.7)$$

P_{Conv}^{loss} é a perda do conversor;

I_c é a corrente do lado CA do conversor;

P_c é a potência ativa do conversor do lado CA;

Q_c é a potência reativa do conversor do lado CA;

V_c é a tensão CA do conversor.

Os fatores a , b e c representam os fatores de perdas individuais dos conversores [85]:

- Fator de perdas sem carga (a): perdas sem carga do transformador e perdas de equipamentos de serviços auxiliares, como resfriamento e sistemas de controle.
- Fator linear da corrente (b): perdas de chaveamento dos componentes semicondutores do conversor;
- Fator quadrático da corrente (c): perdas do transformador com carga.

Deve-se destacar que a estação conversora controla a potência na saída da estação, ou seja, a potência injetada no nó s , conforme a Figura 2.1. Portanto, a equação (2.7) pode ser reescrita em termos de P_s e Q_s , de acordo com (2.8).

$$I_c = I_s = \frac{\sqrt{P_s^2 + Q_s^2}}{V_s} \quad (2.8)$$

A relação entre as redes CA e CC pode ser obtida através da Figura 2.3 que mostra o modelo equivalente da estação conversora com as perdas no conversor e na linha.

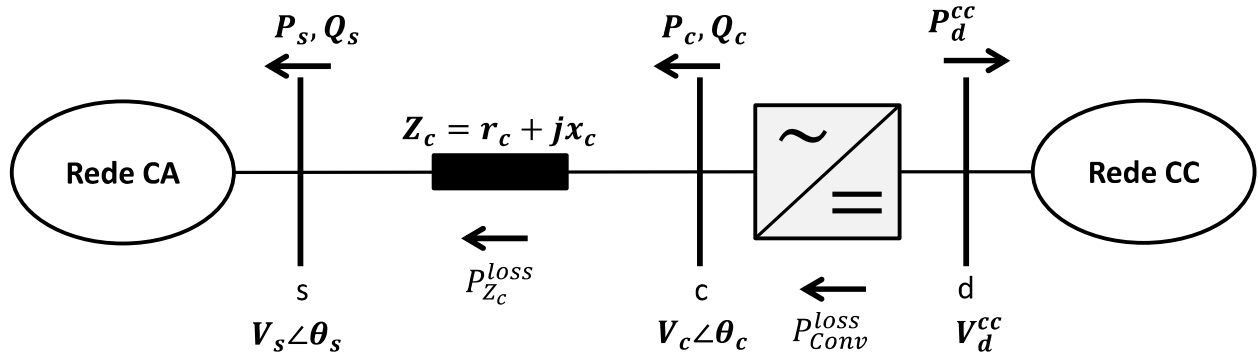


Figura 2.3 – Modelo simplificado equivalente com perdas.

Fonte: Elaboração própria.

A partir da Figura 2.3, tem-se que o acoplamento entre as injeções de potência ativa das redes CA e CC considerando-se as perdas é dado por:

$$P_d^{CC} + P_c + P_{Conv}^{loss} = 0 \quad (2.9)$$

A expressão de P_c pode ser definida como mostra (2.10).

$$P_c = P_s + P_{Z_c}^{loss} \quad (2.10)$$

Substituindo (2.10) em (2.9), a equação que rege o acoplamento entre as rede CA e CC é definida conforme (2.11).

$$P_d^{CC} + P_s + P_{Z_c}^{loss} + P_{Conv}^{loss} = 0 \quad (2.11)$$

Onde:

P_{Conv}^{loss} é a perda interna do conversor definida de acordo com (2.6);

$P_{Z_c}^{loss}$ é perda equivalente da estação conversora definida em (2.12).

$$P_{Z_c}^{loss} = r_c I_c^2 \quad (2.12)$$

Onde:

$Z_c = r_c + jx_c$ é a impedância CA equivalente complexa da estação conversora;

I_c é a corrente que sai do conversor definida de acordo com (2.7);

r_c é a resistência CA equivalente da estação conversora.

2.3 Modelo da Rede CC

O modelo da rede CC é obtido de acordo com a Figura 2.4. A corrente injetada em um nó i na rede CC é escrita como a corrente fluindo para os outros $n - 1$ nós da rede através da aplicação da Lei de Kirchhoff das correntes, conforme a equação (2.13) [85].

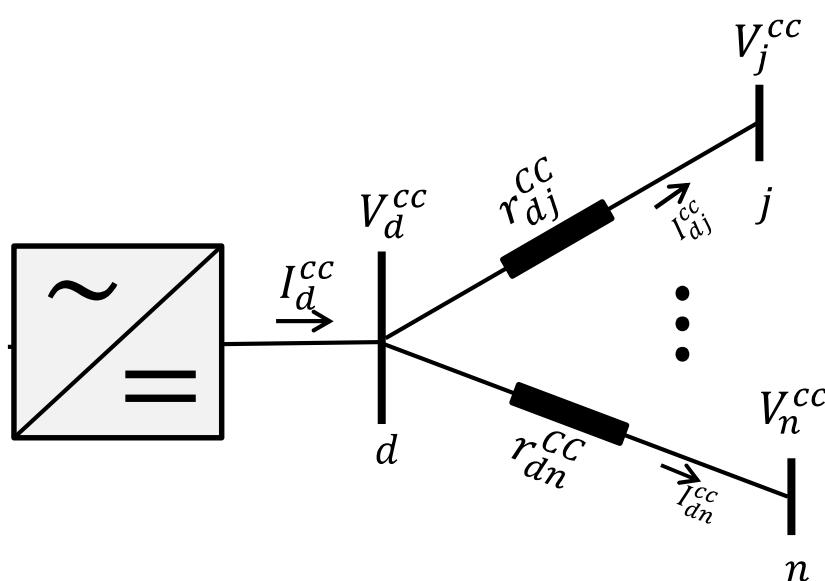


Figura 2.4 – Corrente injetada em um nó CC.

Fonte: Elaboração própria.

$$I_d^{CC} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq d}}^{N^{node^{CC}}} g_{dj}^{CC} (V_d^{CC} - V_j^{CC}) \quad (2.13)$$

Onde:

d é o nó CC na qual o conversor está conectado;

$g_{dj}^{CC} = \frac{1}{r_{dj}^{CC}}$ é a condutância do ramo dj da rede CC;

r_{dj}^{CC} é a resistência CC série do ramo dj da rede CC;

V_d^{CC} é a tensão CC no nó d ;

$N^{node^{CC}}$ é o número de nós da rede CC.

Combinando todas as correntes injetadas na rede em notação matricial, tem-se que:

$$\mathbf{I}^{CC} = \mathbf{G}^{CC} \mathbf{V}^{CC} \quad (2.14)$$

Onde:

$\mathbf{I}^{CC} = [I_1^{CC}, I_2^{CC}, \dots, I_n^{CC}]^T$ é o vetor de corrente CC;

$\mathbf{V}^{CC} = [V_1^{CC}, V_2^{CC}, \dots, V_n^{CC}]^T$ é o vetor de tensão CC;

O sobrescrito T indica o transposto de uma matriz ou vetor;

\mathbf{G}^{CC} é a matriz de condutância CC.

A potência CC injetada em um nó i ($P_{inj_i}^{CC}$) é dada por [85]:

$$P_{inj_i}^{CC}(V^{CC}) = KV_i^{CC} I_i^{CC} \quad \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}} \quad (2.15)$$

Onde:

K é o índice que representa a configuração da rede CC, se $K = 1$, a rede CC é unipolar, se $K = 2$, a rede CC é bipolar.

Substituindo-se (2.14) em (2.15) tem-se a seguinte [85]:

$$P_{inj_i}^{CC}(V^{CC}) = KV_i^{CC} \sum_{j=1}^{N^{node^{CC}}} G_{ij}^{CC} V_j^{CC} \quad \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}} \quad (2.16)$$

Com base nos tipos de controle disponibilizados pelos conversores para o lado CC, têm-se as seguintes definições para o vetor de resíduos de potência e tensão (ΔF^{CC}) associados com os nós do conversor no lado CC [85]:

$$\Delta F_d^{CC} = \begin{cases} P_d^{CC} - P_{inj_d}^{CC}(V^{CC}) & \forall d \in \Omega_P^{CC} \\ V_d^{esp^{CC}} - V_d^{CC} & \forall d \in \Omega_V^{CC} \end{cases} \quad (2.17)$$

$$\Delta F_i^{CC} = (P_{G_i}^{CC} - Pd_i^{CC}) - P_{inj_i}^{CC}(V^{CC}) \quad \forall i \in \Omega_B^{CC} \quad (2.18)$$

Onde:

P_d^{CC} é a potência CC que o conversor deve injetar na rede CC. P_d^{CC} é positivo em (2.17), pelo fato de que o sentido do fluxo de potência CC adotado é saindo do conversor, conforme mostra

a Figura 2.2, ou seja, os conversores são modelados como cargas negativas do ponto de vista da rede CC;

Ω_P^{CC} e Ω_V^{CC} é o conjunto de nós da rede CC que estão associados com conversores operando no modo de controle de potência constante e tensão constante (slack), respectivamente;

Ω_B^{CC} é o conjunto de todos os nós internos da rede CC;

$V_i^{esp^{CC}}$ é o valor especificado da tensão $V_i^{CC} \forall i \in \Omega_V^{CC}$;

$P_{G_i}^{CC}$ é a potência ativa CC gerada no nó i ;

Pd_i^{CC} é a potência ativa CC da carga no nó i .

A última condição em (2.17) refere-se à equação da tensão especificada no modo de controle de tensão constante. Isto ocorre porque a potência ativa P_{inj}^{CC} torna-se uma incógnita que é ajustada para manter a tensão constante no seu valor especificado.

2.4 Modelo da Rede CA

O modelo da rede CA se baseia na formulação de injeções de potência comumente usada em estudos de fluxo de potência [20]. O acoplamento com a rede CC é obtido incluindo, nos resíduos de potência dos nós CA do conversor, as injeções de potência dos conversores P_{s_i} e Q_{s_i} , como cargas negativas. O conjunto de equações dos resíduos de potência, não-lineares, para todos os nós CA são resumidos a seguir [84]:

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= P_{G_i} - Pd_i - P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = 0 \\ \Delta Q_i &= Q_{G_i} - Q_{L_i} - Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = 0 \end{aligned} \quad (2.19)$$

$$\forall i \in \Omega_F$$

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= P_{G_i} - (P_{L_i} - P_{s_i}) - P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = 0 \\ \Delta Q_i &= Q_{G_i} - (Q_{L_i} - Q_{s_i}) - Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = 0 \end{aligned} \quad (2.20)$$

$$\forall i \in \Omega_{\bar{F}}$$

Onde:

$$P_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = P_{G_i} - Pd_i = V_i \sum_{j \in \Omega_i} V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (2.21)$$

$$Q_i(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = Q_{G_i} - Qd_i = V_i \sum_{j \in \Omega_i} V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)]$$

$P_i^{CA}(V^{CA}, \boldsymbol{\theta})$ e $Q_i(V^{CA}, \boldsymbol{\theta})$ são as potências ativa e reativa líquida no nó i da rede CA, respectivamente;

\mathbf{V} e $\boldsymbol{\theta}$ são os vetores dos módulos e ângulos nodais da tensão CA, respectivamente;

Ω_F é o conjunto de todos os nós CA que não fazem fronteira com a rede CC;

$\Omega_{\bar{F}}$ é o conjunto de todos os nós CA que fazem fronteira com a rede CC;

P_{G_i} (Q_{G_i}) é a potência ativa (reativa) CA do gerador no nó i da rede CA;

Pd_i (Qd_i) é a potência ativa (reativa) CA da carga no nó i da rede CA;

P_{s_i} e Q_{s_i} são as potências ativa e reativa, respectivamente, que o conversor injeta no nó s .

Inicialmente, a injeção de potência ativa no conversor slack rede CC é desconhecida. Porém, uma estimativa inicial, pode ser determinada por (2.22) [85].

$$P_{s_k}^{(0)} = - \left(\sum_{\forall m \in \Omega_P} P_m^{CC} + \sum_{\forall i \in \Omega_B^{CC}} P_{G_i}^{CC} - \sum_{\forall i \in \Omega_B^{CC}} Pd_i^{CC} \right) \quad (2.22)$$

Onde:

$P_{s_k}^{(0)}$ é o valor da injeção de potência no conversor slack rede CC no nó k na iteração 0.

Uma vez definidas as equações de resíduos de potência das redes CA e CC, na próxima seção são apresentadas as versões sequencial e unificada do fluxo de potência CA-CC.

2.5 Fluxo de Potência CA-CC Sequencial e Unificado

Para sistemas multi-terminais CA-CC há dois métodos para determinar o estado da rede elétrica em regime permanente senoidal: o Fluxo de Potência CA-CC Sequencial (FPS CA-CC) e o Fluxo de Potência CA-CC Unificado (FPU CA-CC) [28], [29], [30], [31], [84], [85]. A

diferença entre os dois é que no FPU CA-CC as equações das redes CA e CC são resolvidas juntas, utilizando o MNR, enquanto que no FPS CA-CC, as redes CA e CC são resolvidas separadamente. A referência [30] avaliou a convergência do FPU CA-CC e do FPS CA-CC e identificou que ambos convergem para a mesma solução. O método sequencial tem a vantagem, que pode ser incorporado com um programa de fluxo de potência já existente. Consequentemente, o custo de implementação do método sequencial é menor do que o do método unificado. Nas próximas subseções será apresentada uma descrição dos fluxos de potência para redes híbridas CA-CC: FPS CA-CC e FPU CA-CC.

2.5.1 Fluxo de Potência CA-CC Sequencial (FPS CA-CC)

O fluxo de potência FPS CA-CC se baseia nas referências [84] e [85]. Neste método os fluxos são resolvidos separadamente. As variáveis do fluxo CC são usadas como entrada para resolver o fluxo CA e vice-versa. A vantagem do FPS CA-CC é a fácil integração das equações da rede CC em uma estrutura de fluxo de potência CA sem fazer nenhuma alteração na estrutura CA existente. O FPS CA-CC apresentado nesta seção é o mesmo que o programa MATA CDC [83] utiliza para resolver fluxo de potência para redes híbridas CA-CC.

As equações das redes CA e CC foram definidas nas expressões (2.17), (2.18), (2.19) e (2.20). A partir destas equações, utiliza-se o Método de Newton Raphson para se obter os estados das redes usando-se o seguinte processo iterativo:

$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}^{(k)} - [\mathbf{J}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.23)$$

$$[\mathbf{V}^{CC}]^{(k+1)} = [\mathbf{V}^{CC}]^{(k)} - [\mathbf{J}^{CC}]^{-1} [\Delta \mathbf{F}_{CC}]^{(k)} \quad (2.24)$$

Onde:

$\mathbf{V}(\boldsymbol{\theta})$ é o vetor do módulo (ângulo) da tensão CA nodal da rede CA;

$\Delta \mathbf{P}$ ($\Delta \mathbf{Q}$) é o vetor de resíduos de potência ativa (reativa) CA nodais da rede CA, dado por (2.19) e (2.20);

\mathbf{V}^{CC} é o módulo da tensão CC nodal da rede CC;

$\Delta \mathbf{F}$ são os resíduos de potência ativa CC nodal da rede CC, dado por (2.17) e (2.18);

J é matriz jacobiana da rede CA formada pelas derivadas parciais dos resíduos de potência ativa e reativa, em relação aos módulos e ângulos das tensões nodais da rede CA, conforme (2.25).

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

J^{CC} é a matriz jacobiana da rede CC formada pelas derivadas parciais dos resíduos de potência ativa em relação aos módulos das tensões nodais da rede CC, conforme (2.26).

$$J^{CC} = \left[\frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial V^{CC}} \right] \quad (2.26)$$

Onde:

$$\frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial V^{CC}} = \begin{cases} \frac{\partial \Delta F_i^{CC}}{\partial V_i^{CC}} = -2KV_i^{CC} G_{ii}^{CC} - K \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N^{CC}} G_{ij}^{CC} V_j^{CC} \\ \frac{\partial \Delta F_i^{CC}}{\partial V_j^{CC}} = -KV_i^{CC} G_{ij}^{CC} \end{cases} \quad \forall i \in (\Omega_P \cup \Omega_B)$$

$$\frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial V^{CC}} = \begin{cases} \frac{\partial \Delta F_i^{CC}}{\partial V_i^{CC}} = \frac{1}{k_d^{CC}} - 2KV_i^{CC} G_{ii}^{CC} - K \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{N^{CC}} G_{ij}^{CC} V_j^{CC} \\ \frac{\partial \Delta F_i^{CC}}{\partial V_j^{CC}} = -KV_i^{CC} G_{ij}^{CC} \end{cases} \quad \forall i \in \Omega_D \quad (2.27)$$

$$\frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial V^{CC}} = \begin{cases} \frac{\partial \Delta F_i^{CC}}{\partial V_i^{CC}} = -1 \\ \frac{\partial \Delta F_i^{CC}}{\partial V_j^{CC}} = 0 \end{cases} \quad \forall i \in \Omega_V$$

Vale destacar que a potência que o conversor injeta nas redes CA e CC é considerada constante na formação das matrizes jacobianas das redes CA e CC.

A solução da rede CA-CC completa requer um processo iterativo externo aqueles referentes as redes CA e CC. Esta estratégia é devido ao fato de que a solução do fluxo de

potência CA é alterada quando as injeções de potência do conversor slack é atualizada. Portanto, além das iterações internas das soluções dos fluxos de potência CC e CA, é necessário um laço externo para garantir a convergência geral do algoritmo.

O algoritmo do FPS para obter as soluções das redes CA e CC e as variáveis que relacionam estas redes é dado abaixo. Considerando-se que as perdas são incluídas, a potência ativa P_s injetadas na rede CA pelo conversor slack é desconhecida. A equação (2.22) fornece uma estimativa inicial para esta injeção de potência. Durante o processo iterativo este valor precisa ser atualizado. Na referência [29], os autores propõem um procedimento iterativo para determinar a potência P_s do conversor slack.

Algoritmo #2.1	Algoritmo FPS CA-CC
	Entrada: Ler dados da rede híbrida CA-CC e dos conversores, número máximo de iterações i^{max} e tolerância ε para o teste de convergência
	Saída: Estado da rede híbrida CA-CC. $[\theta \quad V \quad V^{CC}]$
01	<i>/*Inicialização das Variáveis*/</i>
02	Contador de iterações $i = 0$
03	Desvio das potências dos conversores $\Delta P_{sm} = \infty$
04	Calcular a estimativa inicial $P_{sm}^{(i)} \forall m \in \Omega_D \cup \Omega_V$ usando (2.22)
05	Enquanto $(i < i^{max})$ e $(\Delta P_{sm} > \varepsilon)$ faça
06	<i>/*Cálculo do estado da rede CA $(\theta^{(i)}, V^{(i)})$ na rede híbrida CA-CC*/</i>
07	Resolva o fluxo de potência CA conforme (2.19) e (2.20)
08	Calcule as perdas $P_{Conv_j}^{loss}$ e $P_{Z_c}^{loss}$ e depois $P_{d_j}^{CC} \forall m \in \Omega_P$ usando (2.11)
09	<i>/*Cálculo do estado da rede CC $(V^{CC(i)})$ na rede híbrida CA-CC*/</i>
10	Resolva o fluxo de potência CC conforme (2.17) e (2.18)
11	<i>/*Cálculo da potência $P_{sm}^{(i)}$*/</i>
12	Calcular a $P_{sm}^{(i)} \forall m \in \Omega_D \cup \Omega_V$ usando o <i>subproblema iteração slack</i>
13	<i>/*Cálculo dos desvios das potências dos conversores*/</i>
14	$\Delta P_{sm} = \left\ P_{sm}^{(i)} - P_{sm}^{(i-1)} \right\ $
15	<i>/*Incrementar o número de iterações*/</i>
16	$i = i + 1$
17	Fim
18	<i>/*Armazena a solução obtida*/</i>
19	$[\theta^{(i)} \quad V^{(i)} \quad V^{CC(i)}]$

O algoritmo 2.2 mostra o processo iterativo para determinar a potência P_s injetada na rede CA pelo conversor slack que consiste basicamente em determinar as perdas desses conversores através da obtenção de V_c e θ_c . Esta tensão é estimada aplicando o MNR nas equações de resíduos de potência definidas em (2.28). O procedimento iterativo para determinar a potência P_s do conversor slack possui dois laços. Um laço interno que determina os valores de V_c e θ_c e o outro laço externo que atualiza o valor da potência P_c e conseqüentemente de P_s .

Algoritmo #2.2	Subproblema iteração slack
	Entrada: $V_s^{(i)}, \theta_s^{(i)}, Q_s^{esp}, P_d^{CC^{(i)}}$, iterações k^{max} e tolerância ε_p para o teste de convergência.
	Saída: $P_{sm}^{(i)}$
01	/*Inicialização das Variáveis*/
02	Contador de iterações $k = 0$
03	Calcular a estimativa inicial $P_c^{(k)}$ usando (2.10) inicialmente desprezando as perdas
04	Desvio das potências dos conversores $\Delta P_c = \infty$
05	Enquanto $(k < k^{max})$ e $(\Delta P_c > \varepsilon_p)$ faça
06	Calcular $V_c^{(k)}, \theta_c^{(k)}$ aplicando o MNR no conjunto de equações (2.28)
07	Calcular $Q_c^{(k)}(V_c^{(k)}, \theta_c^{(k)}, V_s^{(i)}, \theta_s^{(i)})$ usando (2.5)
08	Calcular $P_{Conv}^{loss^{(k)}}(P_c^{(k-1)}, Q_c^{(k)})$ usando (2.6) e (2.7)
09	Atualizar $P_c^{(k)}$ a partir de (2.9)
10	/*Cálculo dos desvios das potências dos conversores*/
11	$\Delta P_c = \ P_c^{(k)} - P_c^{(k-1)}\ $
12	/*Incrementar o número de iterações*/
13	$k = k + 1$
14	Fim
15	Calcule $P_s^{(i)}(V_c^{(k)}, \theta_c^{(k)}, V_s^{(i)}, \theta_s^{(i)})$ usando (2.4)
16	Fim

Os valores de V_c, θ_c são obtidos aplicando o MNR nas seguintes equações de resíduos de potência:

$$\Delta P_c = P_c^{(k)} - P_c(V_s^{(i)}, \theta_s^{(i)}, V_c^{(j)}, \theta_c^{(j)}) = 0 \quad (2.28)$$

$$\Delta Q_s = Q_s^{esp} - Q_s(V_s^{(i)}, \theta_s^{(i)}, V_c^{(j)}, \theta_c^{(j)}) = 0$$

Onde:

Q_s^{esp} é a potência reativa especificada que o conversor slack ou droop injeta na rede CA;

$P_c^{(k)}$ é a potência ativa injetada na rede CA na saída do conversor slack ou droop.

j refere-se a iteração do laço interno do subproblema;

k refere-se a iteração do laço externo do subproblema;

i refere-se a iteração do laço global do FPS.

A equação (2.29) mostra a aplicação do MNR nas equações de resíduos de potência de (2.28), a fim de determinar os valores de V_c^{CA} e θ_c .

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_c \\ \Delta V_c^{CA} \end{bmatrix}^{(j+1)} = \begin{bmatrix} \theta_c \\ V_c^{CA} \end{bmatrix}^{(j)} + \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \Delta P_c^{CA}}{\partial \theta_c}\right)^{(j)} & V_c \left(\frac{\partial \Delta P_c^{CA}}{\partial V_c^{CA}}\right)^{(j)} \\ \left(\frac{\partial \Delta Q_s}{\partial \theta_c}\right)^{(j)} & V_c \left(\frac{\partial \Delta Q_s}{\partial V_c^{CA}}\right)^{(j)} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_c^{CA} \\ \Delta Q_c \end{bmatrix}^{(j)} \quad (2.29)$$

Onde:

$$\left(\frac{\partial \Delta P_c^{CA}}{\partial \theta_c}\right)^{(j)} = -Q_c^{(j)} - \left(V_c^{(j)CA}\right)^2 B_c^{CA} \quad (2.30)$$

$$V_c^{CA} \left(\frac{\partial \Delta P_c^{CA}}{\partial V_c^{CA}}\right)^{(j)} = P_c^{(j)CA} + \left(V_c^{(j)CA}\right)^2 G_c^{CA} \quad (2.31)$$

$$\left(\frac{\partial \Delta Q_s}{\partial \theta_c}\right)^{(j)} = -P_s^{(j)CA} - \left(V_s^{(i)CA}\right)^2 G_c^{CA} \quad (2.32)$$

$$V_c^{CA} \left(\frac{\partial \Delta Q_s}{\partial V_c^{CA}}\right)^{(j)} = Q_s^{(j)} - \left(V_s^{(i)CA}\right)^2 B_c^{CA} \quad (2.33)$$

Os valores de $P_s^{(k)}$, $Q_s^{(k)}$, $P_c^{(k)}$ e $Q_c^{(k)}$ são definidos de acordo com (2.4) e (2.5).

2.5.2 Fluxo de Potência CA-CC Unificado (FPU CA-CC)

Uma nova versão do FPU CA-CC, que consiste em modelar as potências dos conversores, P_s , Q_s e P_d^{CC} como incógnitas no fluxo de potência é proposta nesta seção. A vantagem desta forma de implementação é a facilidade na modelagem de diversos tipos de controle do conversor VSC. Além disso, as redes CA e CC são resolvidas simultaneamente,

consequentemente, não é necessário um loop externo para garantir a convergência global da rede [30].

Nesta versão do FPU CA-CC para cada conversor há três variáveis. Consequentemente, três novas equações para cada conversor devem ser adicionadas ao conjunto de equações das redes CA e CC, para igualar o número de variáveis e incógnitas. Para o FPU CA-CC, o nó c do modelo equivalente da estação conversora foi removido, como mostra a Figura 2.5, pois a intenção do conversor VSC é controlar as potências P_s e Q_s .

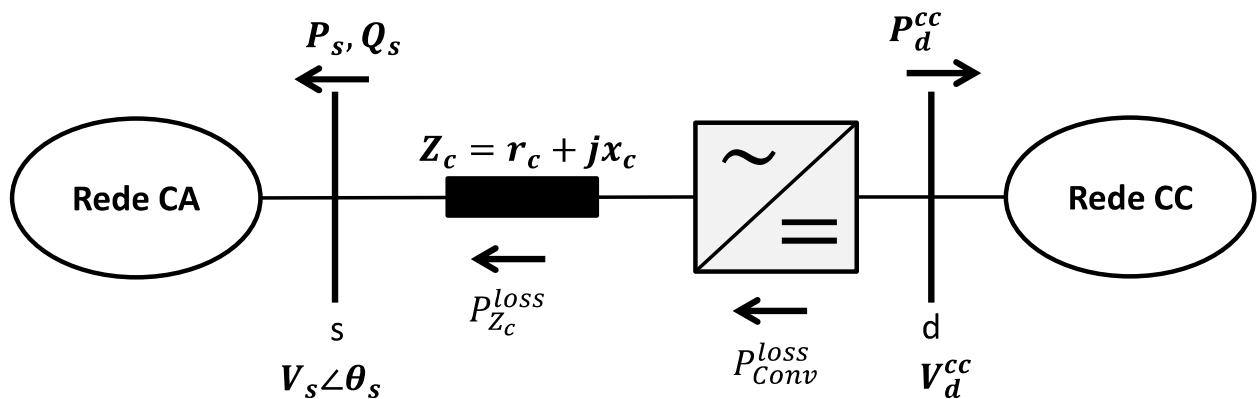


Figura 2.5 – Modelo equivalente da estação conversora no PFU CA-CC.

Fonte: Elaboração própria.

A seguir são apresentadas a modelagem de dois modos de controle slacks do conversor VSC utilizados nesta tese e a modelagem do modo de controle $PQ - P^{CC}$.

- **Conversor VSC slack - Controle $Q - V^{CC}$**

Q_s e V^{CC} são mantidos constantes em um valor especificado. Enquanto que P_s e P_c^{CC} são desconhecidos, pois são dadas pela interação entre as redes CA e CC. Nesta forma de controle o conversor VSC injeta potência ativa e reativa P_s e Q_s , respectivamente, no nó s no lado da rede CA. As seguintes equações devem ser adicionadas ao conjunto de equações das redes CA e CC (2.17)-(2.20):

$$\Delta C_{IC_1}^{Q-V^{CC}} = P_s + P_d^{CC} + P_{Z_c}^{loss} + P_{Conv}^{loss} = 0 \quad (2.34)$$

$$\Delta C_{IC_2}^{Q-V^{CC}} = Q_s - Q_s^{esp} = 0 \quad (2.35)$$

$$\Delta C_{IC_3}^{Q-V^{CC}} = P_{G_d}^{CC} - P_{d_d}^{CC} + P_d^{CC} - P_{inj_i}^{CC}(V^{CC}) = 0 \quad (2.36)$$

Onde:

A equação (2.34) é a equação que interliga as duas redes CA e CC;

A equação (2.35) é adicionada para manter a potência reativa Q_s no valor especificado;

A equação (2.36) é a equação de resíduos do nó d , que é um nó slack da rede CC. Esta expressão é adicionada para ser associada com a variável P_d^{CC} . Afim de igualar o número de variáveis e incógnitas.

- **Conversor VSC slack - Controle $V\theta - P^{CC}$**

Nesta forma de controle do conversor VSC, o nó s é definido como um nó slack para uma rede CA através da fixação da magnitude e da fase da sua tensão. No lado CC, a potência P^{CC} que o conversor VSC injeta na rede CC, depende da rede CA. As seguintes equações devem ser adicionadas ao conjunto de equações das redes CA e CC (2.17)-(2.20):

$$\Delta C_{IC_1}^{Q-V^{CC}} = P_s + P_d^{CC} + P_{Z_c}^{loss} + P_{Conv}^{loss} \quad (2.37)$$

$$\Delta C_{IC}^{V\theta-P^{CC}} = \theta_s - \theta_s^{esp} \quad (2.38)$$

$$\Delta C_{IC}^{V\theta-P^{CC}} = V_s - V_s^{esp} \quad (2.39)$$

Onde:

A equação (2.37) é a equação que interliga as duas redes CA e CC;

As equações (2.38) e (2.39) são adicionadas a fim de manter o ângulo e o modulo da tensão no nó s . As equações dadas em (2.20), que são as equações de resíduos do nó slack nó s , são utilizados para calcular P_s e Q_s .

- **Conversor VSC - Controle $PQ - P^{CC}$**

Neste modo de controle, o conversor injeta ou absorve na rede CA potências ativa e reativa com valores especificados. A potência ativa CC injetada na rede CC é dada pela potência ativa CA e as perdas no conversor. As seguintes equações devem ser adicionadas ao conjunto de equações das redes CA e CC (2.17)-(2.20):

$$\Delta C_{IC_1}^{PQ-P^{CC}} = P_s - P_s^{esp} = 0 \quad (2.40)$$

$$\Delta C_{IC_2}^{PQ-P^{CC}} = Q_s - Q_s^{esp} = 0 \quad (2.41)$$

$$\Delta C_{IC_3}^{PQ-P^{CC}} = P_s + P_d^{CC} + P_{Z_c}^{loss} + P_{Conv}^{loss} = 0 \quad (2.42)$$

Substituindo $P_{Z_c}^{loss}$ e P_{Conv}^{loss} pelas suas respectivas expressões dadas em (2.6), (2.8) e (2.12), as expressões (2.34), (2.37) e (2.42) podem ser escritas conforme (2.43).

$$\Delta C_{ic} = P_s + P_d^{CC} + \left(a + b \left(\frac{\sqrt{P_s^2 + Q_s^2}}{V_s} \right) + (r_c + c) \frac{P_s^2 + Q_s^2}{V_s^2} \right) = 0 \quad (2.43)$$

O processo iterativo definido em (2.44) é usado para obter o estado da rede híbrida CA-CC no FPU via o Método de Newton Raphson.

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ V^{CC} \\ P_s \\ Q_s \\ P_d^{CC} \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ V^{CC} \\ P_s \\ Q_s \\ P_d^{CC} \end{bmatrix}^{(k)} - [J^{FPU}]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta F^{CC} \\ \Delta C_{IC_1} \\ \Delta C_{IC_2} \\ \Delta C_{IC_3} \end{bmatrix}^{(k)} \quad (2.44)$$

Onde:

$$J^{FPU} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V^{CC}} & \frac{\partial \Delta P}{\partial P_s} & \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_s} & \frac{\partial \Delta P}{\partial P_d^{CC}} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V^{CC}} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_s} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_s} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial P_d^{CC}} \\ \frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial V} & \frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial V^{CC}} & \frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial P_s} & \frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial Q_s} & \frac{\partial \Delta F^{CC}}{\partial P_d^{CC}} \\ \frac{\partial \Delta C_{IC_1}}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta C_{IC_1}}{\partial V} & \frac{\partial \Delta C_{IC_1}}{\partial V^{CC}} & \frac{\partial \Delta C_{IC_1}}{\partial P_s} & \frac{\partial \Delta C_{IC_1}}{\partial Q_s} & \frac{\partial \Delta C_{IC_1}}{\partial P_d^{CC}} \\ \frac{\partial \Delta C_{IC_2}}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta C_{IC_2}}{\partial V} & \frac{\partial \Delta C_{IC_2}}{\partial V^{CC}} & \frac{\partial \Delta C_{IC_2}}{\partial P_s} & \frac{\partial \Delta C_{IC_2}}{\partial Q_s} & \frac{\partial \Delta C_{IC_2}}{\partial P_d^{CC}} \\ \frac{\partial \Delta C_{IC_3}}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta C_{IC_3}}{\partial V} & \frac{\partial \Delta C_{IC_3}}{\partial V^{CC}} & \frac{\partial \Delta C_{IC_3}}{\partial P_s} & \frac{\partial \Delta C_{IC_3}}{\partial Q_s} & \frac{\partial \Delta C_{IC_3}}{\partial P_d^{CC}} \end{bmatrix} \quad (2.45)$$

J^{FPU} é a matriz jacobiana do FPU, formado pelas derivadas parciais do conjunto de equações da rede CA, CC e dos conversores.

A seguir é apresentado o algoritmo do FPU CA-CC.

Algoritmo #2.3 Algoritmo FPU CA-CC

Entrada: Ler dados das cargas, das GD e dos ramos, parâmetros o conversor, Número máximo de iterações τ^{max} e tolerância ε para o teste de convergência

Saída: vetor $x = [\theta \ V \ V^{CC} \ P_s \ Q_s \ P_d^{CC}]$ contendo as tensões nodais complexas

01 /*Inicialização das Variáveis*/

02 Contador de iterações $\tau = 0$; os desvios das tensões $\Delta V^{max} = \infty$

03 Ângulo das tensões $\theta_i^{(\tau)} = 0 \quad \forall i = 1, \dots, N^{node}$

04 Modulo das tensões $V_i^{(\tau)} = 1 \text{ pu} \quad \forall i = 1, \dots, N^{node}$

05 Modulo das tensões $V_i^{CC(\tau)} = 1 \text{ pu} \quad \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$

06 Potência dos conversores $P_{s_i}^{(\tau)} = 0, Q_{s_i}^{(\tau)} = 0$ e $P_{d_i}^{CC(\tau)} = 0 \quad \forall i = 1, \dots, N^{conver}$

07 Vetor $x^{(\tau)} = [\theta^{(\tau)} \ V^{(\tau)} \ V^{CC} \ P_s^{(\tau)} \ Q_s^{(\tau)} \ P_d^{CC(\tau)}]$

08 Enquanto ($\tau < \tau^{max}$) e ($\Delta x^{max} > \varepsilon$) faça

09 /* Cálculo dos resíduos */

10 Calcule $\Delta P(x^{(\tau)})$ e $\Delta Q(x^{(\tau)})$ usando (2.19) e (2.20)

11 Calcule $\Delta F^{CC}(x^{(\tau)})$ usando (2.17) e (2.18)

12 Calcule $\Delta C_{IC_1}(x^{(\tau)})$, $\Delta C_{IC_2}(x^{(\tau)})$ e $\Delta C_{IC_3}(x^{(\tau)})$ conforme a configuração do controle do conversor dado em (2.34)-(2.39).

13 /*Calculo da matriz jacobina*/

14 Calcule $J^{FPU}(x^{(\tau)})$ conforme (2.45)

15 /*Cálculo das correções do vetor x */

$$16 \quad \Delta x^{(\tau)} = -[J^{FPU}(x^{(\tau)})]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P(x^{(\tau)}) \\ \Delta Q(x^{(\tau)}) \\ \Delta F^{CC}(x^{(\tau)}) \\ \Delta C_{IC_1}(x^{(\tau)}) \\ \Delta C_{IC_2}(x^{(\tau)}) \\ \Delta C_{IC_3}(x^{(\tau)}) \end{bmatrix}^{(\tau)}$$

17 /*atualização do vetor x */

$$18 \quad \Delta x^{(\tau+1)} = x^{(\tau)} + \Delta x^{(\tau)}$$

19 /*Obter o máximo desvios de x */

$$20 \quad \Delta x^{max} = |\Delta x^{(\tau)}|$$

21 **Fim**

22 /*Armazena a solução obtida*/

$$23 \quad x^{(\tau)} = [\theta^{(\tau)} \ V^{(\tau)} \ V^{CC} \ P_s^{(\tau)} \ Q_s^{(\tau)} \ P_d^{CC(\tau)}]$$

Onde:

N^{conver} é o número de conversores VSC.

2.6 Fluxo de Potência Radial CA-CC

Os algoritmos de fluxo de potência para redes CA-CC abordados nas subseções precedentes são baseados no MNR. Portanto, podem ser aplicados em redes CA-CC radiais e malhadas. Todavia, pode-se obter uma redução expressiva no tempo de CPU requerido para solucionar o fluxo de potência para uma rede CA-CC radial se a sua topologia é explorada através de métodos de VRP. Assim como nos fluxos de potência CA convencionais, métodos de VRP também podem ser expandidos para calcular as tensões de uma rede de distribuição CA-CC. Os métodos de VRP utilizam a vantagem da rede de distribuição ser radial. Além disso, não utilizam derivadas, ao contrário do MNR e requerem baixa capacidade de armazenamento e possuem baixa sensibilidade a relação R/X.

Na referência [33], os autores apresentaram uma formulação para um novo fluxo de potência para redes de distribuição radiais híbridas CA-CC, com base no Método de Soma de Corrente (MSC) [21]. Basicamente, a metodologia consiste em dividir a rede híbrida em redes CA e CC, e em seguida realizar varreduras regressivas e progressivas de correntes em cada rede. A corrente de uma rede é refletida para a rede a montante através fatores que relacionam as redes. Entretanto, tais fatores são calculados para modelos de conversores ideais, ou seja, sem perdas.

Nesta tese, uma versão mais simples do VRP para redes CA-CC que considera as perdas do conversor é proposta baseada no Método de Soma de Potência (MSP). A seguir é apresentada a formulação do fluxo de potência CA-CC baseado no MSP.

2.6.1 Fluxo de potência CA-CC via MSP (MSP CA-CC)

Este método consiste em estimar as tensões nodais em um sistema de distribuição, tomando como vantagem a topologia radial para determinar as tensões nodais através da realização de varreduras progressivas/regressivas. O primeiro passo é gerar uma estrutura em navegação que permite varrer o sistema de distribuição nos sentidos da fonte para as cargas e das cargas para a fonte. Esta estrutura é construída por meio da classificação dos ramos em ordem crescente de camada [21], como mostra a Figura 2.6. A camada de um ramo é o número de ramos que estão entre o seu nó final e o nó fonte, ou seja, a subestação [21]. Após os ramos terem sido ordenados de acordo com as camadas, a lista de ramos ordenada é varrida

regressivamente, ou seja, do último para o primeiro elemento. E em seguida, é varrida progressivamente, ou seja, do primeiro para o último elemento.

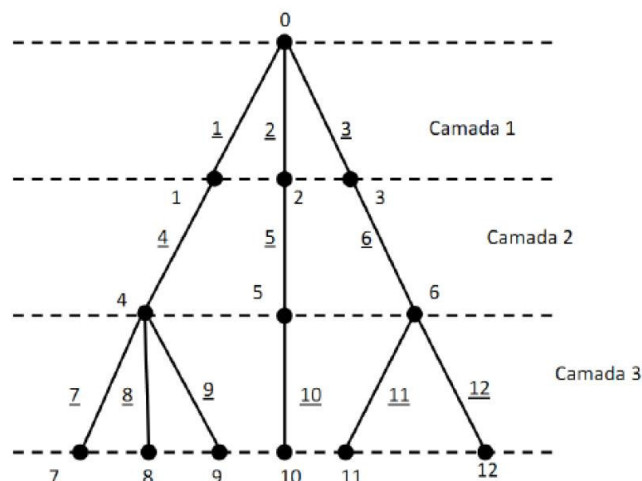


Figura 2.6 – Esquema de numeração e ordenação dos ramos.

Fonte.: Vieira (2012) [23].

Durante a varredura regressiva as potências das cargas e perdas nos ramos das redes CA e CC são calculadas e acumuladas. E na varredura progressiva as tensões nodais são atualizadas. Dentro das redes CA e CC o procedimento de cálculo das potências é realizado de forma semelhante ao MSP convencional. Mas, no caso de refletir a potência de uma rede CA para uma rede CC, ou vice-versa, deve-se ficar atento a forma do controle do conversor VSC que faz a interface entre as redes CA e CC.

A seguir é apresentado o algoritmo para o MSP CA-CC.

Algoritmo #2.4

Algoritmo MSP CA-CC

Entrada: dados das cargas, das GD e dos ramos, parâmetros do conversor
 Lista de ramos \mathcal{R} classificada em ordem ascendente de camada
 Número máximo de iterações τ^{max} e tolerância ε para o teste de convergência
Saída: vetor E contendo as tensões nodais complexas

01 /*Inicialização das Variáveis*/
 02 Contador de iterações $\tau = 0$; os desvios das tensões $\Delta V^{max} = \infty$ e $\Delta V^{CC^{max}} = \infty$
 03 Tensões nodais $E_i^{(\tau)} = 1 \angle 0 \text{ pu } \forall i = 1, \dots, N^{node}$
 04 $P_{s_{Q-VCC}}^{(\tau)} = 0$

05 **Enquanto** ($\tau < \tau^{max}$) e ($\Delta V^{max} > \varepsilon$) e ($\Delta V^{CC^{max}} > \varepsilon$) **faça**
 06 /*Varredura regressiva */
 07 /*Inicializa as potências equivalentes à jusante dos nós com as próprias de cada nó em toda rede CA e CC*/

08
09
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35

$$P_k^{(\tau)} = Pd_k \left(V_k^{(\tau)} \right)^\alpha \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

$$Q_k^{(\tau)} = Qd_k \left(V_k^{(\tau)} \right)^\beta \quad \forall k = 1, \dots, N^{node}$$

$$P_k^{CC(\tau)} = Pd_k^{CC} \quad \forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}}$$

Para cada $i = N^{bran}, \dots, 1$ faça

Obtenha os nós terminais do ramo i da lista ordenada: $(k, m) = \mathcal{R}_i$

/*Adicionar as perdas do ramo i para as potências equivalentes referente ao nó inicial (k)*/

Se (o ramo i for CA) então

$$P_{km}^{loss} = r_{km} \left(\frac{\left(P_m^{(\tau)} \right)^2 + \left(Q_m^{(\tau)} \right)^2}{\left(V_m^{(\tau)} \right)^2} \right)$$

$$Q_{km}^{loss} = x_{km} \left(\frac{\left(P_m^{(\tau)} \right)^2 + \left(Q_m^{(\tau)} \right)^2}{\left(V_m^{(\tau)} \right)^2} \right)$$

$$P_k^{(\tau)} = P_k^{(\tau)} + P_m^{(\tau)} + P_{km}^{loss}$$

$$Q_k^{(\tau)} = Q_k^{(\tau)} + Q_m^{(\tau)} + Q_{km}^{loss}$$

fim

Se (o ramo i for CC) então

$$P_{km}^{loss^{CC}} = r_{km} \left(\frac{P_m^{CC}}{V_m^{CC(\tau)}} \right)^2$$

$$P_k^{CC(\tau)} = P_k^{CC(\tau)} + P_m^{CC(\tau)} + P_{km}^{loss^{CC}}$$

fim

Se (o ramo i for conversor VSC com controle $Q - V^{CC}$) então

$$P_{d_{CA-CC}}^{(\tau)} = P_m^{CC(\tau)}$$

$$P_{total}^{loss} = P_{Z_c}^{loss} (P_{s_{Q-V^{CC}}}^{(\tau)}, Q_{s_{Q-V^{CC}}}^{esp}, V_k^{(\tau)}) + P_{Conv}^{loss} (P_{s_{Q-V^{CC}}}^{(\tau)}, Q_{s_{Q-V^{CC}}}^{esp}, V_k^{(\tau)})$$

$$P_{s_{CA-CC}}^{(\tau)} = P_{d_{CA-CC}}^{(\tau)} + P_{total}^{loss}$$

$$P_k^{(\tau)} = P_k^{(\tau)} + P_{s_{CA-CC}}^{(\tau)}$$

$$Q_k^{(\tau)} = Q_k^{(\tau)} - Q_{s_{Q-V^{CC}}}^{esp}$$

fim

Se (o ramo i for conversor VSC com controle $V\theta - P^{CC}$) então

$$P_{s_{CC-CA}}^{(\tau)} = P_m^{(\tau)}$$

$$Q_{s_{CC-CA}}^{(\tau)} = Q_m^{(\tau)}$$

$$P_{total}^{loss}$$

$$= P_{Z_c}^{loss} (P_{s_{V\theta-P^{CC}}}^{(\tau)}, Q_{s_{V\theta-P^{CC}}}^{(\tau)}, V_m^{(\tau)})$$

$$+ P_{Conv}^{loss} (P_{s_{V\theta-P^{CC}}}^{(\tau)}, Q_{s_{V\theta-P^{CC}}}^{(\tau)}, V_m^{(\tau)})$$

$$P_{d_{V\theta-P^{CC}}}^{(\tau)} = P_{s_{V\theta-P^{CC}}}^{(\tau)} + P_{total}^{loss}$$

```

36       $P_k^{(\tau)} = P_{d_{V\theta-PCC}}^{(\tau)}$ 
37      fim
38  fim
39  /* Cálculo das tensões via varredura progressiva*/
40  Para cada  $i = 1, \dots, N^{bran}$  faça
41      Obtenha os nós terminais do ramo  $i$  da lista ordenada:  $(k, m) = \mathcal{R}_i$ 
42      /*Cálculo da tensão no nó final do ramo  $i$  ( $m$ )*/
43      Se (o ramo  $i$  for CA) então
44          
$$V_m^{(\tau)} = \sqrt{0,5 \left( -Am + \sqrt{Am^2 - 4Cm} \right)}$$

45          
$$\theta_m^{(\tau)} = \theta_k^{(\tau)} - \tan^{-1} \left( \frac{x_{km}P_m^{(\tau)} + r_{km}Q_m^{(\tau)}}{V_m^2 + r_{km}P_m^{(\tau)} + x_{km}Q_m^{(\tau)}} \right)$$

46      Onde:
47          
$$Am = 2 \left( r_{km}P_m^{(\tau)} + x_{km}Q_m^{(\tau)} \right) - \left( V_k^{(\tau)} \right)^2$$

48          
$$Cm = \left( \left( P_m^{(\tau)} \right)^2 + \left( Q_m^{(\tau)} \right)^2 \right) \left( r_{km}^2 + z_{km}^2 \right)$$

49      fim
50      Se o ramo  $i$  for CC
51          
$$V_m^{CC(\tau)} = V_k^{CC} - r_{km} \frac{P_m^{(\tau)}}{V_k^{CC(\tau)}}$$

52      fim
53      Se (o ramo  $i$  for conversor VSC com controle  $Q - V^{CC}$ ) então
54          
$$V_m^{CC(\tau)} = V_m^{CC^{esp}}$$

55      fim
56      Se (o ramo  $i$  for conversor VSC com controle  $V\theta - P^{CC}$ ) então
57          
$$V_m^{(\tau)} = V_m^{esp}$$

58          
$$\theta_m^{(\tau)} = \theta_m^{esp}$$

59      fim
60  fim
61  /*Atualização do contador de iterações*/
62   $\tau = \tau + 1$ 
63  /*Obter os desvios de tensão */
64  
$$\Delta V^{max} = \max \left\{ \left| \left| V_i^{(\tau)} \right| - \left| V_i^{(\tau-1)} \right| \right| \right\}, \forall i = 1, \dots, N^{node}$$

65  
$$\Delta V^{CC^{max}} = \max \left\{ \left| \left| V_i^{CC(\tau)} \right| - \left| V_{i-1}^{CC(\tau)} \right| \right| \right\}, \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$$

66  fim
67  /*Armazena a solução obtida*/
68   $\theta^{(\tau)}, V^{(\tau)}, V^{CC(\tau)}, P_{s_{Q-VCC}}^{(\tau)}, Q_{s_{Q-VCC}}^{esp}, P_{d_{Q-VCC}}^{(\tau)}, P_{s_{V\theta-PCC}}^{(\tau)}, Q_{s_{V\theta-PCC}}^{(\tau)}, P_{d_{V\theta-PCC}}^{(\tau)}$ 

```

Onde. $V\theta - P^{CC}$

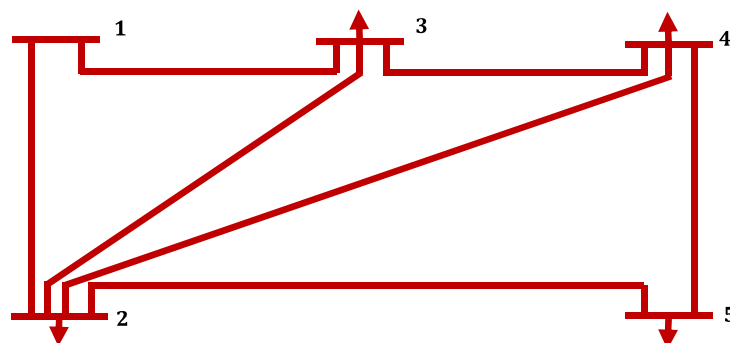
$P_{s_{Q-VCC}}^{(\tau)}$ é a potência ativa CA que o conversor VSC extrai da rede CA e injetada na rede CC.

$P_{d_{Q-VCC}}^{(\tau)}$ é a potência ativa CC que o conversor VSC extrai da rede CA e injetada na rede CC
 $Q_{s_{Q-VCC}}^{esp}$ é a potência reativa específica do conversor VSC CA-CC.
 $P_{s_{V\theta-PCC}}^{(\tau)}$ é a potência ativa CA que o conversor extrai da rede CC e injetada na rede CA.
 $P_{d_{V\theta-PCC}}^{(\tau)}$ é a potência ativa CC que o conversor VSC extrai da rede CC e injetada na rede CA
 $Q_{s_{V\theta-PCC}}^{(\tau)}$ é a potência reativa que o conversor CA-CC gerar para atender a rede CA.

2.7 Simulações e Resultados

Os fluxos de potência FPS CA-CC, FPU CA-CC e MSP CA-CC descritos nas subseções anteriores foram implementados usando-se a linguagem de programação do MATLAB. A fim de avaliar a precisão dos fluxos implementados, os estados das redes CA e CC foram obtidos com o toolbox Matlab MATA CDC. O MATA CDC é um programa de código aberto (“open-source”) baseado em MATLAB para análise de fluxo de potência em sistemas CA-CC [83]. O MATA CDC usa o FPS CA-CC, o mesmo abordado anteriormente. O MATA CDC pode ser descarregado no seguinte site: <https://www.esat.kuleuven.be/electa/teaching/matacdc>. A tolerância de 10^{-6} pu é adotado em todos os fluxos como critério de parada.

Inicialmente, As implementações destes métodos foram testadas em um sistema-teste de 5 nós CA-CC, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 2.7, [84], [86]. A Tabela 2.1 mostra as características dos nós CA e CC considerados. O conversor VSC #1 adotado como slack foi configurado com controle $Q - V^{CC}$, sendo Q ajustado para zero. Os demais conversores VSC #2 e VSC #3 foram configurados com controle $PQ - P^{CC}$.



(a)

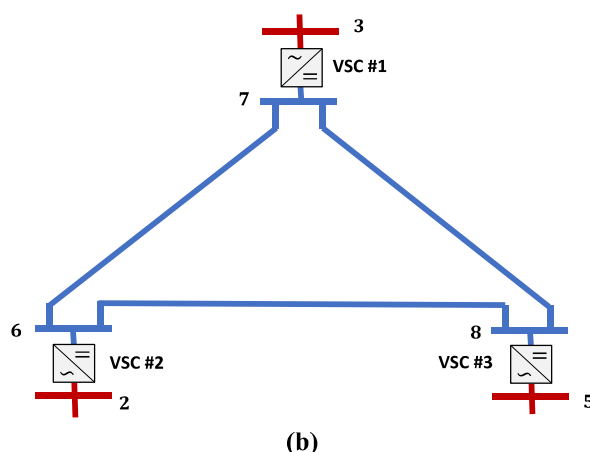


Figura 2.7 – Sistema teste CA-CC: (a) Cinco nós CA e (b) Três nós CC.

Fonte: Beerten et al. (2010) [84].

Tabela 2.1 – Características dos nós sistema-teste de 5 nós CA-CC.

Nó	Tipo	Tensão (pu)	Potência ativa (pu)	Potência reativa (pu)
1	Slack	$1,06 \angle 0$	0	0
2	PQ	-	0,2	0,1
3	PQ	-	0,45	0,15
4	PQ	-	0,4	0,5
5	PQ	-	0,6	0,10
6	P	-	0	-
7	Slack	1	0	-
8	P	-	0	-
VSC #1	Controle Slack, $Q = V^{CC}$, $Q = 0$			
VSC #2	Controle PQ – P^{CC} , $P = -0,6$ e $Q = -0,4$			
VSC #3	Controle PQ – P^{CC} , $P = 0,35$, $Q = 0,05$			
Parâmetros associados a perdas	$a = 11,033 \times 10^{-3}$; $b = 3,464 \times 10^{-3}$ $b = 4,4e \times 10^{-3}$; $Z_c = 0,001 + j0,112$;			

As Tabelas de 2.2 a 2.4 mostram o estado na rede CA, rede CC, potência e perdas nos conversores VSC no sistema-teste de 5 nós CA-CC obtidos com os fluxos FPU e FPS, este último por meio do MATA CDC. Pode-se observar que o PFU calculou com exatidão, em relação ao FPS, as grandezas elétricas dadas nas tabelas.

Tabela 2.2 – Estado da rede CA.

Nó	Módulo da Tensão CA (pu)		Ângulo da Tensão CA (°)	
	FPU	MATACDC	FPU	MATACDC
1	1,0600	1,0600	0,0000	0,0000
2	0,9746	0,9746	-3,3359	-3,3359
3	0,9449	0,9449	-4,0963	-4,0963
4	0,9334	0,9334	-4,4199	-4,4199
5	0,9494	0,9494	-4,8595	-4,8595

Tabela 2.3 – Estado da rede CC.

Nó	Tensão CC (pu)	
	FPU	MATACDC
6	1,0129	1,0129
7	1,0000	1,0000
8	0,9976	0,9976

Tabela 2.4 – Perdas e potência injetada na rede CA dos conversores VSC.

Conversor	P_c^{loss} (pu)		P_s (pu)		P_d^{CC} (pu)	
	FPU CA-CC	MATACDC	FPU CA-CC	MATACDC	FPU CA-CC	MATACDC
VSC #1	0,0120	0,0120	0,2000	0,2000	0,2120	0,2120
VSC #2	0,0166	0,0166	-0,6000	-0,6000	-0,5834	-0,5834
VSC #3	0,0131	0,0131	0,3500	0,3500	0,3631	0,3631

Outras duas redes híbridas CA-CC com topologia radial, cujos diagramas unifilares são mostrados nas Figuras 2.8 e 2.9 também foram utilizadas para testar os fluxos de potência FPS CA-CC, FPU CA-CC e MSP CA-CC. Tais sistemas são obtidos a partir do sistema de 33 nós [46]. A rede híbrida CA-CC de 33 nós, dada na Figura 2.8, possui uma rede CA e uma rede CC sendo interligados apenas por um conversor VSC slack com controle $Q - V^{CC}$. A outra rede híbrida CA-CC de 33 nós, dada na Figura 2.9, possui duas redes CA e uma rede CC sendo interligadas por dois conversores VSC slacks. O conversor VSC #1 é implementado com controle $Q - V^{CC}$ enquanto que o conversor VSC #2 é implementado com controle $V\theta - P^{CC}$.

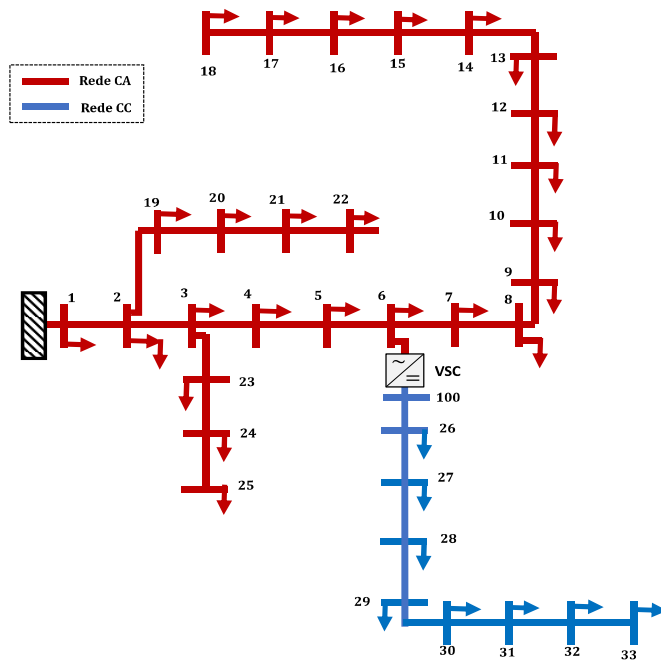


Figura 2.8 – Rede híbrida CA-CC de 33 nós

Fonte: Elaboração própria.

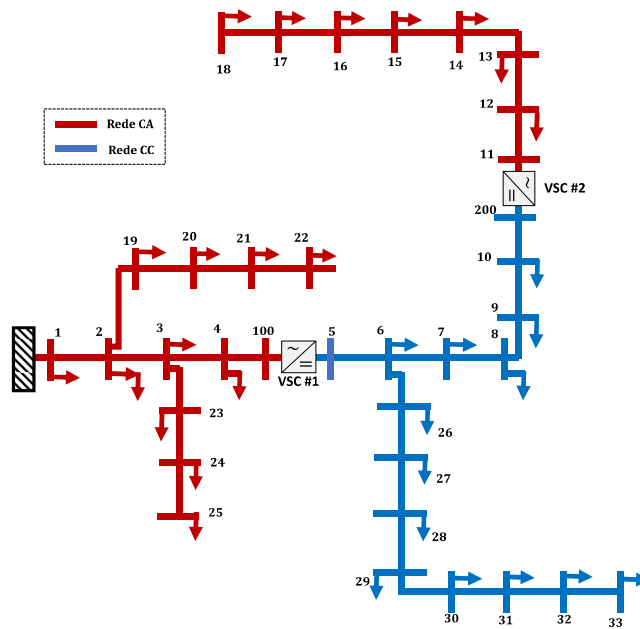


Figura 2.9 – Rede híbrida CA-CC de 33 nós com duas redes CA e uma CC.

Fonte: Elaboração própria.

As Figuras 2.10, 2.11 e 2.12 mostram o estado da rede híbrida CA-CC de 33 nós com uma rede CA e uma rede CC estimados utilizando o MATACDC, FPU CA-CC e MSP CA-CC. Pode-se observar que os métodos FPU CA-CC e MSP CA-CC estimam praticamente os mesmos valores do MATACDC. A Tabela 2.5 exhibe as potências e as perdas no conversor. Analisando os valores percebe-se o FPU CA-CC estimou os mesmos resultados do MATACDC. O MSP CA-CC também obteve os mesmos valores do MATACDC, exceto pela potência P_s que apresentou uma variação de 10^{-4} pu, em relação ao MATACDC.

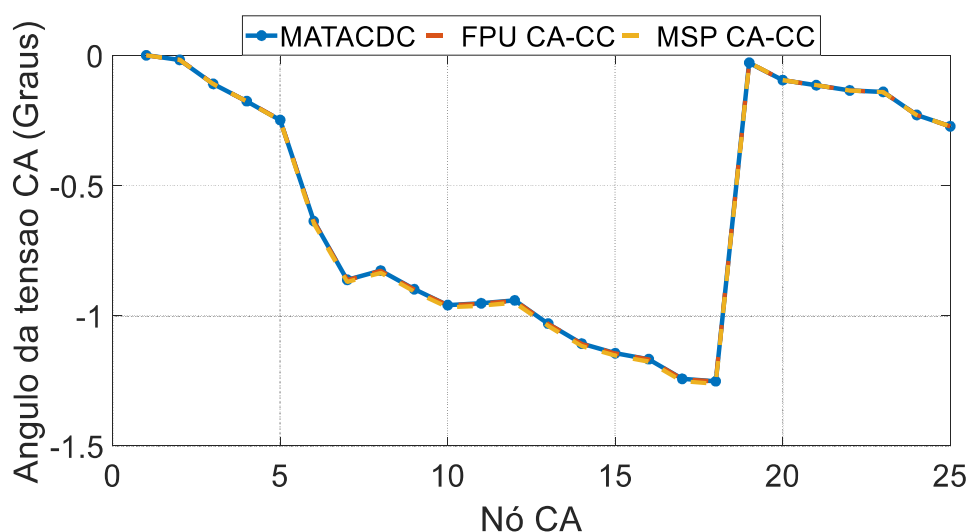


Figura 2.10 – Ângulo da tensão para a rede da Figura 2.10.

Fonte: Elaboração própria.

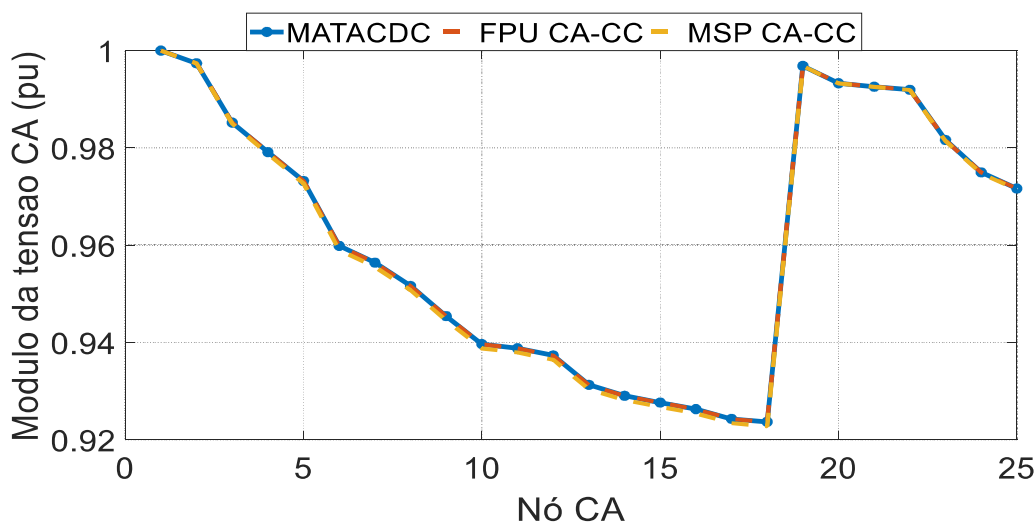


Figura 2.11 – Módulo da tensão CA para a rede da Figura 2.10.

Fonte: Elaboração própria.

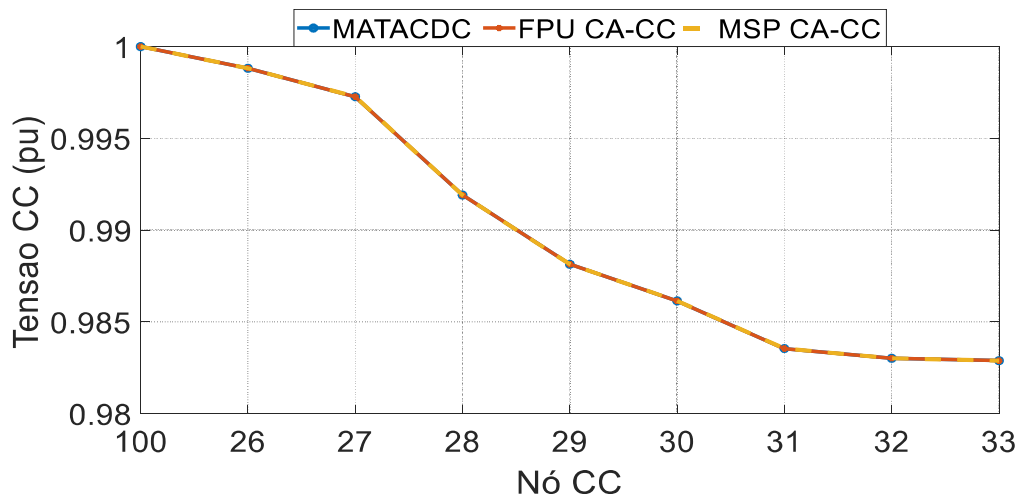


Figura 2.12 – Tensão CC nodal para a rede da Figura 2.10.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 2.5 – Potências no conversor VSC para a rede da Figura 2.10

Grandezas	MATACDC	FPU CA-CC	MSP CA-CC
P_s	-1,9034	-1,9034	-1,9034
P_d^{CC}	1,8643	1,8643	1,8643
P_c^{loss}	0,0391	0,0391	0,0391

As Figuras de 2.13 a 2.15 mostram o estado da rede híbrida CA-CC de 33 nós com duas redes CA e uma rede CC estimados utilizando o MATACDC, FPU CA-CC e MSP CA-CC. Enquanto que a Tabela 2.6 mostra as potências e as perdas nos conversores. Percebe-se que o FPU CA-CC e o MSP CA-CC estimam com precisão o estado da rede e outras variáveis de interesse, por exemplo, as perdas e injeções de potência nos conversores.

Tabela 2.6 – Potências nos conversores para a rede da Figura 2.11.

Conversor	Grandezas	MATACDC	FPU CA-CC	MSP CA-CC
VSC #1	P_s	-4,1383	-4,1383	-4,1383
	P_d^{CC}	4,0156	4,0156	4,0156
	P_c^{loss}	0,1227	0,1227	0,1227
VSC #2	P_s	1,0290	1,0290	1,0290
	P_d^{CC}	-1,0493	-1,0493	-1,0493
	P_c^{loss}	0,0203	0,0203	0,0203

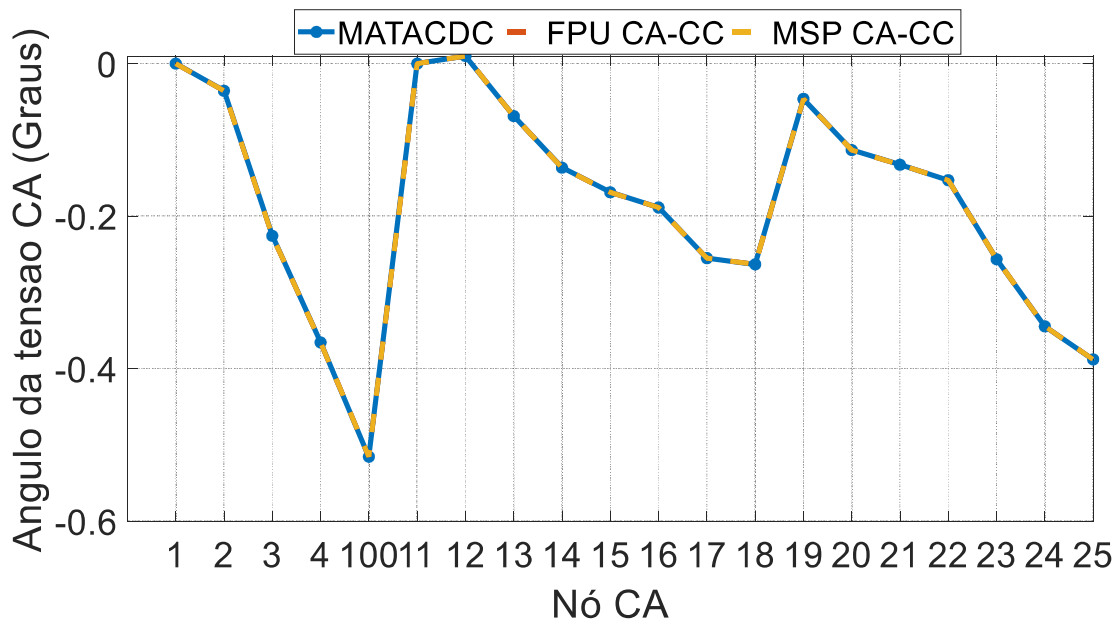


Figura 2.13 – Ângulo da tensão CA para a rede da Figura 2.11.

Fonte: Elaboração própria.

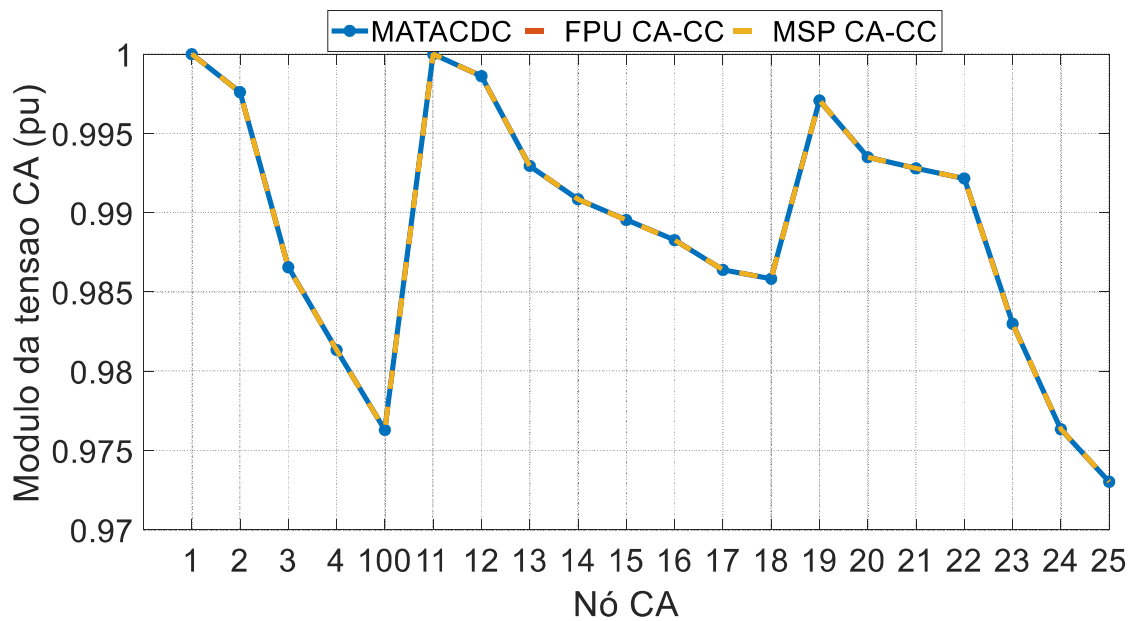


Figura 2.14 – Módulo da tensão CA para a rede da Figura 2.11.

Fonte: Elaboração própria.

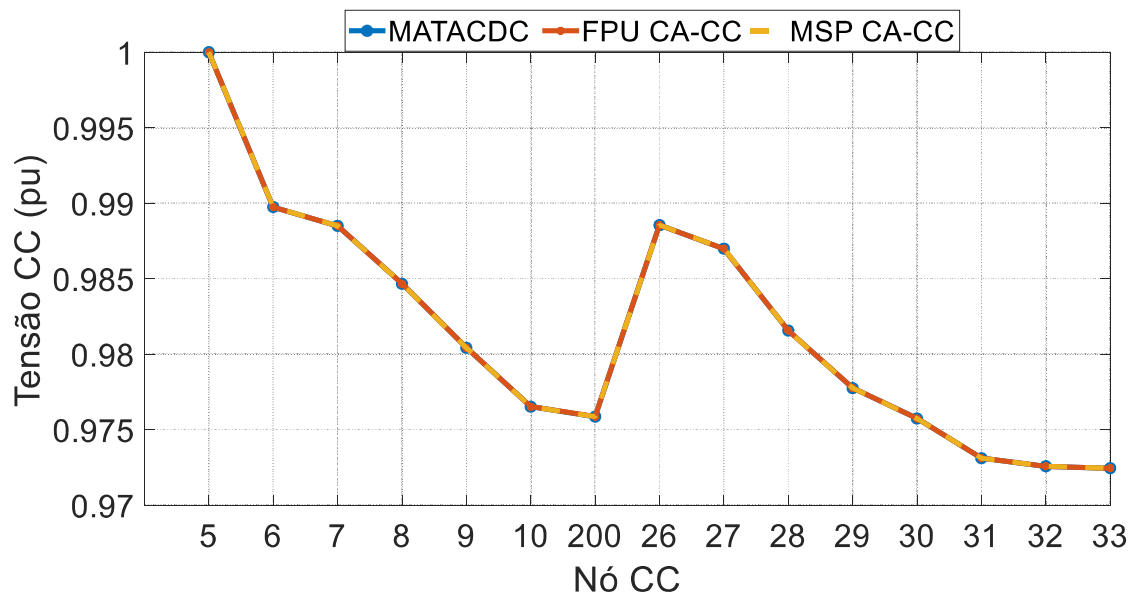


Figura 2.15 – Tensão CC nodal para a rede da Figura 2.11.

Fonte: Elaboração própria.

3 Fluxo de Potência com Múltiplas Barras de Folga para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado

3.1 Introdução

De acordo com o capítulo 1, há atualmente uma demanda para realização de estudos de fluxo de potência em microrredes CA e CC operando no modo ilhado para avaliar os seus benefícios para a confiabilidade da rede de distribuição e analisar o desempenho (frequência, perfil de tensão, perdas, etc.) da microrrede sob incerteza. O principal obstáculo para estas aplicações do fluxo de potência em microrredes ilhadas CA e CC é o alto custo computacional de algoritmos convencionais, tais como o MNR. Neste contexto, esta tese de doutorado apresenta uma nova estrutura geral para o fluxo de potência com barra de folga distribuída aplicado para microrredes CA e CC operando no modo ilhado. Esta estrutura permitiu a derivação de algoritmos para microrredes ilhadas CA e CC com topologias radiais e malhadas.

Primeiramente, foi desenvolvido um algoritmo de fluxo de potência com múltiplas barras de folga para microrredes CA (FMF-CA) que se baseia no princípio da superposição e em um subproblema constituído por um pequeno sistema de equações não-lineares. A solução deste subproblema fornece a frequência da microrrede e a magnitude da tensão no nó de referência angular em cada iteração. Duas versões do FMF-CA são formuladas:

- i) FMF-MS-CA (FMF-CA via Método de Soma de Correntes): baseado no método de varredura topológica de soma de correntes. Esta versão é projetada para microrredes CA radiais operando no modo ilhado.
- ii) FMF-MGZ-CA (FMF-CA via no Método de Gauss-Zbus): baseado no MGZ com Análise Nodal Modificada (“MANA-Modified Nodal Analysis”) [87]. Esta versão pode ser usada tanto em microrredes CA radiais e malhadas operando no modo ilhado.

Adicionalmente, também foram projetados algoritmos de fluxo de potência para microrredes CC com múltiplas barras de folga generalizado (FMF-CC) análogos aos FMF-CA. A classe de algoritmos FMF-CC também se fundamenta no princípio de superposição e na solução de um subproblema. Contudo, o subproblema associado com as microrredes CC ilhadas

é uma equação linear. A solução do subproblema fornece a tensão CC no nó de referência em cada iteração. Duas versões do FMF-CC podem ser obtidas:

- iii) FMF-MS-CC (FMF-CC via Método de Soma de Corrente): baseado no método de varredura topológica de soma de correntes. Aplicado para microrredes puramente CC ilhadas radiais operando no modo ilhado.
- iv) FMF-MGZ-CC (FMF-CC via no Método de Gauss-Zbus): baseado no MGZ com MANA. Usado tanto em microrredes puramente CC radiais e malhadas operando no modo ilhado.

Desta forma, esta tese de doutorado introduz duas novas classes de FMF para microrredes ilhadas: a FMF-CA (composta pelo FMF-MS-CA e pelo FMF-MGZ-CA) e a FMF-CC (formada pelo FMF-MS-CC e pelo FMF-MGZ-CC). Estas duas classes de algoritmos preservam a estrutura iterativa das versões original do MS e do MGZ. Ou seja, o MS e o MGZ permanecem usando apenas a estrutura de navegação da árvore da rede de distribuição (relação pais/filhos entre os ramos) e os fatores LU da matriz Ybus, respectivamente, no processo iterativo. É importante ressaltar que tanto o MS como o MGZ podem modelar facilmente ramos de impedância nula tanto nas versões convencionais como nas novas classes de algoritmos para microrredes ilhadas. Nas próximas seções são apresentados os modelos das cargas e da GD CA e CC e também as formulações das novas classes de FMF para microrredes ilhadas.

3.2 Modelos da Carga e Geração Distribuída Convencional na Microrrede Operando no Modo Ilhado

Esta seção trata dos modelos de carga e GD convencional para microrredes CA e CC operando no modo ilhado.

3.2.1 Modelo de Carga CA e CC

As potências ativas e reativas absorvida pelas cargas da rede CA são modeladas usando o modelo exponencial com dependência da tensão e da frequência, de acordo com as equações (3.1) e (3.2), respectivamente [34].

$$Pd_i(V_i, \omega) = Pd_i^{nom} V_i^{\alpha_i} [1 + Kd_i^P (\omega - \omega_{ref})] \quad (3.1)$$

$$Qd_i(V_i, \omega) = Qd_i^{nom} V_i^{\beta_i} [1 + Kd_i^Q (\omega - \omega_{ref})] \quad (3.2)$$

$$\forall i \in \mathcal{D}$$

Onde:

\mathcal{D} é conjunto de nós de carga CA;

ω é a frequência angular da microrrede CA;

ω_{ref} é o valor de referência da frequência angular;

Kd_i^P (Kd_i^Q) é o parâmetro de sensibilidade da frequência com relação a potência ativa (reativa) para a carga conectada ao nó i ;

V_i é o módulo da tensão CA no nó i ;

α_i (β_i) é um expoente que determina a dependência da carga ativa (reativa) da microrrede CA conectada ao nó i com relação a V_i ;

Pd_i^{nom} (Qd_i^{nom}) é a potência ativa (reativa) nominal da carga conectada ao nó i .

As cargas CC são modeladas com potência constante, de acordo com (3.3). Este modelo é o mesmo utilizado no capítulo 2.

$$Pd_k^{CC} = Pd_k^{nom^{CC}} \quad (3.3)$$

$$\forall k \in \mathcal{D}^{CC}$$

Onde:

\mathcal{D}^{CC} é conjunto de nós de carga CC;

$Pd_k^{nom^{CC}}$ é a potência ativa CC nominal da carga conectada no nó k na microrrede CC.

3.2.2 Modelo do Gerador Distribuído CA e CC

Quando a microrrede opera no modo interligado à rede principal, os geradores são modelados como barras PV ou PQ. Entretanto, quando a microrrede opera no modo ilhado, não há uma barra de folga/balanço no sistema. Desta forma, toda variação de carga e perdas da

microrrede devem ser compensadas por todos os geradores. Esta característica é obtida incorporando o controle primário, ou controle droop em cada GD [34], [38]. O controle droop tem como finalidade aumentar ou diminuir as potências ativa ou reativa dos geradores de modo a compensar o desequilíbrio entre carga e geração.

Para os geradores da microrrede CA, esta compensação é realizada através do controle droop que é definido pela relação linear entre potência ativa (reativa) e frequência angular (magnitude da tensão) no nó do gerador, conforme definido nas equações (3.4) e (3.5).

$$Pg_i(\omega) = Pg_i^{ref} + \frac{1}{Kg_i^P}(\omega^{ref} - \omega) \quad (3.4)$$

$$Qg_i(V_i) = Qg_i^{ref} + \frac{1}{Kg_i^Q}(V_i^{ref} - V_i) \quad (3.5)$$

$$\forall i \in \mathcal{G}$$

Onde:

\mathcal{G} é o conjunto de nós com GD;

$Pg_i(Qg_i)$ é a potência ativa (reativa) produzida pela GD CA conectada ao nó i ;

$Pg_i^{ref}(Qg_i^{ref})$ é a potência ativa (reativa) de referência da GD CA conectada ao nó i ;

V_i^{ref} é o valor de referência para o módulo da tensão da GD CA conectada ao nó i ;

$Pg_i(\omega)(Qg_i(V_i))$ é $Pg_i(Qg_i)$ expressa como uma função de $\omega(V_i)$;

Kg_i^P é a constante droop de frequência para a GD CA conectada ao nó i , $Kg_i^P > 0$;

Kg_i^Q é a constante droop de tensão para a GD CA conectada ao nó i , $Kg_i^Q > 0$.

Para os geradores da microrrede CC, a compensação é realizada por meio do controle droop que é definido pela relação linear entre a tensão CC e a injeção de potência ativa CC, conforme (3.6) [42], [82].

$$Pg_i^{CC}(V_i^{CC}) = Pg_i^{CCref} + \frac{1}{Kg_i^{PCC}}(V_i^{CCref} - V_i^{CC}) \quad (3.6)$$

$$\forall i \in \mathcal{G}^{CC}$$

Onde:

\mathcal{G}^{CC} é conjunto de nós com GD CC;

$Kg_i^{P^{CC}}$ é a constante droop da potência ativa da GD CC;

$V^{ref^{CC}}$ é a tensão CC de referência na barra da GD CC;

V^{CC} é a tensão CC na barra da GD CC;

P_G^{CC} é a potência ativa CC produzida pela GD CC.

3.3 Fundamentação do FMF-CA

Os métodos iterativos mais usados para a solução do fluxo de potência em redes de distribuição são o Método de Soma de Corrente (MSC) e o Método de Gauss-Zbus (MGZ). Ambos os métodos se baseiam no Método do Ponto Fixo [49], [50] para a solução de sistemas de equações não-lineares [51]. Este método consiste em definir uma função de iteração vetorial a partir do qual as tensões em cada iteração são estimadas. A técnica comumente aplicada para obter esta função é assumir em cada iteração que a barra da subestação é substituída por uma fonte de tensão e as cargas por fontes de corrente. Essas fontes de corrente são funções das potências e das tensões estimadas na última iteração para cada carga. Aplicando-se esta técnica na rede de distribuição, da Figura 3.1(a), obtém-se o circuito equivalente exibido na Figura 3.1(b). Uma forma de estimar as tensões nodais deste circuito é aplicando-se o princípio da superposição [52]. Neste caso a tensão nodal, dada em (3.7), é composta pela soma das componentes relacionadas com as fontes de tensão e corrente, cujos circuitos equivalentes são mostrados nas Figura 3.1(c) e Figura 3.1(d), respectivamente.

$$\mathbf{E} = \Delta\mathbf{E}^{VS} + \Delta\mathbf{E}^{CS} \quad (3.7)$$

Onde:

\mathbf{E} é o vetor resultante de tensões complexas nodais;

$\Delta\mathbf{E}^{VS}$ e $\Delta\mathbf{E}^{CS}$ são as componentes de tensões nodais associadas com as fontes de tensão e corrente, respectivamente.

O princípio da superposição dado em (3.7) pode ser associado com uma iteração do MGZ, conforme mostra (3.8). Note que a contribuição da fonte de tensão para todas as tensões nodais é idêntica ($E_1\mu$) e a contribuição da fonte de corrente pode ser relacionada com o termo ZI .

$$\begin{aligned} E &= E_1\mu + ZI \\ &\quad \downarrow \quad \quad \downarrow \\ E &= \Delta E^{VS} + \Delta E^{CS} \end{aligned} \quad (3.8)$$

Onde:

$$\Delta E^{VS} = E_1\mu;$$

$$\Delta E^{CS} = ZI;$$

μ é um vetor de elementos unitários;

I é o vetor de injeções de corrente nodal;

$Z = Y^{-1}$ é a matriz de impedância dos nós que é igual a inversa da matriz de admitância nodal.

Também é possível associar uma iteração do MSC com o princípio da superposição, para estimar o estado da rede da Figura 3.1(a). Esta associação é encontrada baseada na formulação matricial do MSC proposta em [45], com base em varreduras regressivas e progressivas, definidas abaixo.

- Varredura Regressiva

$$I^{bran} = BIBC \times Id \quad (3.9)$$

- Varredura Progressiva

$$E = E_1\mu - BCBV \times I^{bran} \quad (3.10)$$

Substituindo a equação (3.9) em (3.10), tem-se que:

$$\begin{aligned} E &= E_1\mu - BCBV \times BIBC \times Id \\ E &= E_1\mu - DLF \times Id \\ E &= \Delta E^{VS} + \Delta E^{CS} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Onde:

$$DLF = BCBV \times BIBC;$$

$$\Delta E^{VS} = E_1\mu;$$

$$\Delta E^{CS} = -DLF \times Id;$$

Id_i é a corrente de carga conectada ao nó i ;

$Id = [Id_1 \ \dots \ Id_{N^{node}}]^T$ é o vetor de correntes de carga;

I_j^{bran} é a corrente no ramo j ;

$I^{bran} = [I_1^{bran} \ \dots \ I_{N^{bran}}^{bran}]^T$ é o vetor de correntes nos ramos;

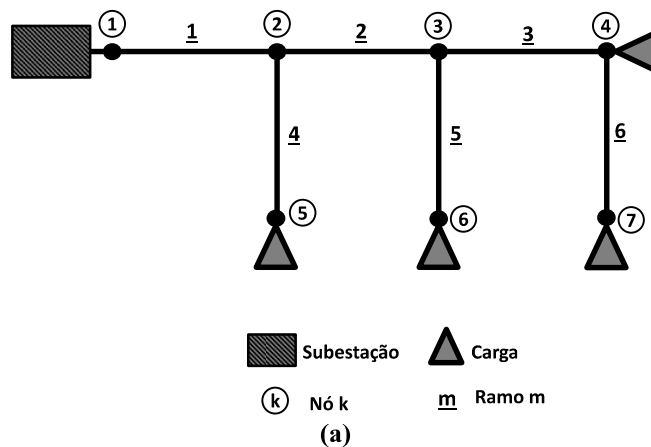
N^{node} (N^{bran}) é o número de nós (ramos) na rede de distribuição;

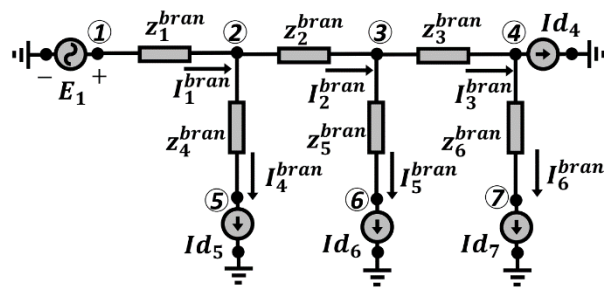
BIBC é a matriz que relaciona correntes de cargas com as correntes nos ramos. Os elementos da matriz **BIBC** são definidos da seguinte forma: $BIBC_{ji} = 1$, se o ramo j pertencer ao caminho entre o ponto de carga i e o ponto de suprimento, caso contrário $BIBC_{ji} = 0$ [45];

z_j^{bran} é a impedância do ramo j ;

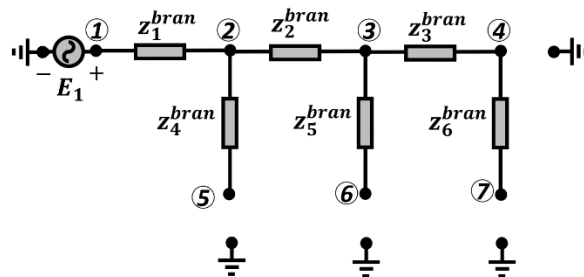
BCBV é a matriz que relaciona as correntes nos ramos com as tensões nodais. Os elementos da matriz **BCBV** são definidos da seguinte forma: $BIBV_{ij} = z_j^{bran}$, se o ramo j pertencer ao caminho entre o ponto de carga i e o ponto de suprimento, caso contrário, $BIBV_{ij} = 0$ [45].

Analisando a equação (3.11), percebe-se que as tensões nodais resultantes de uma iteração da SMC também possuem duas componentes: uma relacionada com a fonte de tensão, mostrada na Figura 3.1(c) (ΔE^{VS}) e outra associada com as fontes de corrente, mostrada na Figura 3.1(d) (ΔE^{CS}). Portanto, isso demonstra que, o efeito do princípio da superposição também pode ser associado com uma iteração do MSC.

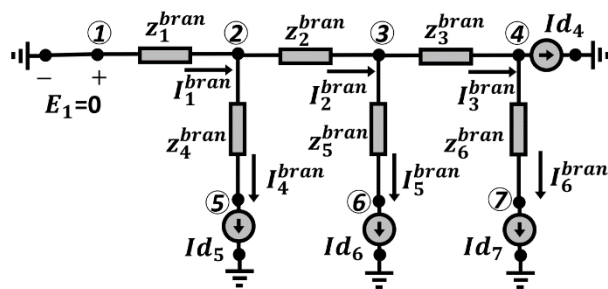




(b)



(c)



(d)

Figura 3.1 – Rede de distribuição usado para ilustrar a aplicação do princípio da superposição no MGZ e MSC: (a) rede de sete nós, (b) sistema equivalente para uma iteração via MGZ (c) circuito equivalente para componentes de tensão relacionadas com a fonte de tensão, (d) circuito equivalente para componentes de tensão relacionadas com a fonte de correntes.

Fonte: Elaboração própria.

É interessante notar que as equações (3.8) e (3.11) são similares para uma rede radial, pois $I = -Id$. Logo, a matriz DLF do MSC deve ser igual a matriz Z do MGZ. Isto pode ser verificado calculando as matrizes $BIBC$, $BCBV$ e DLF para o exemplo do sistema da Figura 3.1(b):

$$\mathbf{BIBC} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$\mathbf{BCBV} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & z & 0 & 0 & 0 & 0 \\ z & z & z & 0 & 0 & 0 \\ z & 0 & 0 & z & 0 & 0 \\ z & z & 0 & 0 & z & 0 \\ z & z & z & 0 & 0 & z \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\mathbf{DLF} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & z & z & z & z & z & z \\ 0 & z & 2z & 2z & z & 2z & 2z \\ 0 & z & 2z & 3z & z & 2z & 3z \\ 0 & z & z & z & 2z & z & z \\ 0 & z & 2z & 2z & z & 3z & 2z \\ 0 & z & 2z & 3z & z & 2z & 4z \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Onde:

$z_j^{bran} = z \forall j = 1, \dots, 6$ sem perda de generalidade.

A partir da equação (3.14), pode-se concluir que a matriz \mathbf{DLF} é igual a matriz de impedância \mathbf{Z} , pois os elementos diagonal e não diagonal de \mathbf{DLF} são iguais as impedâncias locais e as impedâncias de transferências, respectivamente. Portanto, é esperado que a característica de convergência do MGZ e MSC sejam muito próximos. Em outras palavras, as funções de iteração do Método do Ponto Fixo para o MSC e para o MGZ são idênticas. Consequentemente, algoritmos de FMF projetados para microrredes CA e CC radiais baseados no MSC possuirão as mesmas propriedades de convergência daqueles desenvolvidos para microrredes CA e CC malhadas baseados no MGZ, pois ambos possuem as mesmas funções de iteração. Esta característica é a base teórica para o desenvolvimento integrado de algoritmos de FMF para microrredes radiais e malhadas.

Neste ponto é importante destacar que existem duas formas de solucionar o sistema linear associado com o MGZ:

- i) Inversão da matriz admitância: esta inversão pode ser obtida através do algoritmo passo a passo baseado na conexão do ramo (de um nó para o terra, de um nó existente para um novo nó ou entre nós existentes) [88], [89] ou através dos fatores LU [90].
- ii) Decomposição LU: calcula-se a decomposição LU da admitância e em seguida soluciona-se os sistemas triangulares inferior e superior associados com os fatores L e U, respectivamente.

Contudo, o método de inversão da matriz admitância possui duas desvantagens:

- i) Gastos de memória elevados para armazenar a inversa da matriz admitância, pois esta matriz é cheia (não é esparsa).
- ii) Aumento no número de operações de ponto flutuante devido à necessidade de multiplicar a inversa pelo vetor de termos independentes.

Desta forma, nesta tese a solução do sistema linear associado com o MGZ foi realizada via fatores LU da matriz admitância devido a:

- i) Baixos requisitos de memória por causa da esparsidade dos fatores LU;
- ii) A solução de sistemas triangulares associados com os fatores LU requer menos operações de ponto flutuante do que a multiplicação de uma matriz cheia por um vetor.

Analisando as equações (3.8) e (3.11) nota-se que as tensões em todos os nós mudam quando E_1 é alterada, pois as tensões são funções lineares complexas de E_1 . Porém, para uma microrrede CA operando no modo ilhado, é importante destacar que não é possível calcular nenhuma tensão nodal complexa, pois todas elas são funções de E_1 , que é desconhecida. Além disso, a frequência da microrrede CA operando no modo ilhado também não é conhecida. Desta forma, têm-se três incógnitas adicionais com relação aos métodos convencionais de MGZ e MSC: ângulo e módulo da tensão no nó #1, θ_1 e V_1 , respectivamente, além da frequência angular, ω , da microrrede CA.

Consequentemente, precisa-se de três equações adicionais para construir um subproblema determinado (número de incógnitas é igual ao número de equações) para obter V_1 , θ_1 e ω . Nos fluxos de potência convencionais, V_1 e θ_1 são especificados. Devido a isso, as equações de balanço de potência ativa e reativa no nó #1 são excluídas do fluxo de potência. Estas duas

equações são equivalentes ao balanço de potência ativa e reativa na rede de distribuição, ou seja, o somatório da geração de potência ativa (reativa) deve ser igual ao somatório das cargas ativas (reativas) mais a soma das perdas ativas (reativas) em todos os ramos. Portanto, se estas equações forem consideradas, então pode-se calcular V_1 e θ_1 . No entanto, ainda necessita-se de mais uma equação para determinar a frequência angular ω . Esta equação é obtida a partir da especificação da fase da tensão no nó de referência angular, que por conveniência é a mesma barra da chave de transferência estática (PAC). Desta forma, tem-se o seguinte subproblema determinado para estimar os valores de V_1 , θ_1 e ω :

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}) = 0 \quad (3.15)$$

Onde:

$$\begin{aligned} \mathbf{x} &= [\theta_1 \quad V_1 \quad \omega] \\ E_1 &= V_1 \angle \theta_1 \\ F_1(\mathbf{x}) &= \sum_{i \in \mathcal{G}} P g_i(\omega) - \sum_{i \in \mathcal{D}} P d_i(V_i, \omega) - \sum_{i=1}^{N^{bran}} P_i^{loss} = 0 \\ F_2(\mathbf{x}) &= \sum_{i \in \mathcal{G}} Q g_i(V_i) - \sum_{i \in \mathcal{D}} Q d_i(V_i, \omega) - \sum_{i=1}^{N^{bran}} Q_i^{loss} = 0 \\ F_3(\mathbf{x}) &= \theta_1 - \theta_1^{esp} = 0 \end{aligned} \quad (3.16)$$

N^{bran} é o número de ramos da microrrede CA;

$$P_i^{loss} = g_i^{ser} |E_{k_i} - E_{m_i}|^2 ;$$

$$Q_i^{loss} = -b_i^{ser} |E_{k_i} - E_{m_i}|^2 ;$$

g_i^{ser} (b_i^{ser}) é a condutância (susceptância) série do ramo i ;

k_i (m_i) é o nó inicial (final) do ramo i ;

$E_k = e_k + j f_k = V_k \cos \theta_k + j V_k \sin \theta_k$ é a tensão complexa no nó k ;

V_k (θ_k) é a magnitude (ângulo) de E_k ;

e_k (f_k) é a parte real (imaginária) de E_k ;

ω é a frequência angular da microrrede.

θ_1^{esp} é o ângulo especificado no nó #1 (geralmente $\theta_1^{esp} = 0$) que é arbitrariamente selecionada como nó de referência angular;

\mathcal{G} é o conjunto de nós de geradores;

\mathcal{D} é o conjunto de nós de cargas.

A partir de (3.16), pode-se concluir que o subproblema definido para determinar V_1 , θ_1 e ω possui as seguintes características:

- O subproblema definido em (3.16) é não-linear devido a dependência das cargas ativa e reativa e da geração de reativos com relação aos módulos das tensões nos nós, que por sua vez são funções de E_1 ($|E| = |\Delta E^{VS} + \Delta E^{CS}| = |E_1 \mu + \Delta E^{CS}|$).
- As cargas ativas e reativas não são constantes, pois o modelo de carga depende da frequência angular e da magnitude da tensão.
- A dimensão do subproblema não-linear (3.16) é igual a três. Devido a isto, o custo de solução deste subproblema, via MNR, é muito baixo, pois pode-se usar fórmulas analíticas fechadas para inversas de matrizes de ordem 3×3 na solução do sistema linear resultante da expansão de Taylor. Ou seja, não é necessário usar métodos diretos, tais como eliminação de Gauss ou decomposição LU, para solucionar o sistema linear resultante da expansão de Taylor de (3.16).
- $Qg_i(V_i)$ não permanece constante quando E_1 é estimado iterativamente, pois $Qg_i(V_i)$ é função de V_i , que por sua vez é uma função implícita de E_1 .
- A frequência angular é incluída no modelo para ajustar o fechamento dos balanços de potência ativa e reativa.
- As equações de balanço de potência ativa e reativa são acopladas no subproblema (3.16), pois as cargas são funções da frequência angular e das magnitudes das tensões, que por sua vez são funções da tensão no nó de referência.
- Deve-se destacar que as perdas de potência ativa e reativa nos ramos permanecem constantes quando E_1 é variado, durante a solução do subproblema (3.16), pois elas são univocamente determinadas pelas fontes de corrente que também são constantes. Este fato é devido as perdas serem nulas no circuito elétrico usado para calcular as contribuições da fonte de tensão para as tensões nodais. Caso contrário, haveria variação nas perdas para uma mudança em E_1 . Isso é demonstrado na seção 3.4.

Se o MNR é escolhido para solucionar (3.16), então deve-se definir uma estratégia para obter as tensões nodais complexas nas barras da microrrede de forma implícita quando E_1 é atualizada a cada iteração do MNR. Esta estratégia é obtida aplicando-se o princípio da superposição dos efeitos. Na superposição, ΔE^{VS} é estimada solucionando o subproblema e ΔE^{CS} são as contribuições dos geradores e das cargas modelados como fontes de corrente utilizando o MGZ ou MSC, dados em (3.8) e (3.11), respectivamente. O que resulta em duas versões possíveis para o FMF-CA: FMF-MGZ-CA e o FMF-MS-CA.

Assim, a atualização implícita das tensões nodais durante a solução iterativa do subproblema é dada por:

$$\begin{aligned} E_k^{(\tau+1)} &= \Delta E_k^{VS(\tau)} + \Delta E_k^{CS(\tau)} \\ &= E_1^{(\tau)} + \Delta E_k^{CS(\tau)} \quad \forall k = 1 \dots N^{node} \end{aligned} \quad (3.17)$$

Onde o sobrescrito (τ) associa uma variável com a iteração τ .

3.4 Análise das Perdas no Subproblema

Durante a solução do subproblema as perdas ativas e reativas não são alteradas pelo ajuste da tensão no nó de referência angular (E_1). Essa suposição é demonstrada a seguir. Escrevendo as perdas ativas e reativas como uma função quadrática matricial em notação retangular, tem-se que [91]:

$$P_{tot}^{loss} = \sum_{i=1}^{N^{bran}} P_i^{loss} = \mathbf{e}^T \mathbf{G} \mathbf{e} + \mathbf{f}^T \mathbf{G} \mathbf{f} \quad (3.18)$$

$$Q_{tot}^{loss} = \sum_{i=1}^{N^{bran}} Q_i^{loss} = \mathbf{e}^T \mathbf{B} \mathbf{e} + \mathbf{f}^T \mathbf{B} \mathbf{f} \quad (3.19)$$

Onde:

P_{tot}^{loss} e Q_{tot}^{loss} são as perdas totais de potência ativa e reativa nos ramos;

P_i^{loss} e Q_i^{loss} são as perdas ativa e reativa, respectivamente, no ramo i ;

\mathbf{e} (\mathbf{f}) é a parte real (imaginária) do vetor de tensões nodais \mathbf{E} ;

\mathbf{G} é a matriz de condutância nodal com dimensão $N^{node} \times N^{node}$, sem shunt, pois tanto no MGZ como no método de soma de correntes os shunts são modelados como fontes de corrente;

\mathbf{B} é a matriz de susceptância nodal com dimensão $N^{node} \times N^{node}$, sem os elementos shunts.

Reescrevendo o vetor de \mathbf{E} na forma retangular e com as contribuições das fontes de tensão e correntes explicitadas, tem-se que:

$$\mathbf{E} = \mathbf{e} + \mathbf{j}\mathbf{f} \quad (3.20)$$

$$\mathbf{E} = (\Delta\mathbf{e}^{VS} + \Delta\mathbf{e}^{CS}) + \mathbf{j}(\Delta\mathbf{f}^{VS} + \Delta\mathbf{f}^{CS}) \quad (3.21)$$

$$\mathbf{E} = (e_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{e}^{CS}) + \mathbf{j}(f_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{f}^{CS}) \quad (3.22)$$

Onde:

$\Delta\mathbf{e}^{VS}$ ($\Delta\mathbf{e}^{CS}$) e $\Delta\mathbf{f}^{VS}$ ($\Delta\mathbf{f}^{CS}$) são as partes real e imaginária de $\Delta\mathbf{E}^{VS}$ ($\Delta\mathbf{E}^{CS}$), respectivamente.

Substituindo (3.22) em (3.18), tem-se:

$$P_{tot}^{loss} = (e_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} (e_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{e}^{CS}) + (f_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} (f_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{f}^{CS}) \quad (3.23)$$

$$P_{tot}^{loss} = (e_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} (e_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{e}^{CS}) + (f_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} (f_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{f}^{CS}) \quad (3.24)$$

$$P_{tot}^{loss} = (e_1\boldsymbol{\mu}^T + (\Delta\mathbf{e}^{CS})^T) \mathbf{G} (e_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{e}^{CS}) + (f_1\boldsymbol{\mu}^T + (\Delta\mathbf{f}^{CS})^T) \mathbf{G} (f_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{f}^{CS}) \quad (3.25)$$

$$P_{tot}^{loss} = (e_1\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} + (\Delta\mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G}) (e_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{e}^{CS}) + (f_1\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} + (\Delta\mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G}) (f_1\boldsymbol{\mu} + \Delta\mathbf{f}^{CS}) \quad (3.26)$$

$$P_{tot}^{loss} = [e_1\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} (e_1\boldsymbol{\mu}) + e_1\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta\mathbf{e}^{CS} + (\Delta\mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} (e_1\boldsymbol{\mu}) + (\Delta\mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta\mathbf{e}^{CS}] \\ + [f_1\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} (f_1\boldsymbol{\mu}) + f_1\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta\mathbf{f}^{CS} + (\Delta\mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} (f_1\boldsymbol{\mu}) + (\Delta\mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta\mathbf{f}^{CS}] \quad (3.27)$$

Rearranjando (3.27), temos que:

$$P_{tot}^{loss} = \{\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \boldsymbol{\mu} e_1^2 + [\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta\mathbf{e}^{CS} + (\Delta\mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} \boldsymbol{\mu}] e_1 + (\Delta\mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta\mathbf{e}^{CS}\} + \boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \boldsymbol{\mu} f_1^2 \\ + [\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta\mathbf{f}^{CS} + (\Delta\mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} \boldsymbol{\mu}] f_1 + (\Delta\mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta\mathbf{f}^{CS}\} \quad (3.28)$$

Sabe-se que se uma matriz \mathbf{A} é simétrica, então a seguinte propriedade pode ser aplicada:

$$\mathbf{p}^T \mathbf{A} \mathbf{v} = \mathbf{v}^T \mathbf{A} \mathbf{p} \quad (3.29)$$

Aplicando a propriedade (3.29) em (3.28), temos:

$$P_{tot}^{loss} = \{(\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \boldsymbol{\mu}) e_1^2 + [2\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{e}^{CS}] e_1 + (\Delta \mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{e}^{CS}\} + \{(\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \boldsymbol{\mu}) f_1^2 + [2\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{f}^{CS}] f_1 + (\Delta \mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{f}^{CS}\} \quad (3.30)$$

A equação (3.30) pode ser reescrita como uma soma de polinômios do segundo grau como se segue:

$$P_{tot}^{loss} = \{A_p e_1^2 + B_{p_e} e_1 + C_{p_e}\} + \{A_p f_1^2 + B_{p_f} f_1 + C_{p_f}\} \quad (3.31)$$

Onde:

$$A_p = \boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \boldsymbol{\mu}$$

$$B_{p_e} = 2\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{e}^{CS}$$

$$C_{p_e} = (\Delta \mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{e}^{CS}$$

$$B_{p_f} = 2\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{f}^{CS}$$

$$C_{p_f} = (\Delta \mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{f}^{CS}$$

Note que o termo $\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G}$ que está presente em três (A_p , B_{p_e} , e B_{p_f}) dos cinco coeficientes dos polinômios de P_{tot}^{loss} definidos em (3.31). Analisando individualmente este termo, tem-se que:

$$\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} = [1 \quad 1 \quad \dots \quad 1]^T \begin{bmatrix} G_{11} & G_{12} & \dots & G_{1N^{node}} \\ G_{21} & G_{22} & \dots & G_{2N^{node}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ G_{N^{node}1} & G_{N^{node}2} & \dots & G_{N^{node}N^{node}} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Realizando a operação da expressão (3.32), obtém-se:

$$\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} = \begin{bmatrix} G_{11} + G_{21} + \dots + G_{N^{node}1} \\ G_{12} + G_{22} + \dots + G_{N^{node}2} \\ \vdots \\ G_{1N^{node}} + G_{2N^{node}} + \dots + G_{N^{node}N^{node}} \end{bmatrix}^T \quad (3.33)$$

Rescrevendo em termos de somatório (3.33), tem-se:

$$\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} = \begin{bmatrix} G_{11} + \sum_{i \in \Omega_1^*} G_{i1} \\ G_{22} + \sum_{i \in \Omega_2^*} G_{i2} \\ \vdots \\ G_{Nnode Nnode} + \sum_{i \in \Omega_{Nnode}^*} G_{iNnode} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Onde:

Ω_k^* é o conjunto de nós adjacentes ao nó k excluindo o nó terra.

A expressão dada em (3.34) pode ser escrita em termos das condutâncias dos ramos, como mostra a expressão abaixo.

$$\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} = \begin{bmatrix} \sum_{j \in \Omega_1} g_{1j}^{ser} - \sum_{j \in \Omega_1^*} g_{1j}^{ser} \\ \sum_{j \in \Omega_2} g_{2j}^{ser} - \sum_{j \in \Omega_2^*} g_{2j}^{ser} \\ \vdots \\ \sum_{j \in \Omega_{Nnode}} g_{Nnode j}^{ser} - \sum_{j \in \Omega_{Nnode}^*} g_{Nnode j}^{ser} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Onde:

Ω_k é o conjunto de nós adjacentes ao nó k incluindo o nó terra;

$$G_{kj} = -g_{kj}^{ser};$$

$$G_{kk} = \sum_{j \in \Omega_k} g_{kj}^{ser};$$

g_{kj}^{ser} é a condutância série entre o nó k e o nó j .

No MGZ e no MSC os componentes shunts são modelados como injeções de corrente. Desta forma, tem-se que $\Omega_k = \Omega_k^*$. Consequentemente, $\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G}$ é dado por:

$$\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} = \begin{bmatrix} \sum_{j \in \Omega_1} g_{1j}^{ser} - \sum_{j \in \Omega_1^*} g_{1j}^{ser} \\ \sum_{j \in \Omega_2} g_{2j}^{ser} - \sum_{j \in \Omega_2^*} g_{1j}^{ser} \\ \vdots \\ \sum_{j \in \Omega_{Nnode}} g_{Nnode j}^{ser} - \sum_{j \in \Omega_{Nnode}^*} g_{Nnode j}^{ser} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Consequentemente, tem-se que:

$$\begin{aligned} A_p &= \boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \boldsymbol{\mu} = 0 \\ B_{p_e} &= 2\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{e} = 0 \\ B_{p_f} &= 2\boldsymbol{\mu}^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{f} = 0 \end{aligned} \quad (3.37)$$

Substituindo-se os valores dos coeficientes definidos em (3.37) nos polinômios do segundo grau de (3.31) tem-se que:

$$P_{tot}^{loss} = \{0e_1^2 + 0e_1 + C_{p_e}\} + \{0f_1^2 + 0f_1 + C_{p_f}\} \quad (3.38)$$

$$P_{tot}^{loss} = C_{p_e} + C_{p_f} \quad (3.39)$$

$$P_{tot}^{loss} = (\Delta \mathbf{e}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{e}^{CS} + (\Delta \mathbf{f}^{CS})^T \mathbf{G} \Delta \mathbf{f}^{CS} \quad (3.40)$$

Portanto, a partir da equação (3.40) pode-se concluir que as perdas de potência ativa não são função da tensão no nó de referência, E_1 . Aplicando-se o mesmo procedimento na função quadrática das perdas reativas, constata-se que as perdas reativas também são independentes da tensão no nó de referência, E_1 .

É também possível demonstrar que as perdas não variam durante a solução do subproblema (3.16), devido à variação da tensão E_1 , usando-se as expressões escalares de P_{tot}^{loss} e Q_{tot}^{loss} definidas em (3.41) e (3.42), respectivamente.

$$P_{tot}^{loss} = \sum_{i=1}^{Nbran} P_i^{loss} = \sum_{i=1}^{Nbran} g_i^{ser} |E_{k_i} - E_{m_i}|^2 \quad (3.41)$$

$$Q_{tot}^{loss} = \sum_{i=1}^{Nbran} Q_i^{loss} = \sum_{i=1}^{Nbran} -b_i^{ser} |E_{k_i} - E_{m_i}|^2 \quad (3.42)$$

Onde:

E_{k_i} (E_{m_i}) é a tensão complexa no nó inicial k (final m) do ramo i .

Sendo $\mathbf{E} = \Delta \mathbf{E}^{VS} + \Delta \mathbf{E}^{CS}$, tem-se que:

$$P_{tot}^{loss} = \sum_{i=1}^{Nbran} g_i^{ser} |E_{k_i} - E_{m_i}|^2 \quad (3.43)$$

$$P_{tot}^{loss} = \sum_{i=1}^{Nbran} g_i^{ser} |(\Delta E_{k_i}^{VS} + \Delta E_{k_i}^{CS}) - (\Delta E_{m_i}^{VS} + \Delta E_{m_i}^{CS})|^2 \quad (3.44)$$

$$P_{tot}^{loss} = \sum_{i=1}^{Nbran} g_i^{ser} |(E_1 + \Delta E_{k_i}^{CS}) - (E_1 + \Delta E_{m_i}^{CS})|^2 \quad (3.45)$$

$$P_{tot}^{loss} = \sum_{i=1}^{Nbran} g_i^{ser} |\Delta E_{k_i}^{CS} - \Delta E_{m_i}^{CS}|^2 \quad (3.46)$$

De forma similar, as perdas de potência reativas são dadas por:

$$Q_{tot}^{loss} = - \sum_{i=1}^{Nbran} b_i^{ser} |\Delta E_{k_i}^{CS} - \Delta E_{m_i}^{CS}|^2 \quad (3.47)$$

A partir de (3.46) e (3.47), pode-se concluir, novamente, que as perdas de potência ativa e reativa, respectivamente, não são modificadas quando a tensão no nó de referência angular E_1 é alterada durante a solução do subproblema, pois as perdas são funções somente das componentes $\Delta \mathbf{E}^{CS}$ que é constante durante a solução do subproblema.

Portanto, conclui-se que durante a solução do subproblema as perdas permanecem constantes, durante todo o processo de solução. Deste modo, as perdas podem ser estimadas antes de iniciar o processo de solução do subproblema, utilizando apenas as tensões da contribuição das fontes de corrente, ou seja, $\Delta \mathbf{E}^{CS}$.

3.5 Solução do Subproblema

O subproblema de balanço dado em (3.16) foi reformulado utilizando a notação retangular para a tensão no nó de referência angular. Esta modificação permite que a atualização implícita das tensões nos nós restantes da microrrede (que são iguais ao valor de E_1 mais a contribuição das fontes de corrente) seja realizada com o mínimo de conversões da notação polar para a retangular em cada iteração do subproblema. Portanto, o custo computacional do subproblema é reduzido. A seguir é apresentada a formulação do subproblema com E_1 em notação retangular.

$$\begin{aligned}
 F_1(x) = \Delta P(x) &= \sum_{i \in \mathcal{G}} P g_i(\omega) - \sum_{i \in \mathcal{D}} P d_i(V_i, \omega) - P_{tot}^{loss} = 0 \\
 F_2(x) = \Delta Q(x) &= \sum_{i \in \mathcal{G}} Q g_i(V_i) - \sum_{i \in \mathcal{G}} Q d_i(V_i, \omega) - Q_{tot}^{loss} = 0 \\
 F_3(x) &= f_1 - e_1 \times \tan(\theta_1^{esp}) = 0
 \end{aligned} \tag{3.48}$$

Onde:

e_1 é a parte real da tensão complexa no nó de referência;

f_1 é a parte imaginária da tensão complexa no nó de referência;

f_1^{esp} é o valor especificado da parte imaginária da tensão na barra de referência ($f_1^{esp} = 0$ se $\theta_1^{esp} = 0$, pois $f_1^{esp} = V_1 \times \text{seno}(\theta_1^{esp})$);

$\mathbf{x} = [e_1 \quad f_1 \quad \omega]$ é o vetor de variáveis desconhecidas do subproblema;

$F_3(x)$ equivale a $\theta_1 - \theta_1^{spe} = 0$.

A definição da matriz jacobiana do subproblema não-linear para determinar e_1 , f_1 e ω é mostrada abaixo:

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{F}(x) = \frac{\partial \mathbf{F}(x)}{\partial \mathbf{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1(x)}{\partial e_1} & \frac{\partial F_1(x)}{\partial f_1} & \frac{\partial F_1(x)}{\partial \omega} \\ \frac{\partial F_2(x)}{\partial e_1} & \frac{\partial F_2(x)}{\partial f_1} & \frac{\partial F_2(x)}{\partial \omega} \\ \frac{\partial F_3(x)}{\partial e_1} & \frac{\partial F_3(x)}{\partial f_1} & \frac{\partial F_3(x)}{\partial \omega} \end{bmatrix} \tag{3.49}$$

As expressões das derivadas parciais são dadas a seguir:

$$\frac{\partial F_1(\mathbf{x})}{\partial e_1} = - \sum_{i \in \mathcal{D}} \frac{\alpha_i e_i P_{di}(V_i, \omega)}{V_i^2} \quad (3.50)$$

$$\frac{\partial F_1(\mathbf{x})}{\partial f_1} = - \sum_{i \in \mathcal{D}} \frac{\alpha_i f_i P_{di}(V_i, \omega)}{V_i^2} \quad (3.51)$$

$$\frac{\partial F_1(\mathbf{x})}{\partial \omega} = \sum_{i \in \mathcal{G}} K g_i^P - \sum_{i \in \mathcal{D}} P d_i^{nom} V_i^{\alpha_i} K d_i^P \quad (3.52)$$

$$\frac{\partial F_2(\mathbf{x})}{\partial e_1} = \sum_{i \in \mathcal{G}} \frac{K g_i^Q e_i}{V_i} - \sum_{i \in \mathcal{D}} \frac{\beta_i e_i Q_{di}(V_i, \omega)}{V_i^2} \quad (3.53)$$

$$\frac{\partial F_2(\mathbf{x})}{\partial f_1} = \sum_{i \in \mathcal{G}} \frac{K g_i^Q f_i}{V_i} - \sum_{i \in \mathcal{D}} \frac{\beta_i f_i Q_{di}(V_i, \omega)}{V_i^2} \quad (3.54)$$

$$\frac{\partial F_2(\mathbf{x})}{\partial \omega} = - \sum_{i \in \mathcal{D}} Q d_i^{nom} V_i^{\beta_i} K d_i^Q \quad (3.55)$$

$$\frac{\partial F_3(\mathbf{x})}{\partial e_1} = -\tan(\theta_1^{esp}) \quad (3.56)$$

$$\frac{\partial F_3(\mathbf{x})}{\partial f_1} = 1 \quad (3.57)$$

$$\frac{\partial F_3(\mathbf{x})}{\partial \omega} = 0 \quad (3.58)$$

O algoritmo para a solução do subproblema associado com a determinação de E_1 e ω é mostrado a seguir:

Algoritmo #3.1 Algoritmo para a solução do subproblema não-linear

Entrada: conjuntos de nós de geração (\mathcal{G}) e de carga (\mathcal{D})
 Constantes do controle droop dos geradores (Kg_i^P e $Kg_i^Q \forall i \in \mathcal{G}$)
 Parâmetros do modelo de carga (Pd_i^{nom} , Qd_i^{nom} , α_i , β_i , Kd_i^Q e $Kd_i^Q \forall i \in \mathcal{D}$)
 Perdas ativas ($P_{tot}^{loss(\tau)}$) e reativas ($Q_{tot}^{loss(\tau)}$) totais calculadas na iteração τ do MSC ou do MGZ
 vetor de componentes das tensões ($\Delta E^{CS(\tau)}$) associado com as fontes de corrente obtido na iteração τ do MSC ou do MGZ
 Número máximo de iterações ρ^{max} e tolerância ε para o teste de convergência
Saída: vetor $x = [e_1 \quad f_1 \quad \omega]$ contendo a solução encontrada do subproblema não-linear

01 **/*Inicialização das Variáveis*/**
 02 $\rho = 0$; $x_1^{(\rho)} = 1,0 pu$; $x_2^{(\rho)} = 0 rad$ e $x_3^{(\rho)} = 1,0 pu$
 03 **/*Calcula o vetor de resíduos para a estimativa atual $x^{(\rho)}$ segundo (3.48)*/**
 04 $F(x^{(\rho)}) = [\Delta P(x^{(\rho)}) \quad \Delta Q(x^{(\rho)}) \quad \Delta f(x^{(\rho)})]^T$
 05 **enquanto** ($\rho < \rho^{max}$) e ($\|F(x^{(\rho)})\|_\infty > \varepsilon$) **faça**
 06 **/* Calcula as tensões nos nós da microrrede */**
 07 $E_1^{(\tau+1)} = x_1^{(\rho)} + jx_2^{(\rho)}$
 08 $E_i^{(\tau+1)} = E_1^{(\tau+1)} + \Delta E_i^{CS(\tau)}$ para $i = 1 \dots N^{node}$
 09 **/* Cálculo da matriz jacobiana para a estimativa atual $x^{(\rho)}$ de acordo com (3.49).*/**
 10 $J(x^{(\rho)}) = \nabla_x F(x^{(\rho)})$
 11 **/* Calcular o vetor de correções para a iteração atual */**
 12 $\Delta x^{(\rho)} = -[J(x^{(\rho)})]^{-1} F(x^{(\rho)})$
 13 **/* Atualização do vetor solução */**
 14 $x^{(\rho+1)} = x^{(\rho)} + \Delta x^{(\rho)}$
 15 **/* Atualização do contador de iterações */**
 16 $\rho = \rho + 1$
 17 **/*Calcula o vetor de resíduos para a estimativa atual $x^{(\rho)}$ segundo (3.48)*/**
 18 $F(x^{(\rho)}) = [\Delta P(x^{(\rho)}) \quad \Delta Q(x^{(\rho)}) \quad \Delta f(x^{(\rho)})]^T$
 19 **fim**
 20 **/*Armazena a solução obtida*/**
 21 $\bar{x} = x^{(\rho)}$

Onde:

ρ é o contador de iterações e o sobrescrito (ρ) , como em $\omega^{(\rho)}$, denota a estimativa de uma variável na iteração ρ ;

$E_1^{(\tau+1)} = x_1^{(\rho)} + jx_2^{(\rho)}$ é a nova estimativa da tensão no nó de referência angular para a iteração $\tau + 1$ do método do MSC ou do MGZ na qual o subproblema não-linear, associado com a determinação de E_1 e ω , está sendo resolvido. É importante notar que há dois contadores de

iteração: ρ o contador do subproblema não-linear (laço interno) e τ o contador do MSC ou do MGZ (laço externo);

$\Delta E_i^{CS(\tau)}$ é a contribuição das fontes de corrente para a tensão no nó i na iteração τ do MSC ou do MGZ. As contribuições $\Delta E_i^{CS(\tau)}$ são calculadas via varredura regressiva e progressiva no MSC ou por solução de sistemas triangulares, associados com os fatores LU da matriz admitância nodal, no MGZ. Vale destacar que no nó de referência angular $\Delta E_1^{CS(\tau)} = 0$ devido a superposição dos efeitos.

É importante destacar os seguintes pontos com relação ao Algoritmo #3.1:

- Como demonstrado na seção 3.4 as perdas ativas e reativas totais são funções apenas das partes reais e imaginárias de $\Delta E^{CS(\tau)}$. Portanto, as perdas são estimadas antes de iniciar o processo iterativo de solução do subproblema dentro da iteração τ do MSC ou do MGZ.
- O valor especificado do ângulo da tensão no nó de referência angular é 0° . Desta forma, a parte imaginária da tensão complexa da barra de referência é especificada em zero, ou seja, $f_1^{esp} = 0$.
- A solução do subproblema é realizada para cada iteração do FMF-MSC-CA e do FMF-MGZ-CA.
- As linhas #7 e #8 do Algoritmo #3.1 realizam a atualização implícita das tensões nos nós da microrrede devido ao cálculo de uma nova estimativa de E_1 . Deve-se destacar que esta atualização não requer uma varredura progressiva (no caso do MSC) nem a solução de sistemas triangulares (no caso do MGZ).

3.6 Algoritmos da Classe FMF-CA

A classe de algoritmos FMF-CA se fundamenta no MSC e no MGZ. Isso dá origem a duas versões do FMF-CA: o FMF-MSC-CA e o FMF-MGZ-CA projetados para microrredes CA radiais e malhadas, respectivamente. Nesta seção é mostrado como a solução do subproblema não-linear, associado com o cálculo de E_1 e ω , é embutida nos processos iterativos do MSC e do MGZ para obter o FMF-MSC-CA e o FMF-MGZ-CA, respectivamente.

3.6.1 Algoritmo FMF-MS-C-CA

A versão matricial do MSC [45] foi utilizada na formulação do FMF-MS-C-CA. Os principais componentes do custo computacional associados com a versão do MSC matricial são: (i) espaço de memória para armazenar as matrizes **BIBC**, **BCBV** e **DLF**; (ii) operações de multiplicação entre matriz e vetor e entre matrizes; (iii) ordenação topológica de ramos/barras. Por outro lado, a versão escalar do MSC [46] requer apenas ordenação topológica de ramos/barras. Devido a simplicidade e eficiência do MSC escalar para grandes sistemas, a implementação do FMF-MS-C-CA se baseou nesta versão do SMC.

O algoritmo do FMF-MS-C-CA é mostrado a seguir.

Algoritmo #3.2	Algoritmo FMF-MS-C-CA
	Entrada: Dados das cargas, das GD e dos ramos Lista de ramos \mathcal{R}^{sort} classificada em ordem ascendente de camada Número máximo de iterações τ^{max} e tolerância ε para o teste de convergência
	Saída: frequência angular ω e o vetor \mathbf{E} contendo as tensões nodais complexas da microrrede
01	/*Inicialização das Variáveis*/
02	Contador de iterações $\tau = 0$; os desvios das tensões $\Delta V^{max} = \infty$ e da frequência $\Delta\omega = \infty$;
03	Tensões nodais $E_i^{(\tau)} = 1 \angle 0 \text{ pu } \forall i = 1, \dots, N^{node}$ e a frequência angular $\omega^{(\tau)} = 1 \text{ pu}$
03	Enquanto ($\tau < \tau^{max}$) e ($\Delta V^{max} > \varepsilon$) e ($\Delta\omega > \varepsilon$) faça
06	/*Cálculo das correntes à jusante dos nós via varredura regressiva*/
07	/*Inicialização das correntes à jusante dos nós*/
08	$Ids_i^{(\tau)} = 0 \quad \forall i = 1, \dots, N^{node}$
09	$Ids_i^{(\tau)} = Ids_i^{(\tau)} + \left(\frac{sd_i(V_i^{(\tau)}, \omega^{(\tau)})}{E_i^{(\tau)}} \right)^* \quad \forall i \in \mathcal{D}$
10	$Ids_i^{(\tau)} = Ids_i^{(\tau)} - \left(\frac{sg_i(V_i^{(\tau)}, \omega^{(\tau)})}{E_i^{(\tau)}} \right)^* \quad \forall i \in \mathcal{G}$
11	Para $i = N^{bran}, \dots, 1$ faça
12	Identificar o ramo j referente ao elemento \mathcal{R}_i^{sort} ($j \leftarrow \mathcal{R}_i^{sort}$) e os seus nós inicial (k_j) e final (m_j)
13	/*Contribuição do ramo j para a corrente à jusante do nó k_j*/
14	$Ids_{k_j}^{(\tau)} = Ids_{k_j}^{(\tau)} + Ids_{m_j}^{(\tau)}$
15	fim
16	/* Cálculo das correções das tensões via varredura progressiva*/
17	Para $i = 1, \dots, N^{ram}$ faça

18 Identificar o ramo j referente ao elemento \mathcal{R}_i^{sort} ($j \leftarrow \mathcal{R}_i^{sort}$) e
os seus nós inicial (k_j) e final (m_j)
19 /*Cálculo da correção da tensão no nó final do ramo j (m_j)*/
20 $\Delta E_{m_j}^{CS(\tau)} = \Delta E_{k_j}^{CS(\tau)} - z_j^{ser} \times Ids_{m_j}^{(\tau)}$
21 **fim**
22 /*Cálculo das perdas totais de potência ativa e reativa*/
23 $P_{tot}^{loss(\tau)} = \sum_{j=1}^{N^{bran}} g_j^{ser} \left| \Delta E_{k_j}^{CS(\tau)} - \Delta E_{m_j}^{CS(\tau)} \right|^2$ e
 $Q_{tot}^{loss(\tau)} = \sum_{j=1}^{N^{bran}} -b_j^{ser} \left| \Delta E_{k_j}^{CS(\tau)} - \Delta E_{m_j}^{CS(\tau)} \right|^2$
24 /*Determinação de $E_1^{(\tau+1)}$ e $\omega^{(\tau+1)}$ */
Solucionar o subproblema não-linear (3.48) usando o Algoritmo #2.1 para
obter
25 $E_1^{(\tau+1)} = e_1^{(\tau+1)} + j f_1^{(\tau+1)}$ e $\omega^{(\tau+1)}$, ou seja: $e_1^{(\tau+1)} = \bar{x}_1$; $f_1^{(\tau+1)} = \bar{x}_2$ e
 $\omega^{(\tau+1)} = \bar{x}_3$
26 /*Cálculo das tensões resultantes*/
27 $E_i^{(\tau+1)} = E_1^{(\tau+1)} + \Delta E_i^{CS(\tau)} \quad \forall i = 1, \dots, N^{node}$
28 /*Atualização do contador de iterações*/
29 $\tau = \tau + 1$
28 /*Obter os desvios de tensão e de frequência*/
29 $\Delta V^{max} = \max \left\{ \left| \left| E_i^{(\tau)} \right| - \left| E_i^{(\tau-1)} \right| \right| \right\}, \forall i = 1, \dots, N^{node}$
30 $\Delta \omega = \left| \omega^{(\tau)} - \omega^{(\tau-1)} \right|$
31 **fim**
32 /*Armazena a solução obtida*/
33 $\bar{\omega} = \omega^{(\tau)}$ e $\bar{E} = E^{(\tau)}$

Onde:

$Ids_i^{(\tau)}$ é a corrente à jusante (“downstream”) do nó i na iteração τ ;

$Sd_i(V_i^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) = Pd_i(V_i^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) + jQd_i(V_i^{(\tau)}, \omega^{(\tau)})$ é a potência complexa da carga conectada ao nó i na iteração τ em função de $V_i^{(\tau)}$ e $\omega^{(\tau)}$;

$Sg_i(V_i^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) = Pg_i(\omega^{(\tau)}) + jQg_i(V_i^{(\tau)})$ é a potência complexa da GD conectada ao nó i na iteração τ em função de $V_i^{(\tau)}$ e $\omega^{(\tau)}$;

$z_j^{ser} = r_j^{ser} + jx_j^{ser}$ é a impedância série do ramo j ;

r_j^{ser} (x_j^{ser}) é a resistência (reatância) série do ramo j ;

$\Delta E_m^{CS(\tau)}$ é componente da tensão no nó m devido as fontes de corrente na iteração τ . O elemento $\Delta E_1^{CS(\tau)} = 0$, devido a aplicação da superposição dos efeitos;

ΔV^{max} e $\Delta \omega$ são os desvios máximos de tensão e frequência angular entre iterações consecutivas.

3.6.2 Algoritmo do FMF-MGZ-CA

Como demonstrado anteriormente, o método FMF-CA proposto pode ser expandido para microrredes CA com topologia malhada usando o MGZ. Recentemente, o método MANA foi aplicado ao modelo de MGZ para modelar fontes de tensão e chaves de impedância nula [87]. O MANA modela as fontes de tensão usando o método de corrente desconhecida e adiciona uma equação ao sistema linear da análise nodal para cada fonte de tensão. Esta equação está associada com a tensão especificada da fonte de tensão. As fontes de corrente são modeladas no MANA da mesma maneira que na análise nodal convencional. A formulação FMF-MGZ-CA baseada em MANA é apresentada em (3.59).

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b} \quad (3.59)$$

Onde, a matriz \mathbf{A} e os vetores \mathbf{b} e \mathbf{x} são definidos em, (3.60), (3.61) e (3.62), respectivamente.

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y} & \mathbf{\Gamma} \\ \mathbf{\Gamma}^T & \mathbb{0} \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

$$\mathbf{b} = \begin{bmatrix} \mathbf{I}(\mathbf{E}^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) \\ \mathbb{0} \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{E}^{CS(\tau)} \\ \mathbf{I}^{volt(\tau)} \end{bmatrix} \quad (3.62)$$

Na qual:

\mathbf{A} é uma matriz com dimensão $(N^{node} + N^{source}) \times (N^{node} + N^{source})$.

N^{source} é o número de fontes de tensão.

\mathbf{Y} é a matriz de admitância nodal da microrrede CA, com dimensão igual a $N^{node} \times N^{node}$.

Γ é a matriz de incidência que associa as correntes das fontes de tensão com as barras da rede elétrica. A matriz Γ possui dimensão igual a $N^{node} \times N^{source}$. Os elementos da matriz Γ são definidos como se segue:

$$\Gamma_{ij} = \begin{cases} 1, & i = k_j \\ -1, & i = m_j \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.63)$$

$\forall i = 1, \dots, N^{node}; j = 1, \dots, N^{source}$ e k_j (m_j) é o nó inicial (final) do ramo associado com a fonte de tensão j .

A partir da lei de formação da matriz Γ , pode-se concluir que foi considerada a convenção de sinal passivo para as fontes de tensão. Isto é, a corrente associada com cada fonte de tensão entra pelo seu terminal positivo. Em outras palavras, é arbitrado que cada fonte está absorvendo potência. Esta consideração resultará em uma matriz \mathbf{A} simétrica.

$\mathbb{0}$ é uma matriz nula com dimensão igual a $N^{node} \times N^{source}$.

$A_{km} = \mathbb{T}_{ij}^T$ para $i = 1, \dots, N^{source}$, $j = 1, \dots, N^{node}$, $k = N^{node} + i$ e $m = j + N^{source}$ associa as tensões nos terminais de uma fonte de tensão com o seu valor especificado. Esta partição de \mathbf{A} é inserida, pois para cada fonte de tensão foi adicionada uma nova variável ao sistema: a corrente da fonte de tensão. Devido a isto, deve-se adicionar uma nova equação para que o sistema resultante da análise nodal seja possível e determinado (matriz dos coeficientes é quadrada, isto é, número de variáveis é igual ao número de equações).

$\Delta \mathbf{E}^{CS^{(\tau)}}$ é um vetor com dimensão $N^{node} \times 1$ que contém as componentes das tensões nodais complexas associadas com as fontes de corrente.

$\mathbf{I}^{volt^{(\tau)}}$ é o vetor com dimensão $N^{source} \times 1$ que contém as correntes associadas com as fontes de tensão na iteração τ . As correntes das fontes de tensão são incógnitas assim como as tensões nodais. Esta suposição é coerente com a definição de fonte de tensão: um dispositivo que mantém a tensão constante nos seus terminais independente da corrente que flui através do mesmo.

\mathbf{E}^{esp} é um vetor com dimensão igual a $N^{source} \times 1$ que contém o valor especificado das fontes de tensão. No caso do FMF-MGZ-CA todos os elementos deste vetor são nulos devido a superposição dos efeitos ou pela presença de ramos de impedância nula.

$I(E^{(\tau)}, \omega^{(\tau)})$ é um vetor com dimensão igual a $N^{node} \times 1$ que contém é o vetor de injeções de corrente associado com os nós da microrrede em uma iteração τ do MGZ. Os elementos de $I(E^{(\tau)}, \omega^{(\tau)})$ são definidos como se segue:

$$I_k(E^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) = \begin{cases} - \left[\frac{Sd_k(V_k^{(\tau)}, \omega^{(\tau)})}{E_k^{(\tau)}} \right]^* & \forall k \in \mathcal{D} \\ \left[\frac{Sg_k(V_k^{(\tau)}, \omega^{(\tau)})}{E_k^{(\tau)}} \right]^* & \forall k \in \mathcal{G} \\ \left[\frac{Sg_k(V_k^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) - Sd_k(V_k^{(\tau)}, \omega^{(\tau)})}{E_k^{(\tau)}} \right]^* & \forall k \in (\mathcal{D} \cap \mathcal{G}) \\ 0 & \forall k \notin (\mathcal{D} \cup \mathcal{G}) \end{cases} \quad (3.64)$$

A fim de reforçar a compreensão do FMF-MGZ-CA, a estrutura do sistema linear (3.59) para uma iteração do FMF-MGZ-CA, foi obtida para a microrrede CA malhada de três nós mostrada na Figura 3.2. Note que a microrrede possui uma chave NA com impedância nula que conecta dois nós, fechando esta chave NA a microrrede CA passa a ser malhada. A Figura 3.2(b) mostra o circuito equivalente da contribuição das fontes de corrente, utilizado no FMF-MGZ-CA, obtida a partir do princípio da superposição. Repare que chave NA, quando é fechada, é modelada como uma fonte de tensão, cuja diferença entre as tensões dos nós inicial e final é nula. O sistema linear (3.59), da microrrede CA da Figura 3.2 é mostrado em (3.65).

$$\begin{bmatrix} 2y & -y & -y & 1 & 0 \\ -y & y & 0 & 0 & 1 \\ -y & 0 & y & 0 & -1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta E_1^{CS^{(\tau)}} \\ \Delta E_2^{CS^{(\tau)}} \\ \Delta E_3^{CS^{(\tau)}} \\ I_1^{volt^{(\tau)}} \\ I_2^{volt^{(\tau)}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_2(E^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) \\ I_3(E^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

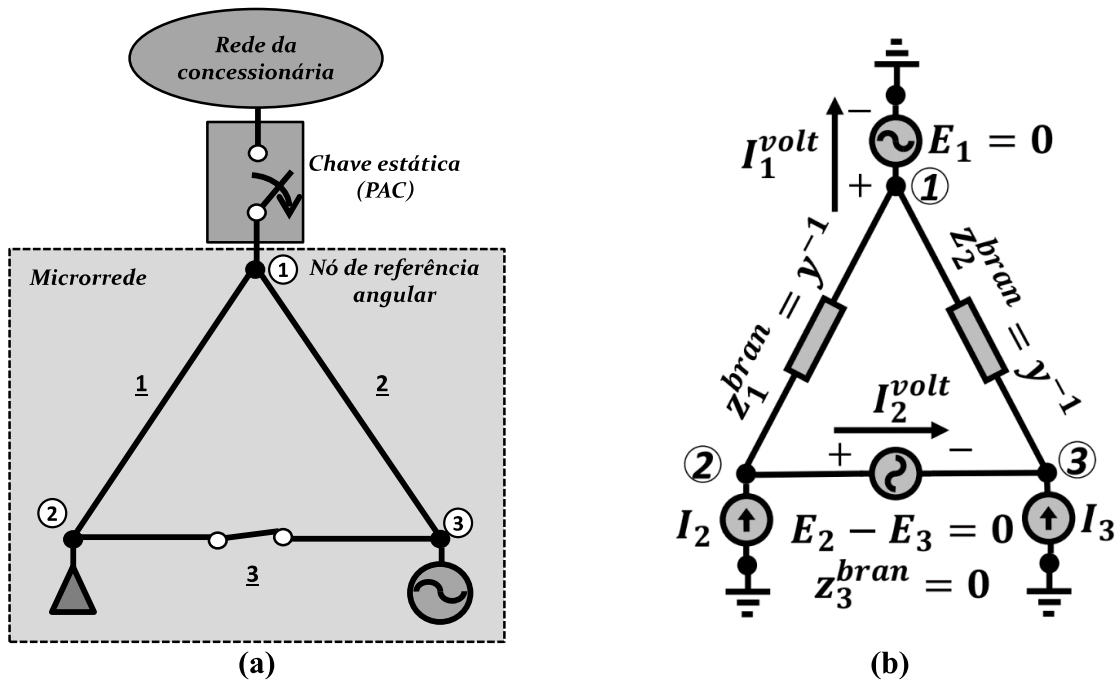


Figura 3.2 – Microrrede usada para demonstrar o sistema linear associado com o FMF-MGZ-CA baseado no MANA (a) Microrrede CA de três nós, (b) Circuito equivalente para uma iteração do FMF-MGZ-CA.

Fonte: Elaboração própria.

O algoritmo do FMF-MGZ-CA é mostrado abaixo.

Algoritmo #3.3 Algoritmo FMF-MGZ-CA

Entrada: dados das cargas, das GD e dos ramos
Número máximo de iterações τ^{max} e tolerância ε para o teste de convergência
Saída: frequência angular ω e o vetor \mathbf{E} contendo as tensões nodais da microrrede

01 Construção da Matriz \mathbf{A} definida em (3.60)
02 Cálculo da decomposição LU de \mathbf{A} ($\mathbf{A} = \mathbf{LU}$)
03 */*Inicialização das Variáveis*/*
04 Contador de iterações $\tau = 0$; os desvios das tensões $\Delta V^{max} = \infty$ e da frequência $\Delta \omega = \infty$;
05 Tensões nodais $E_i^{(\tau)} = 1 \angle 0 \text{ pu} \forall i = 1, \dots, N^{node}$ e a frequência angular $\omega^{(\tau)} = 1 \text{ pu}$
06 **Enquanto** ($\tau < \tau^{max}$) e ($\Delta V^{max} > \varepsilon$) e ($\Delta \omega > \varepsilon$) **faça**
07 */* Cálculo do vetor \mathbf{b} definido em (3.64) */*
08 $b_k = I_k(E^{(\tau)}, \omega^{(\tau)}) \forall k = 1, \dots, N^{node}$ e
 $b_k = 0 \forall k = N^{node} + 1, \dots, N^{node} + N^{source}$
09 */* Obter o vetor $\Delta E^{(\tau)}$ a partir da solução dos sistemas triangulares */*
10 Sistema triangular inferior: $\mathbf{L}\mathbf{t} = \mathbf{b}$; onde \mathbf{t} é um vetor solução temporário
11 Sistema triangular superior: $\mathbf{U}\mathbf{x} = \mathbf{t}$
12 $\Delta E_i^{CS(\tau)} = x_i \forall i = 1, \dots, N^{node}$
13 */*Cálculo das perdas totais de potência ativa e reativa*/*

```

14  $P_{tot}^{loss(\tau)} = \sum_{j=1}^{N^{bran}} g_j^{ser} \left| \Delta E_{k_j}^{CS(\tau)} - \Delta E_{m_j}^{CS(\tau)} \right|^2$ 
15  $Q_{tot}^{loss(\tau)} = \sum_{j=1}^{N^{bran}} -b_j^{ser} \left| \Delta E_{k_j}^{CS(\tau)} - \Delta E_{m_j}^{CS(\tau)} \right|^2$ 
16 /*Determinação de  $E_1^{(\tau+1)}$  e  $\omega^{(\tau+1)}$ */
    Solucionar o subproblema não-linear (3.48) usando o Algoritmo #3.1
17 para obter  $E_1^{(\tau+1)} = e_1^{(\tau+1)} + jf_1^{(\tau+1)}$  e  $\omega^{(\tau+1)}$ , ou seja:
     $e_1^{(\tau+1)} = \bar{x}_1; f_1^{(\tau+1)} = \bar{x}_2$  e  $\omega^{(\tau+1)} = \bar{x}_3$ 
18 /*Cálculo das tensões resultantes*/
19  $E_i^{(\tau+1)} = E_1^{(\tau+1)} + \Delta E_i^{CS(\tau)} \forall i = 1, \dots, N^{node}$ 
20 /*Atualização do contador de iterações*/
21  $\tau = \tau + 1$ 
22 /*Obter os desvios de tensão e de frequência angular*/
23  $\Delta V^{max} = \max \left\{ \left| \left| E_i^{(\tau)} \right| - \left| E_i^{(\tau-1)} \right| \right| \right\}, \forall i = 1, \dots, N^{node}$ 
24  $\Delta \omega = \left| \omega^{(\tau)} - \omega^{(\tau-1)} \right|$ 
25 fim
26 /*Armazena a solução obtida*/
27  $\bar{\omega} = \omega^{(\tau)}$  e  $\bar{E} = E^{(\tau)}$ 

```

3.7 Formulação do FMF-CC

A formulação do FMF-CC segue o mesmo princípio da formulação do FMF-CA. Logo, o FMF-CC é baseado no princípio de superposição e em um subproblema formado pela equação de balanço da microrrede. A solução deste subproblema fornece a tensão CC no nó de referência em cada iteração.

Duas versões do FMF-CC são obtidas:

- i) FMF-MSC-CC (FMF via Método de Soma de Correntes CC): Aplicado para microrredes ilhadas radiais puramente CC.
- ii) FMF-MGZ-CC (FMF via no Método de Gauss-Zbus CC): Usado tanto em microrredes radiais e malhadas puramente CC.

A expressão (3.66) mostra o processo iterativo do FMF-CC para obtenção das tensões CC nodais.

$$\begin{aligned}
 V_k^{CC(\tau+1)} &= \Delta V_k^{VS^{CC(\tau)}} + \Delta E_k^{CS^{CC(\tau)}} \\
 &= V_1^{CC(\tau)} + \Delta E_k^{CS^{CC(\tau)}} \quad \forall k = 1 \dots N^{node^{CC}}
 \end{aligned} \tag{3.66}$$

Onde:

o sobrescrito (τ) associa uma variável com a iteração τ ;

$\Delta E_k^{CS^{CC(\tau)}}$ é a componente de tensão CC associadas com as fontes de corrente obtidas a partir das GD e cargas CC. Estas componentes são calculadas via MSC ou MGZ;

$V_1^{CC(\tau)}$ é a tensão CC no nó de referência que influencia as demais tensões CC.

Deve-se destacar que V_1^{CC} é calculada resolvendo um subproblema que é obtido pela equação de balanço da microrrede CC, dada em (3.67).

$$\sum_{i \in \mathcal{G}^{CC}} P g_i^{CC}(V_i^{CC}) - \sum_{k \in \mathcal{D}^{CC}} P d_k^{CC} - \sum_{j=1}^{N^{bran^{CC}}} P_j^{loss^{CC}} = 0 \quad (3.67)$$

Onde:

\mathcal{G}^{CC} é o conjunto de nós com GD CC.

A partir de (3.67), pode-se concluir que o subproblema apresenta as seguintes características:

- i) $P g_i^{CC}(V_i^{CC})$ varia linearmente com a variação de V_1^{CC}
- ii) As potências ativas das cargas CC são constantes, pois são modeladas com potência constante, ou seja, independente da variação da tensão CC.
- iii) Da mesma forma como demonstrado na seção 3.4, as perdas CC permanecem constantes, para uma iteração do FMF-CC, durante a obtenção da tensão CC no nó de referência, V_1^{CC} .
- iv) Com base nos itens anteriores, a expressão (3.67) é linear.
- v) A frequência angular, a reatância e a potência reativa não existem na microrrede CC.

Com base nas características anteriores, a tensão na barra de referência pode ser calculada através de uma fórmula analítica fechada obtida de (3.67). A equação (3.68) mostra expressão para determinar V_1^{CC} .

$$V_1^{CC} = \frac{K_1 + K_2}{K_3} \quad (3.68)$$

Onde:

$$K_1 = - \left(\sum_{k \in \mathcal{D}^{CC}} Pd_k^{CC} + \sum_{i=1}^{N^{bran^{CC}}} P_i^{loss^{CC}} \right) \quad (3.69)$$

$$K_2 = \sum_{i \in \mathcal{G}^{CC}} Pg_i^{CC^{ref}} + \sum_{i \in \mathcal{G}^{CC}} \frac{1}{Kg_i^{PCC}} (V_i^{CC^{ref}} - \Delta E_i^{CS^{CC}}) \quad (3.70)$$

$$K_3 = \sum_{i \in \mathcal{G}^{CC}} \frac{1}{Kg_i^{PCC}} \quad (3.71)$$

3.7.1 Algoritmos do FMF–MSC–CC

O algoritmo do FMF-MSC-CC segue a mesma estrutura do FMF-MSC-CA, mas sem a necessidade de um processo iterativo para solucionar o subproblema associado com a tensão V_1^{CC} . Este algoritmo é apresentado a seguir.

Algoritmo #3.4

Algoritmo FMF-MSC-CC

Entrada: Ler dados das cargas, das GD e dos ramos
Lista de ramos \mathcal{R}^{sort} classificada em ordem ascendente de camada
Número máximo de iterações τ^{max} e tolerância ε para o teste de convergência
Saída: vetor V^{CC} contendo as tensões CC nodais da microrrede CC
/*Inicialização das Variáveis*/
01 Contador de iterações $\tau = 0$; os desvios das tensões $\Delta V^{CC^{max}} = \infty$
02 Tensões nodais $V_i^{CC^{(\tau)}} = 1 pu \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$
03 **enquanto** ($\tau < \tau^{max}$) e ($\Delta V^{CC^{max}} > \varepsilon$) **faça**
06 **/* Cálculo das correntes à jusante dos nós via varredura regressiva */**
07 **/*Inicializa as correntes à jusante dos nós com as próprias de cada nó*/**
08 $Ids_i^{CC^{(\tau)}} = 0 \quad \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$
09 $Ids_i^{CC^{(\tau)}} = Ids_i^{CC^{(\tau)}} + \frac{Pd_i^{CC}}{V_i^{CC^{(\tau)}}} \quad \forall i \in \mathcal{D}^{CC}$
10 $Ids_i^{CC^{(\tau)}} = Ids_i^{CC^{(\tau)}} - \frac{Pg_i^{CC}(V_i^{CC})}{V_i^{CC^{(\tau)}}} \quad \forall i \in \mathcal{G}^{CC}$
11 **para cada** $i = N^{bran^{CC}}, \dots, 1$ **faça**
12 Identificar o ramo j referente ao elemento \mathcal{R}_i^{sort} ($j \leftarrow \mathcal{R}_i^{sort}$) e os seus nós inicial (k_j) e final (m_j)
13 **/*Contribuição do ramo j para a corrente à jusante do nó k_j */**
14 $Ids_{k_j}^{CC^{(\tau)}} = Ids_{k_j}^{CC^{(\tau)}} + Ids_{m_j}^{CC^{(\tau)}}$
15 **fim**

```

16 /* Cálculo das correções das tensões via varredura progressiva*/
17 para cada  $i = 1, \dots, N^{bran^{CC}}$  faça
18     Identificar o ramo  $j$  referente ao elemento  $\mathcal{R}_i^{sort}$  ( $j \leftarrow \mathcal{R}_i^{sort}$ ) e
19     os seus nós inicial ( $k_j$ ) e final ( $m_j$ )
20     /*Cálculo da correção da tensão no nó final do ramo  $j$  ( $m_j$ )*/
21      $\Delta V_{m_j}^{CS^{CC}(\tau)} = \Delta E_{k_j}^{CS^{CC}(\tau)} - r_j^{ser^{CC}} \times Ids_{m_j}^{CC(\tau)}$ 
22     fim
23     /*Cálculo das perdas CC totais */
24     
$$P_{tot}^{loss^{CC}(\tau)} = \sum_{j=1}^{N^{bran^{CC}}} \frac{1}{r_j^{ser^{CC}}} \left| \Delta V_{k_j}^{CS^{CC}(\tau)} - \Delta V_{m_j}^{CS^{CC}(\tau)} \right|^2$$

25     /*Determinação de  $V_1^{CC(\tau)}$  */
26     Calcular  $V_1^{CC}$  usando a expressão (3.68)
27     /*Cálculo das tensões resultantes*/
28      $V_1^{CC(\tau+1)} = V_1^{CC(\tau)} + \Delta V_i^{CS^{CC}(\tau)} \quad \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$ 
29     /*Atualização do contador de iterações*/
30      $\tau = \tau + 1$ 
31     /*Obter os desvios de tensão e de frequência*/
32      $\Delta V^{CC^{max}} = \max \left\{ \left| V_i^{CC(\tau+1)} - V_i^{CC(\tau)} \right| \right\}, \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$ 
33     fim
34     /*Armazena a solução obtida*/
35      $V^{CC} = V^{CC(\tau)}$ 

```

3.7.2 Algoritmo do FMF-MGZ-CC

O algoritmo do FMF-MGZ-CC tem uma estrutura similar ao do FMF-MGZ-CA. Novamente, a determinação da tensão V_1^{CC} é realizada de forma direta sem a necessidade de um processo iterativo. O algoritmo do FMF-MGZ-CC é apresentado abaixo.

Algoritmo #3.5 Algoritmo FMF-MGZ-CC

```

Entrada: Ler dados das cargas, das GD e dos ramos
Número máximo de iterações  $\tau^{max}$  e tolerância  $\varepsilon$  para o teste de convergência
Saída: vetor  $V^{CC}$  contendo as tensões CC nodais da microrrede CC
01 Construção da Matriz  $A^{CC}$  conforme a expressão abaixo
02 
$$A^{CC} = \begin{bmatrix} \mathbf{G} & \mathbf{F} \\ \mathbf{F}^T & \mathbf{0} \end{bmatrix}$$

03 Cálculo da decomposição LU de  $A^{CC}$  ( $A^{CC} = L^{CC}U^{CC}$ )
04 /*Inicialização das Variáveis*/
05 Contador de iterações  $\tau = 0$ ; os desvios das tensões  $\Delta V^{CC^{max}} = \infty$ 
06 Tensões nodais  $V_i^{CC(\tau)} = 1 \text{ pu} \quad \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$ 

```

```

07 Enquanto ( $\tau < \tau^{max}$ ) e ( $\Delta V^{CC^{max}} > \epsilon$ ) faça
08   /* Cálculo do vetor  $\mathbf{b}^{CC}$  de acordo a expressão abaixo*/
09   
$$b_k^{CC} = \frac{Pg_k^{CC}(V_k^{CC}) - Pd_i^{CC}}{V_k^{CC(\tau)}} \quad \forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}}$$

10   
$$b_k^{CC} = 0 \quad \forall k = N^{node^{CC}} + 1, \dots, N^{node^{CC}} + N^{source^{CC}}$$

11   /* Obter o vetor  $\Delta V^{CS^{CC(\tau)}}$  a partir da solução dos sistemas triangulares*/
12   Sistema triangular inferior:  $L^{CC}\mathbf{t} = \mathbf{b}^{CC}$ ; onde  $t$  é um vetor solução temporário
13   Sistema triangular superior:  $U^{CC}\mathbf{x} = \mathbf{t}$ 
14   
$$\Delta V_i^{CS^{CC(\tau)}} = x_i \quad \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$$

15   /*Cálculo das perdas totais de potência ativa e reativa*/
16   
$$P_{tot}^{loss^{CC(\tau)}} = \sum_{j=1}^{N^{bran^{CC}}} \frac{1}{r_j^{ser^{CC}}} \left| \Delta V_{k_j}^{CS^{CC(\tau)}} - \Delta V_{m_j}^{CS^{CC(\tau)}} \right|^2$$

17   /*Determinação de  $V_1^{CC(\tau)}$ 
18   Calcular  $V_1^{CC}$  usando a expressão (3.68)
19   /*Cálculo das tensões resultantes*/
20   
$$V_1^{CC(\tau+1)} = V_1^{CC(\tau)} + \Delta V_i^{CS^{CC(\tau)}} \quad \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$$

21   /*Atualização do contador de iterações*/
22    $\tau = \tau + 1$ 
23   /*Obter os desvios de tensão e de frequência*/
24   
$$\Delta V^{CC^{max}} = \max \left\{ \left| V_i^{CC(\tau+1)} - V_i^{CC(\tau)} \right| \right\}, \forall i = 1, \dots, N^{node^{CC}}$$

25 fim
26 /*Armazena a solução obtida*/
27  $\mathbf{V}^{CC} = \mathbf{V}^{CC(\tau)}$ 

```

Onde:

$N^{source^{CC}}$ é o número de fontes de tensão CC;

$N^{node^{CC}}$ ($N^{bran^{CC}}$) é o número de nós (ramos) da microrrede CC.

3.8 Resultados dos Testes com o Fluxo FMF-CA

Esta seção apresenta os resultados dos testes obtidos com as duas versões propostas do fluxo de potência com múltiplas barras de folga para microrredes CA (FMF-CA): FMF-CA via Método de Soma de Correntes (FMF-MS-CA) e FMF-CA via no Método de Gauss-Zbus (FMF-MGZ-CA).

3.8.1 Descrição das Microrredes CA Testes

Os fluxos FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA foram testados nas seguintes microrredes testes:

i) Microrrede CA de 33 nós (MG-33 CA): baseada na rede de distribuição radial proposta por Baran e Wu [46]. A alocação de GD usada para converter essa rede de distribuição em uma microrrede é obtida da referência [64]. Uma versão malhada do MG-33 CA foi desenvolvida nesta tese de doutorado para validar o FMF-MGZ-CA. Esta versão malhada foi obtida fechando-se todos os ramos de interligação normalmente abertos nos dados originais apresentados em [46]. A Tabela 3.1 apresenta os dados das GD da MG-33 CA radial e malhada.

Tabela 3.1 – Parâmetros do controle droop das GD da microrrede MG-33 CA radial e malhada.

Nó da GD	Kg^P (pu)	Kg^Q (pu)	Pg^{ref} (pu)	Qg^{ref} (pu)	ω^{ref} (pu)	V^{ref} (pu)	Pg^{max} (pu)	Qg^{max} (pu)	S_{base} (kVa)	V_{base} (kV)
1	0,05	0,05	0,9	0,9	1	1	0,9	0,9	500	12,66
6	1,00	1,00	0,9	0,9	1	1	0,9	0,9	500	12,66
13	0,10	0,10	0,9	0,9	1	1	0,9	0,9	500	12,66
25	1,00	1,00	0,9	0,9	1	1	0,9	0,9	500	12,66
33	0,20	0,20	0,9	0,9	1	1	0,9	0,9	500	12,66

ii) Microrrede CA com 1438 nós (MG-1438 CA): microrrede derivada de um alimentador primário radial real de uma concessionária de distribuição brasileira. A conversão desde alimentador para uma microrrede é descrita no Apêndice. A Tabela 3.2 apresenta os dados das GD da MG-1438 CA.

Tabela 3.2 – Parâmetros do controle droop das GD da microrrede MG-1438 CA.

Kg^P (pu)	Kg^Q (pu)	Pg_i^{ref} (pu)	Qg_i^{ref} (pu)	ω^{ref} (pu)	V^{ref} (pu)	S_{base} (kVa)	V_{base} (kV)
$1,87 \times 10^{-2}$	$2,132 \times 10^{-1}$	0	0	1	1	1000	13,8

iii) Microrrede CA com 310 nós (MG-310 CA): microrrede malhada baseada na rede de distribuição malhada de baixa tensão proposta em [92]. A rede malhada original possui 342 nós, mas nesta tese de doutorado o número de nós é 310 devido a: inclusão de nós da rede spot e agrupamento de nós terminais associados com as chaves. Além disso, 24 geradores foram alocados ao longo dos oito alimentadores da MG-310 CA. Os números de seções e transformadores na MG-310 CA são iguais a 1165 seções e 70, respectivamente. Além disso, a

grande maioria das seções da MG-310 CA são subterrâneas. A Tabela 3.3 apresenta os dados da GD conectada à MG-310 CA.

Tabela 3.3 – Parâmetros do controle droop das GD da microrrede MG-310 CA.

Kg^P (pu)	Kg^Q (pu)	Pg_i^{ref} (pu)	Qg_i^{ref} (pu)	ω^{ref} (pu)	V^{ref} (pu)	S_{base} (kVa)	V_{base} (kV)
$5,303 \times 10^{-3}$	$6,061 \times 10^{-2}$	0	0	1	1	1000	7,621

As principais características das microrredes utilizadas nos testes são apresentadas na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Características das microrredes CA usadas nos testes.

Características	Radial		Malhada	
	MG-33 CA	MG-1438 CA	MG-33 CA	MG-310 CA
Nº. de nós/ramos	33/32	1438/1437	33/37	310/1235
Nº. de pontos de carga	32	148	32	104
Nível de tensão (kV)	12,66	13,8	12,66	132,79/7,621/ 0,277/0,120
Carga ativa (kW)	3715	4759,7	3715	42210
Carga reativa (kVAr)	2300	2956,0	2300	25704
Nº. de GD	5	10	5	24
Potência ativa nominal da GD (kW)	450	625	450	2200
Potência reativa nominal da GD (kVAr)	450	469	450	1650
Potência base (kVA)	500	1000	500	1000

3.8.2 Descrição dos Casos de Estudo

Para cada microrrede foram realizados os seguintes casos de estudo com os fluxos FMF-
MSC-CA e FMF-MGZ-CA:

Caso VF0: Modelo da carga independente da tensão e frequência ($\alpha_i = 0$, $\beta_i = 0$, $Kd_i^P = 0$ e $Kd_i^Q = 0$).

Caso VF1: Modelo da carga com dependência linear da tensão e frequência ($\alpha_i = 1$, $\beta_i = 1$, $Kd_i^P = 1$ e $Kd_i^Q = -1$).

Caso VF2: Modelo da carga com dependência quadrática da tensão e linear da frequência ($\alpha_i = 2$, $\beta_i = 2$, $Kd_i^P = 1$ e $Kd_i^Q = -1$).

Em todos os casos de estudo as seguintes considerações são destacadas:

- i) A precisão e os custos computacionais do FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA foram comparados com o MNR e com o Método de fluxo de potência de varredura regressiva e progressiva (MVM) modificado para microrredes CA ilhadas radiais [64]. Sendo que o MNR é adotado como referência.
- iv) Todos os fluxos de potência para microrrede CA operando no modo ilhado foram implementados no MATLAB.
- vi) Não foram consideradas alterações na impedância da rede devido a variação da frequência.
- vii) Todos os testes foram realizados em um computador com processador I5 2,5GHz Intel Core, 8 GB de RAM e sistema operacional Windows 10.
- viii) Os custos computacionais medidos são as medianas para 11 execuções de um método para cada estudo de caso. A fim de comparar o tempo computacional, os critérios de parada da Tabela 3.5 foram adotados para todos os métodos.

Tabela 3.5 – Critérios de convergência para todos os métodos e para o subproblema dos métodos FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA

Número máximo de iterações em todos os métodos	1000
Tolerância em todos os métodos	10^{-6} pu
Número máximo de iteração para o subproblema dos métodos do FMF-CA	100
Tolerância do subproblema dos métodos do FMF-CA	10^{-6} pu

3.8.3 Resultados dos Testes na MG-33 CA Radial

3.8.3.1 MG-33 CA Radial com Modelo de Carga VF0

As Figuras 3.3 e 3.4 mostram os ângulos e módulos das tensões CA nodais na MG-33 CA radial para o modelo de carga VF0. A partir destas figuras, pode-se observar que os FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA propostos são capazes de encontrar com precisão a mesma solução obtida pelos MVM e MNR.

A Tabela 3.6 mostra os valores das potências de saída das GD, a frequência angular e as perdas de potência ativa e reativa, respectivamente, na MG-33 CA radial com o modelo de carga VF0. A partir desta tabela, pode-se observar que as perdas, a potência de saída da GD e a frequência obtidas pelos FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA propostos são iguais às obtidas pelo MVM e MNR. Além disso, é importante enfatizar que os resultados apresentados na Tabela 3.6

são muito próximos dos mostrados na Tabela I de [64], a leve diferença que há se deve pela influência da frequência na reatância que não é considerado nas versões do FMF-CA introduzidas nesta tese de doutorado. Este resultado demonstra que a inclusão de variações nas reatâncias devido a mudança na frequência não afeta significativamente a precisão do FMF-CA apresentado nesta tese de doutorado.

A Tabela 3.7 mostra os custo computacional e o número de iterações exigidas pelo FMF-MS-CA, FMF-MGZ-CA, MVM e MNR para resolver o fluxo de potência na MG-33 CA radial. Esta tabela também mostra o $\text{speedup}/\text{speedup}^{-1}$ do FMF-MS-CA, FMF-MGZ-CA e MVM em relação ao MNR. O speedup (tempo de CPU de um método dividido pelo tempo de CPU do MNR) e o speedup^{-1} expressam o ganho e a redução no tempo de CPU de um método com relação ao MNR, respectivamente. A partir da Tabela 3.7, pode-se concluir-se que os métodos FMF-MS-CA e o FMF-MGZ-CA são mais rápidos do que o MNR, contudo, os custos computacionais são próximos. Este resultado é devido as operações matriciais requeridas pelo MNR terem baixo custo computacional em sistemas de pequeno porte. Entretanto, os resultados subsequentes demonstraram que esta característica não foi mantida em microrredes reais de grande de porte. Também é interessante notar que o desempenho computacional do MVM foi pior do que aqueles associados ao FMF-MS-CA e FMF-MGZ-CA. Em outras palavras, as versões do FMF-CA propostos alcançaram melhor desempenho computacional do que o MVM existente para microrredes CA radiais.

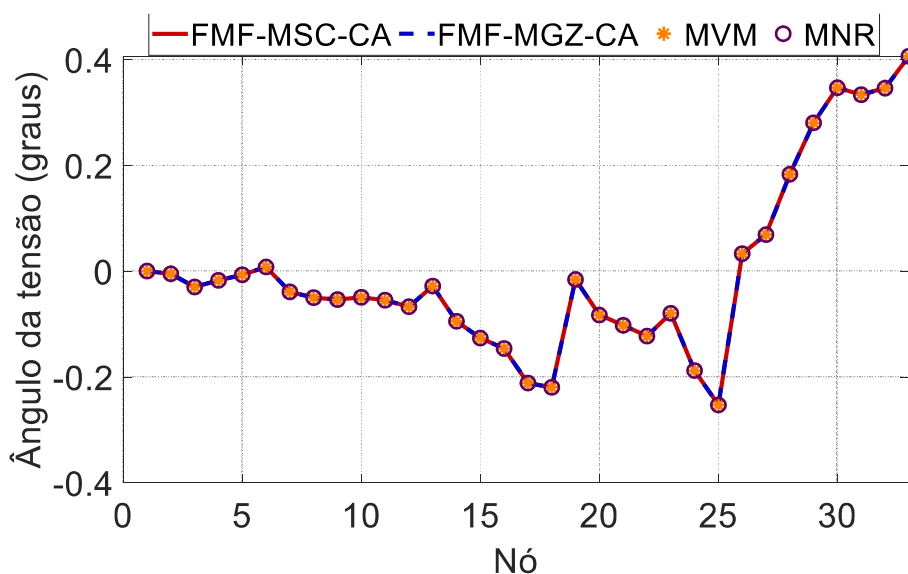


Figura 3.3 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF0.

Fonte: Elaboração própria.

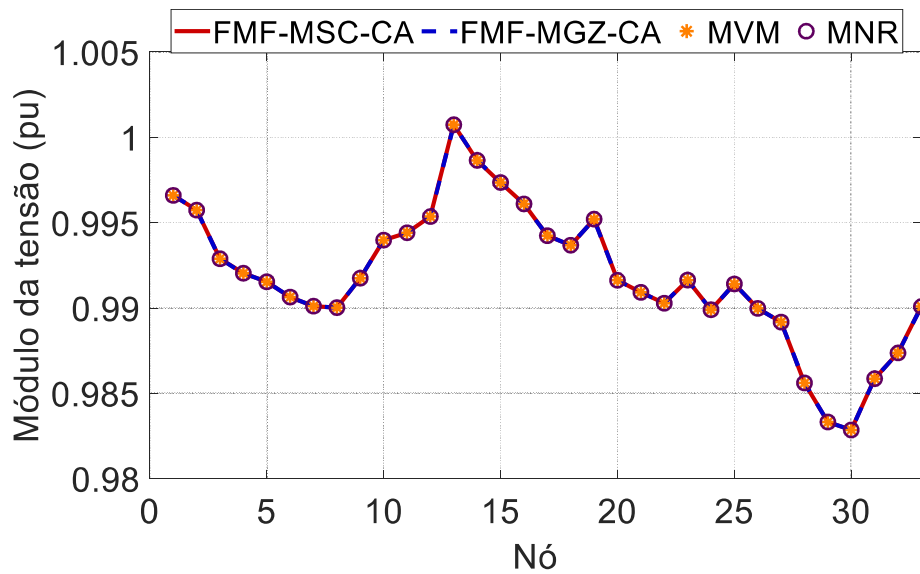


Figura 3.4 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF0.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.6 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-33 CA com modelo de carga VF0.

Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)			
	FMF-MSC-CA	FMF-MGZ-CA	MVM	MNR
1	2,5024+j0,9681	2,5024+j0,9681	2,5024+j0,9681	2,5024+j0,9681
6	0,9801+j0,9094	0,9801+j0,9094	0,9801+j0,9094	0,9801+j0,9094
13	1,7012+j0,8927	1,7012+j0,8927	1,7012+j0,8927	1,7012+j0,8927
25	0,9801+j0,9086	0,9801+j0,9086	0,9801+j0,9086	0,9801+j0,9086
33	1,3006+j0,9496	1,3006+j0,9496	1,3006+j0,9496	1,3006+j0,9496
ω (pu)	0,919879	0,919879	0,919879	0,919879
P^{loss} (pu)	0,034486	0,034486	0,034486	0,034486
Q^{loss} (pu)	0,028321	0,028321	0,028322	0,028321

Tabela 3.7 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-33 CA com modelo de carga VF0.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MSC-CA	7	0,141974	1,004149/0,995869
FMF-MGZ-CA	8	0,102124	1,395989/0,716338
MVM	220	0,159836	0,891936/1,121157
MNR	4	0,142563	1/1

3.8.3.2 MG-33 CA Radial com Modelo de Carga VF1

As Figuras 3.5 e 3.6 mostram os ângulos e módulos das tensões nodais na MG-33 CA radial para o modelo de carga VF1, neste modelo a carga varia linearmente com a tensão e a frequência angular. A Tabela 3.8 mostra os valores das potências de saída das GD, a frequência angular e as perdas de potência ativa e reativa, respectivamente, na MG-33 CA radial com o modelo de carga VF1. Com base nestes resultados, nota-se que mesmo com um modelo de carga dependente da tensão, o FMF-CA foi capaz de estimar com exatidão o estado, potências e as perdas da microrrede MG-33 CA.

A Tabela 3.9 exibe os tempos de CPU, número de iterações e speedup/speedup⁻¹ dos métodos propostos. Nota-se que o FMF-MS-CA teve o desempenho um pouco pior do que o MNR, já o FMF-MGZ-CA praticamente teve o mesmo desempenho do MNR. O MVM apresentou alto custo computacional, praticamente foi quase o dobro do MNR.

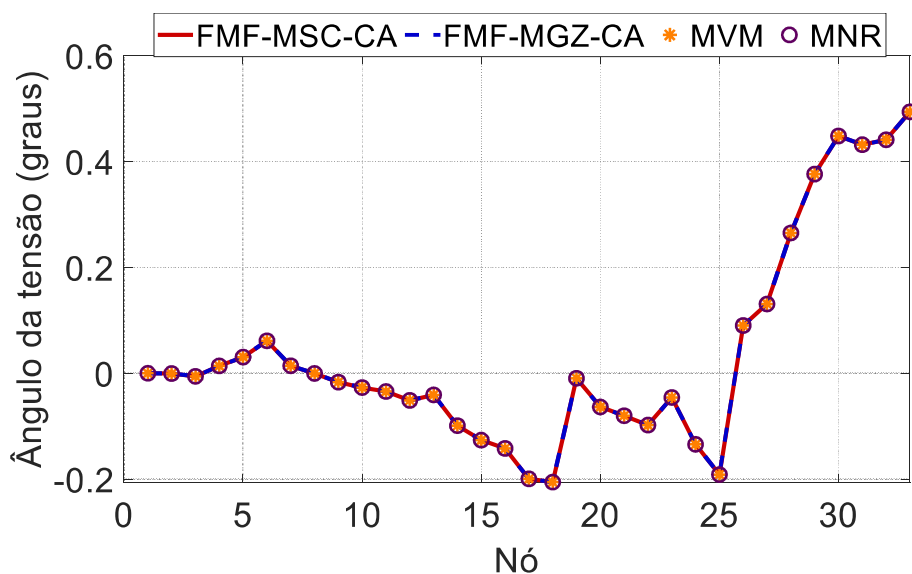


Figura 3.5 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF1.

Fonte: Elaboração própria.

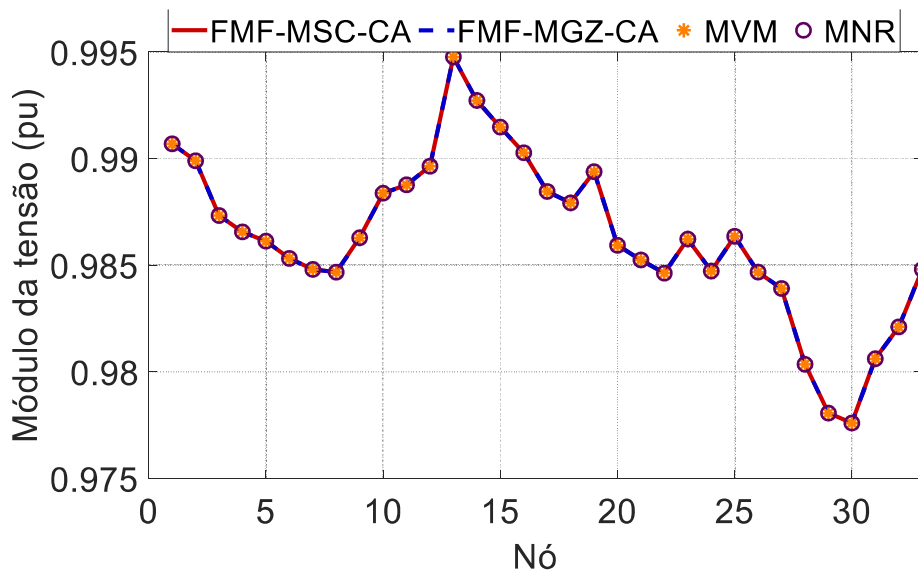


Figura 3.6 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF1.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.8 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-33 CA radial com modelo de carga VF1.

Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)			
	FMF-MSC-CA	FMF-MGZ-CA	MVM	MNR
1	2,1875 + j1,0861	2,1875 + j1,0861	2,1874+j1,0862	2,1875 +j1,0861
6	0,9644 + j0,9147	0,9644 + j0,9147	0,9644 + j0,9147	0,9644 + j0,9147
13	1,5437 + j0,9523	1,5437 + j0,9523	1,5437 + j0,9523	1,5437 + j0,9523
25	0,9644 + j0,9136	0,9644 + j0,9136	0,9644 + j0,9136	0,9644 + j0,9136
33	1,2219 + j0,9760	1,2219 + j0,9760	1,2219 + j0,9760	1,2219 + j0,9760
ω (pu)	0,935627	0,935627	0,935628	0,935627
P^{loss} (pu)	0,031792	0,031792	0,031792	0,031792
Q^{loss} (pu)	0,026413	0,026413	0,026413	0,026413

Tabela 3.9 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-33 CA radial com modelo de carga VF1.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MSC-CA	8	0,177437	0,724046/1,381129
FMF-MGZ-CA	8	0,127333	1,008945/0,991134
MVM	276	0,225135	0,570644/1,752407
MNR	4	0,128472	1/1

3.8.3.3 MG-33 CA Radial com Modelo de Carga VF2

As Figuras 3.7 e 3.8 mostram os ângulos e módulos das tensões CA nodais na MG-33 CA radial para o modelo de carga VF2, neste modelo a carga possui dependência quadrática com a tensão e linearmente com a frequência angular. Este modelo de carga introduz ainda mais não linearidade ao problema.

A Tabela 3.10 mostra os valores das potências de saída das GD, a frequência angular e as perdas de potência ativa e reativa, respectivamente, na MG-33 CA radial com o modelo de carga VF2. Nota-se que os métodos foram capazes de estimar com precisão os valores destas tabelas em relação ao MNR.

A Tabela 3.11 mostra os tempos de CPU, número de iterações e o speedup/speedup⁻¹ obtidos pelos métodos propostos na MG-33 CA radial. Nota-se que os métodos propostos FMF-MS-CA e FMF-MGZ-CA foram os mais rápidos, o MVM apesar do número elevado de iterações teve o desempenho melhor do que o MNR. Comparando com os resultados dos modelos de cargas das seções anteriores, nota-se que o modelo de carga influencia o custo computacional dos métodos propostos FMF-MS-CA e o FMF-MGZ-CA.

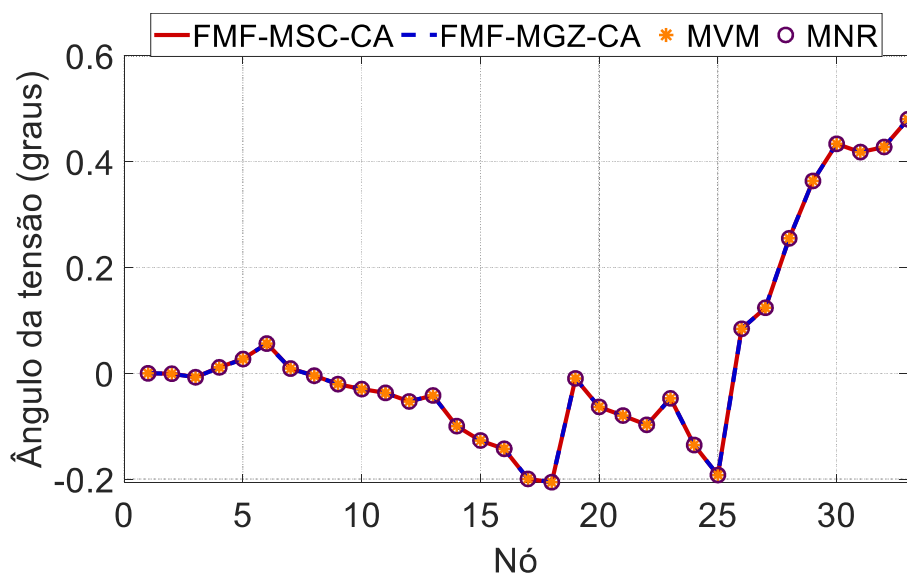


Figura 3.7 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF2.

Fonte: Elaboração própria.

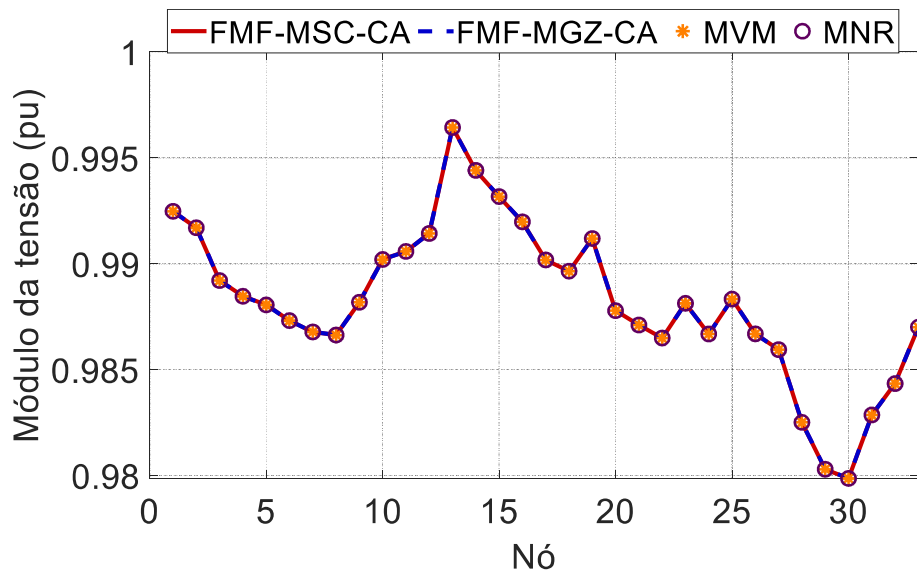


Figura 3.8 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial com o modelo de carga VF2.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.10 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída (em pu) das GD na MG-33 CA radial com modelo de carga VF2.

Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)			
	FMF-MSC-CA	FMF-MGZ-CA	MVM	MNR
1	2,1538 + j1,0504	2,1538 + j1,0504	2,1537 + j1,0505	2,1538 + j1,0504
6	0,9627 + j0,9127	0,9627 + j0,9127	0,9627 + j0,9127	0,9627 + j0,9127
13	1,5269 + j0,9356	1,5269 + j0,9356	1,5269 + j0,9357	1,5269 + j0,9356
25	0,9627 + j0,9117	0,9627 + j0,9117	0,9627 + j0,9117	0,9627 + j0,9117
33	1,2134 + j0,9650	1,2134 + j0,9650	1,2134 + j0,9650	1,2134 + j0,9650
ω (pu)	0,937312	0,937312	0,937313	0,937312
P^{loss} (pu)	0,030461	0,030461	0,030460	0,030461
Q^{loss} (pu)	0,025437	0,025437	0,025437	0,025437

Tabela 3.11 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-33 CA radial com modelo de carga VF2.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MSC-CA	8	0,135209	5,364827/0,186399
FMF-MGZ-CA	8	0,134169	5,406420/0,184965
MVM	369	0,255396	2,840198/0,352088
MNR	4	0,725375	1/1

3.8.4 Resultados dos Testes na MG-1438 CA Radial

3.8.4.1 MG-1438 CA com Modelo de Carga VF0

As Figuras 3.9 e 3.10 mostram o ângulo e o módulo da tensão nodal da microrrede MG-1438 CA, que possui topologia radial com modelo de carga VF0. Estes resultados foram obtidos utilizando os métodos propostos e o MVM, além do MNR. Nota-se que os ângulos e os módulos estimados pelos métodos propostos FMF-MS-CA e FMF-MZ-CA são praticamente os mesmos do MNR.

A Tabela 3.12 mostra as potências de saída das GD, as perdas de potência ativa/reactiva e a frequência angular da MG-1438 CA. Percebe-se que os valores estimados com os métodos propostos são idênticos ao MNR.

A Tabela 3.13 mostra os tempos de CPU, número de iterações e o speedup/speedup⁻¹. Com base nesses resultados percebe-se que, para esta microrrede de grande porte, apesar do número pequeno de iterações, o MNR foi o método que mais consumiu tempo computacional. Os métodos propostos FMF-MS-CA e FMF-MGZ-CA tiveram o mesmo número iterações, mas, o FMF-MGZ-CA foi o método mais rápido. Este resultado era esperado visto que a característica de convergência do FMF-MS-CA e do FMF-MGZ-CA são determinadas pelo mesma função de iteração no método do ponto fixo. É importante destacar que o MVM obteve um desempenho computacional melhor que o FMF-MS-CA para o modelo de carga VF0 na MG-1438 CA radial. Todavia, esta característica não será preservada para os resultados com os modelos de carga VF1 e VF2 que serão apresentados posteriormente. Por outro lado, o tempo computacional do MVM é maior que o do FMF-MGZ-CA. Este resultado é devido a implementação ser realizada usando a linguagem de programação do MATLAB. Esta linguagem de programação é mais eficiente para algoritmos que exploram operações matriciais e vetoriais, tais como o FMF-MGZ-CA e o MNR, do que para algoritmos baseados em operações escalares. Apesar disso, o tempo de CPU do MNR foi pior que aqueles associados com o FMF-MS-CA e o MVM.

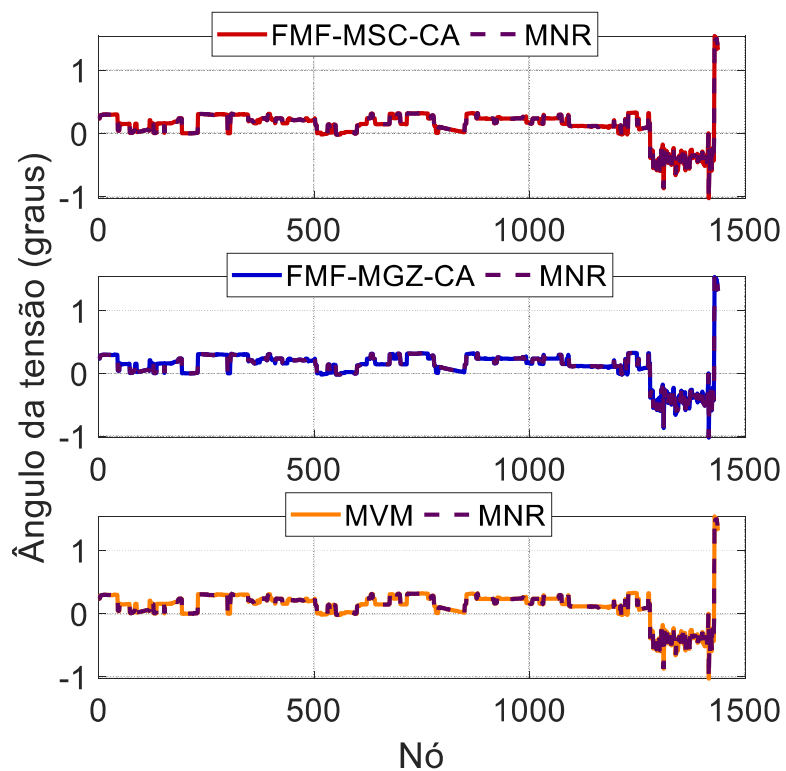


Figura 3.9 – Ângulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF0.

Fonte: Elaboração própria.

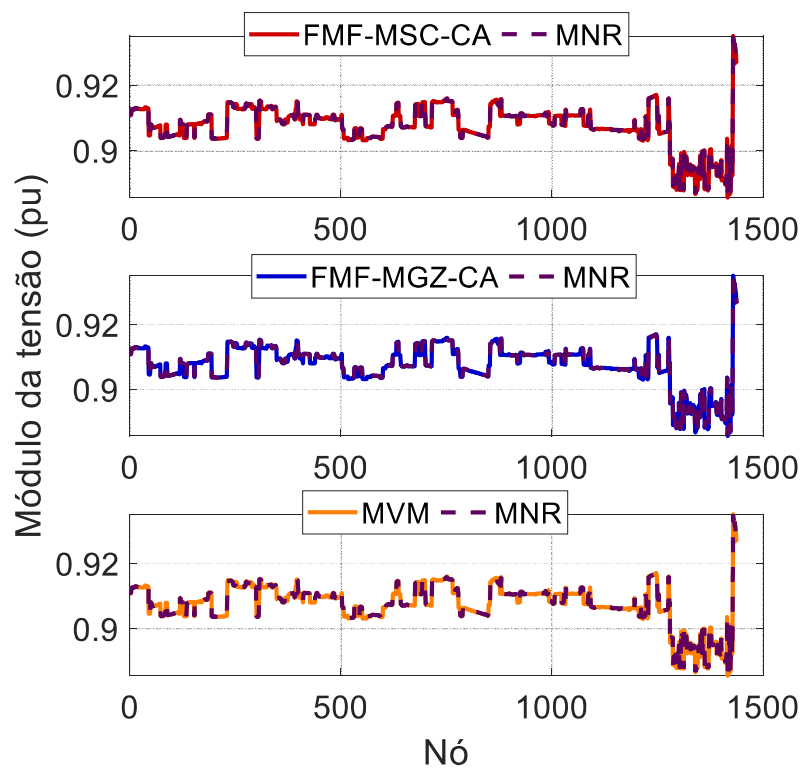


Figura 3.10 – Módulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF0.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.12 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-1438 CA com modelo de carga VF0.

GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)			
	FMF-MSC-CA	FMF-MGZ-CA	MVM	MNR
1	0,48517+j0,30469	0,48517+j0,30469	0,48517+j0,30469	0,48517+j0,30469
2	0,48517+j0,31258	0,48517+j0,31258	0,48517+j0,31258	0,48517+j0,31258
3	0,48517+j0,31132	0,48517+j0,31132	0,48517+j0,31132	0,48517+j0,31132
4	0,48517+j0,32811	0,48517+j0,32811	0,48517+j0,32811	0,48517+j0,32811
5	0,48517+j0,31549	0,48517+j0,31549	0,48517+j0,31549	0,48517+j0,31549
6	0,48517+j0,32128	0,48517+j0,32128	0,48517+j0,32128	0,48517+j0,32128
7	0,48517+j0,32734	0,48517+j0,32734	0,48517+j0,32734	0,48517+j0,32734
8	0,48517+j0,33247	0,48517+j0,33247	0,48517+j0,33247	0,48517+j0,33247
9	0,48517+j0,34387	0,48517+j0,34387	0,48517+j0,34387	0,48517+j0,34387
10	0,48517+j0,34516	0,48517+j0,34516	0,48517+j0,34516	0,48517+j0,34516
ω (pu)	0,990927	0,990927	0,990927	0,990927
P^{loss} (pu)	0,091936	0,091936	0,091936	0,091936
Q^{loss} (pu)	0,286270	0,286270	0,286271	0,286270

Tabela 3.13 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-1438 CA com modelo de carga VF0.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MSC-CA	13	0,490191	25,011326/0,039982
FMF-MGZ-CA	13	0,241870	50,689676/0,019728
MVM	16	0,310045	39,543695/0,025288
MNR	6	12,260317	1/1

3.8.4.2 MG-1438 CA com Modelo de Carga VF1

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com os métodos propostos, FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA, além do MVM e do MNR, na MG-1438 CA usando o modelo de carga VF1, que possui dependência linear com tensão e frequência angular. As Figuras 3.11 e 3.12 mostram o ângulo e modulo da tensão da microrrede teste, respectivamente. A Tabela 3.14 exhibe as potências gerada pelas GD, perdas e frequência angular obtidas com os métodos. Os resultados mostram que os valores foram estimados com exatidão em relação ao MNR.

A Tabela 3.15 mostra os tempos de CPU, número de iterações e o speedup/speedup⁻¹. O MNR obteve o maior custo computacional. Os métodos propostos FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-

CA apresentaram os melhores custos computacionais. É importante enfatizar que o tempo de CPU do MVM não permaneceu menor que o do FMF-MS-CA para o modelo de carga VF1. Este fato indica que a convergência do MVM é mais sensível a mudanças no modelo de carga que a do FMF-MS-CA.

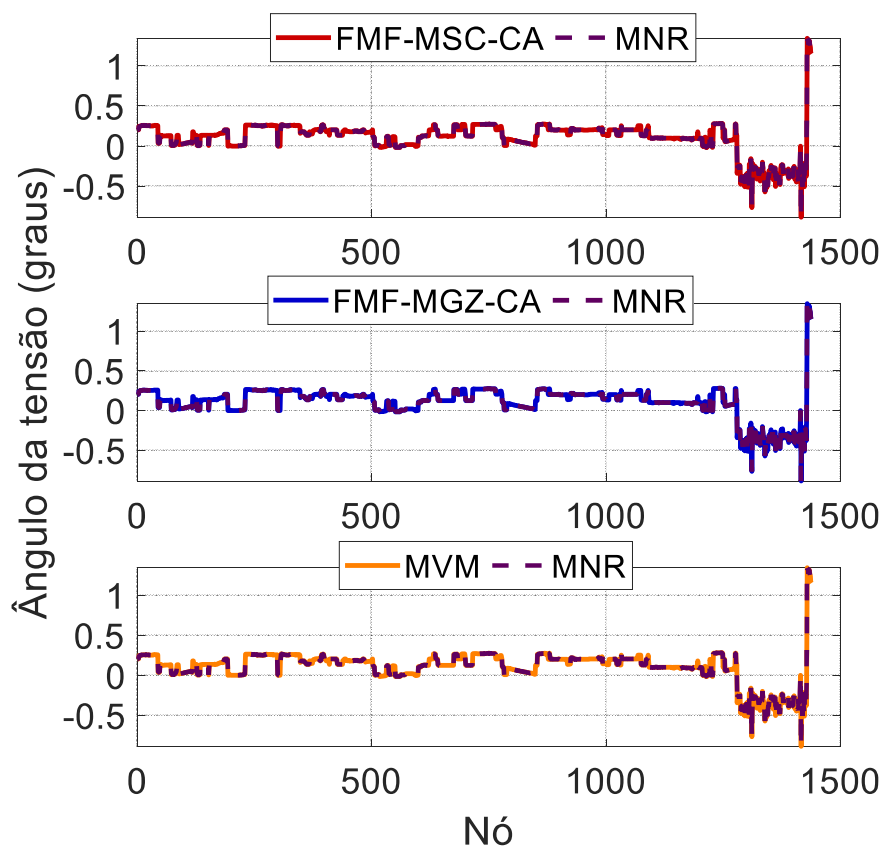


Figura 3.11 – Ângulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF1.

Fonte: Elaboração própria.

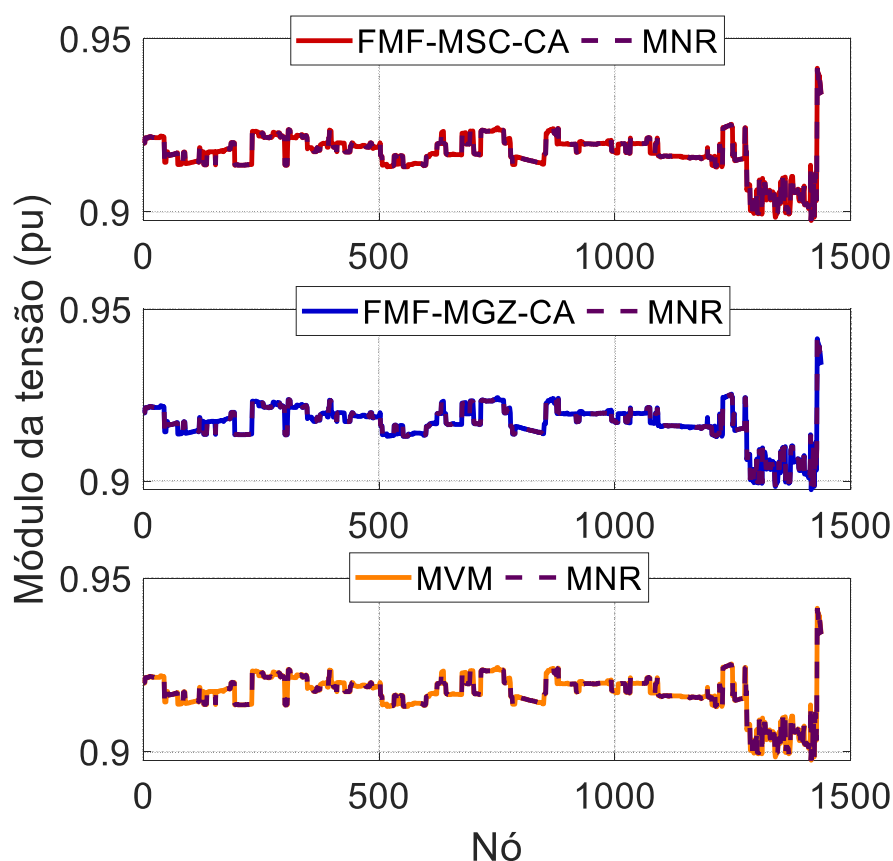


Figura 3.12 – Módulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF1.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.14 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-1438 CA com modelo de carga VF1.

GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)			
	FMF-MSC-CA	FMF-MGZ-CA	MVM	MNR
1	0,43433+j0,27495	0,43433+j0,27495	0,43433+j0,27495	0,43433+j0,27495
2	0,43433+j0,28198	0,43433+j0,28198	0,43433+j0,28198	0,43433+j0,28198
3	0,43433+j0,28076	0,43433+j0,28076	0,43433+j0,28076	0,43433+j0,28076
4	0,43433+j0,29575	0,43433+j0,29575	0,43433+j0,29575	0,43433+j0,29575
5	0,43433+j0,28448	0,43433+j0,28448	0,43433+j0,28448	0,43433+j0,28448
6	0,43433+j0,28965	0,43433+j0,28965	0,43433+j0,28965	0,43433+j0,28965
7	0,43433+j0,29504	0,43433+j0,29504	0,43433+j0,29505	0,43433+j0,29504
8	0,43433+j0,29959	0,43433+j0,29959	0,43433+j0,29959	0,43433+j0,29959
9	0,43433+j0,30962	0,43433+j0,30962	0,43433+j0,30962	0,43433+j0,30962
10	0,43433+j0,31068	0,43433+j0,31068	0,43433+j0,31068	0,43433+j0,31068
ω (pu)	0,99188	0,99188	0,99188	0,99188
P^{loss} (pu)	0,072827	0,072827	0,072827	0,072827
Q^{loss} (pu)	0,22691	0,22691	0,22691	0,22691

Tabela 3.15 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-1438 CA com modelo de carga VF1.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup⁻¹
FMF-MSC-CA	13	0,38691	31,321 / 0,031928
FMF-MGZ-CA	13	0,22674	53,445 / 0,018711
MVM	16	0,44901	26,989 / 0,037052
MNR	6	12,118	1/1

3.8.4.3 MG-1438 CA com Modelo de Carga VF2

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos na MG-438 CA usando o modelo de carga VF2. As Figuras 3.13 e 3.14 mostram os ângulos e módulos das tensões nodais para MG-1438 CA. Além disso, a Tabela 3.16 mostra as potências de saída das GD, as perdas de potência ativa e reativa e a frequência angular da MG-1438 CA. A partir desses resultados, pode-se concluir que o FMF-MSC-CA e o FMF-MGZ-CA obtiveram resultados tão precisos quanto os alcançados pelo MVM e pelo MNR.

A Tabela 3.17 mostra os tempos de CPU, número de iterações e o speedup/speedup⁻¹ obtidos com o FMF-MSC-CA, FMF-MGZ-CA, MVM e MNR para resolver o fluxo de potência na MG-1438 CA com o modelo de carga VF2. A partir desta tabela pode-se concluir que o FMF-MSC-CA e o FMF-MGZ-CA apresentam o melhor desempenho computacional. Adicionalmente, pode-se observar que o custo computacional do MVM não permaneceu inferior ao do FMF-MSC-CA. Este resultado demonstra que a característica de convergência do FMF-MSC-CA é mais robusta com relação a mudanças no modelo de carga que a do MVM.

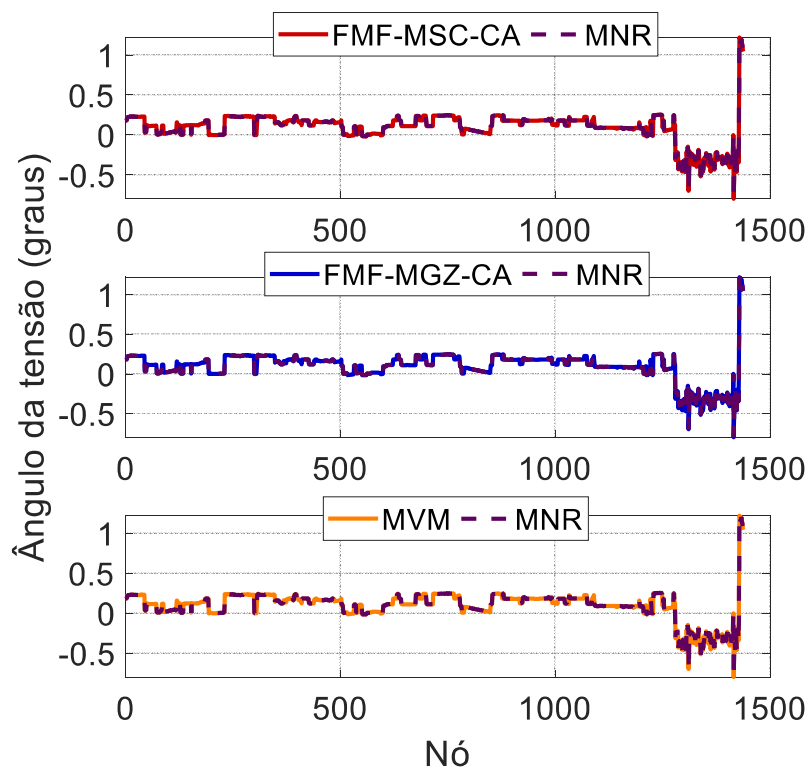


Figura 3.13 – Ângulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF2.

Fonte: Elaboração própria.

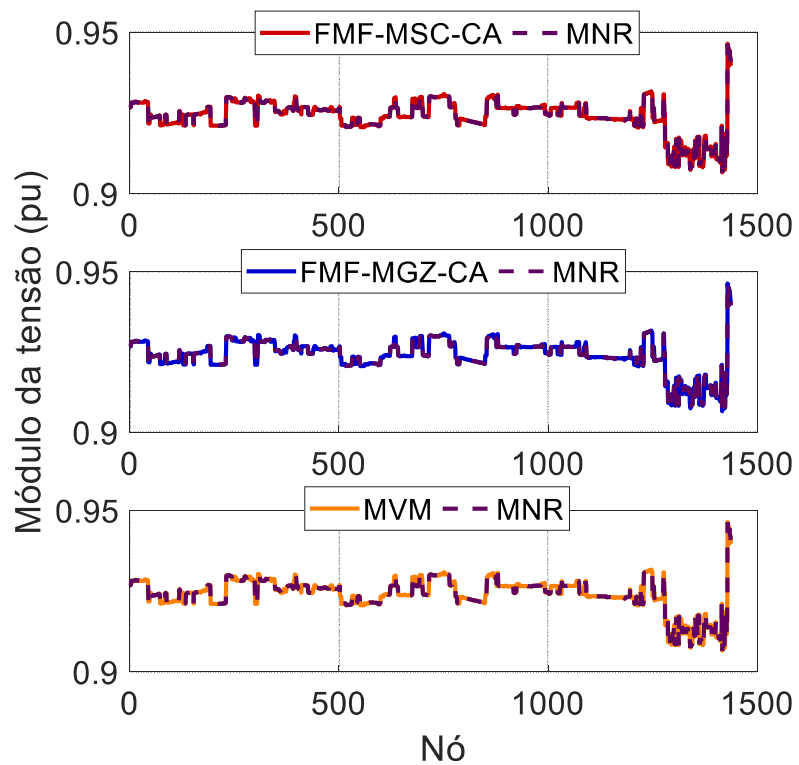


Figura 3.14 – Módulo da tensão da microrrede MG-1438 CA com o modelo de carga VF2.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.16 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-1438 CA com modelo de carga VF2.

GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)			
	FMF-MSC-CA	FMF-MGZ-CA	MVM	MNR
1	0,3997+j0,2514	0,3997+j0,2514	0,3997+j0,2514	0,3997+j0,2514
2	0,3997+j0,2578	0,3997+j0,2578	0,3997+j0,2578	0,3997+j0,2578
3	0,3997+j0,2566	0,3997+j 0,2566	0,3997+j0,2566	0,3997+j0,2566
4	0,3997+j0,2703	0,3997+j 0,2703	0,3997+j0,2703	0,3997+j0,2703
5	0,3997+j0,2600	0,3997+j 0,2600	0,3997+j0,2600	0,3997+j0, 2600
6	0, 3997+j0,2647	0,3997+j 0,2647	0,3997+j0,2647	0,3997+j0,2647
7	0, 3997+j0,2696	0,3997+j 0,2696	0,3997+j0,2696	0,3997+j0,2696
8	0, 3997+j0,2738	0,3997+j0,2738	0,3997+j0,2738	0,3997+j0,2738
9	0,3997+j0,2828	0,3997+j0,2828	0,3997+j0,2828	0,3997+j0,2828
10	0, 3997+j0,2837	0,3997+j0,2837	0,3997+j0,2837	0,3997+j0,2837
ω (pu)	0,992525	0,992525	0,992525	0, 992525
P^{loss} (pu)	0,060666	0,060666	0,060666	0,060666
Q^{loss} (pu)	0,189109	0,189109	0,189109	0,189109

Tabela 3.17 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-1438 CA com modelo de carga VF2.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MSC-CA	13	0,45412	30,079 /0,033246
FMF-MGZ-CA	13	0,23304	58,612 /0,017061
MVM	15	0,5699	23,968 /0,041723
MNR	6	13,659	1 /1

Até agora, os resultados obtidos com FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA foram aplicados exclusivamente em microrredes radiais. Para demonstrar que o FMF-MGZ-CA pode ser aplicado a microrredes malhadas, foram realizados mais dois estudos: um com a versão malhada da MG-33 CA e outro com a microrrede malhada MG-310. Os resultados obtidos com essas duas microrredes malhadas são apresentados na próxima subseção.

3.8.5 Resultados dos Testes na MG-33 CA Malhada

3.8.5.1 MG-33 CA Malhada com Modelo de Carga VF0

As Figuras 3.15 e 3.16 mostram os ângulos e magnitudes das tensões nodais para a MG-33 CA malhada obtidos através do FMF-MGZ-CA e MNR para o modelo de carga VF0. A Tabela 3.18 mostra as perdas de potência ativa e reativa, potências de saída ativa e reativa da GD e a frequência angular obtidas pelo MNR e pelo FMF-MGZ-CA na versão malhada da MG-33 CA considerando o modelo de carga VF0. A partir desses resultados, pode-se observar que o FMF-MGZ-CA tem a mesma precisão que o MNR em microrredes com topologia malhada.

A Tabela 3.19 mostra o número de iterações e custos computacionais obtidos pelo FMF-MGZ-CA e MNR. Este resultado mostra que o custo computacional do FMF-MGZ-CA, para microrredes pequenas usando modelo de carga VF0, é semelhante ao associado ao MNR. Análogo ao caso radial, esse resultado ocorre porque a MG-33 CA é uma rede de pequena escala na qual o custo computacional das operações matriciais (construção e solução do sistema linear associado com a matriz jacobiana) do MNR é pequeno.

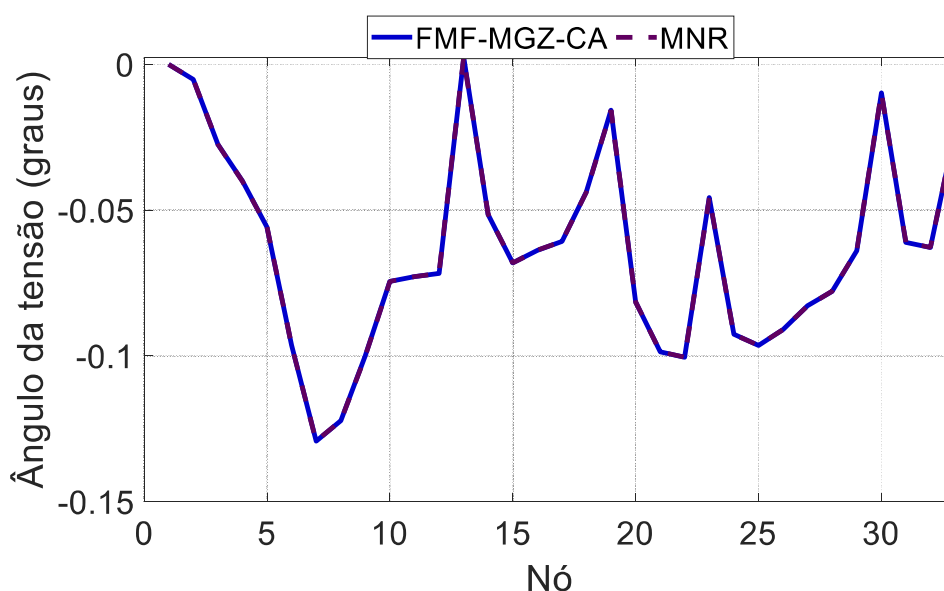


Figura 3.15 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF0.

Fonte: Elaboração própria.

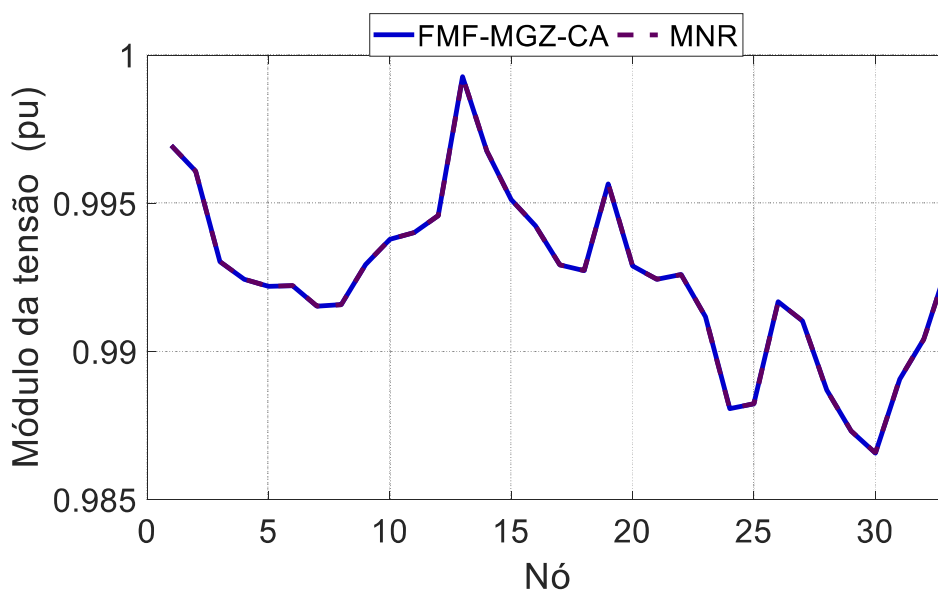


Figura 3.16 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF0.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.18 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-33 CA malhada com modelo de carga VF0.

Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)	
	FMF-MGZ-CA	MNR
1	2,4988+j0,96098	2,4988+j0,96098
6	0,97994+j0,90778	0,97994+j0,90778
13	1,6994+j0,90728	1,6994+j0,90728
25	0,97994+j0,91176	0,97994+j0,91176
33	1,2997+j0,93518	1,2997+j0,93518
ω (pu)	0,92006	0,92006
P^{loss} (pu)	0,027867	0,027867
Q^{loss} (pu)	0,022991	0,022991

Tabela 3.19 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-33 CA malhada com modelo de carga VF0.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MGZ-CA	6	0,12119	1,0456/ 0,95639
MNR	4	0,12672	1/1

3.8.5.2 MG-33 CA Malhada com Modelo de Carga VF1

As Figuras 3.17 e 3.18 mostram os ângulos e magnitudes das tensões nodais para a MG-33 CA malhada obtidos através do FMF-MGZ-CA e MNR para o modelo de carga VF1. A Tabela 3.20 mostra as perdas de potência ativa e reativa, potências de saída ativa e reativa da GD e a frequência angular obtidas pelo MNR e pelo FMF-MGZ-CA na versão malhada da MG-33 CA considerando o modelo de carga VF1. Pode-se notar que os resultados obtidos por ambos os métodos são os mesmos.

A Tabela 3.21 exhibe o número de iterações e custos computacionais obtidos pelo FMF-MGZ-CA e pelo MNR. Este resultado mostra que o custo computacional do FMF-MGZ-CA, para microrredes pequenas usando modelo de carga VF1, é levemente melhor do que o MNR. Todavia, a similaridade entre os tempos de CPU destes métodos não será preservada em microrredes de grande porte conforme será mostrado posteriormente.

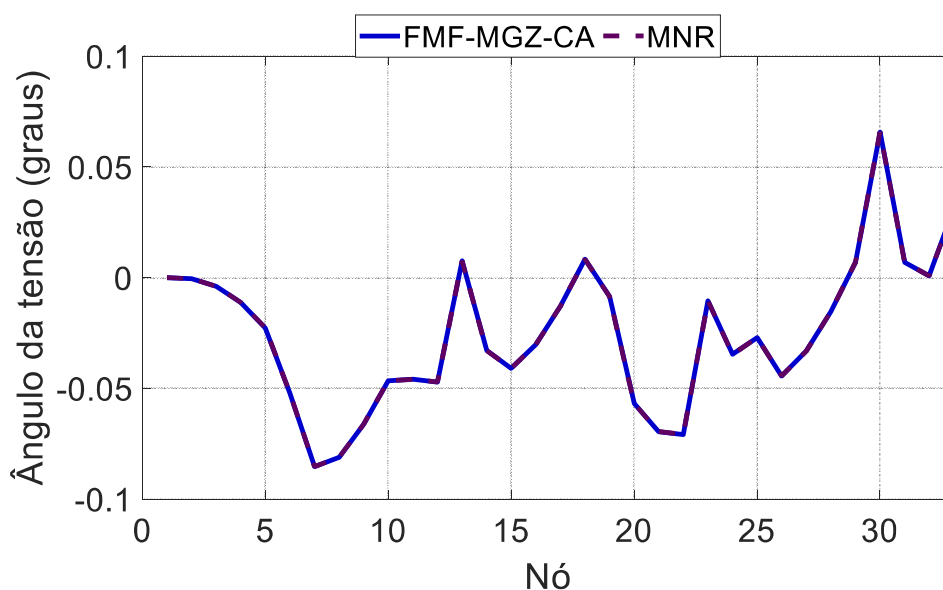


Figura 3.17 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF1.

Fonte: Elaboração própria.

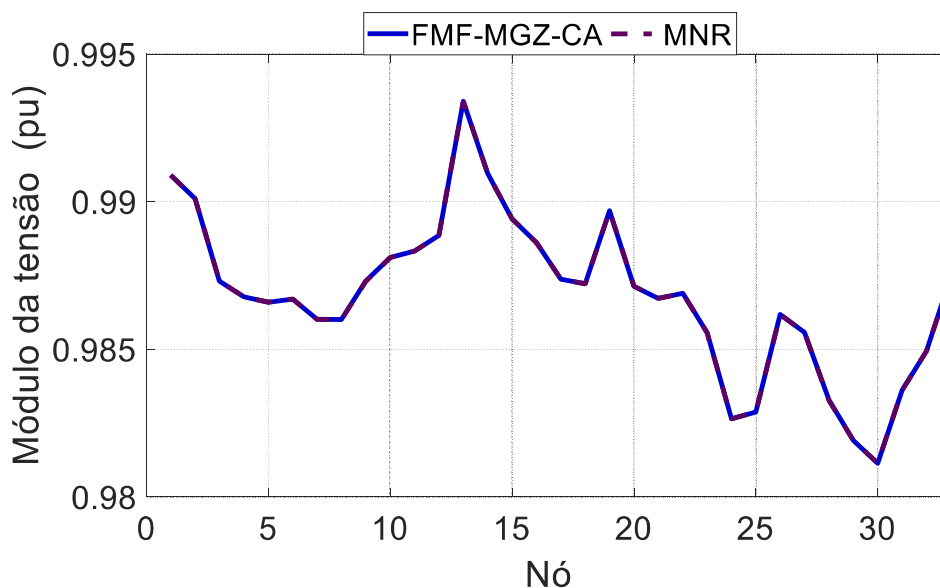


Figura 3.18 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF1.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.20 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-33 CA malhada com modelo de carga VF1.

Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)	
	FMF-MGZ-CA	MNR
1	2,185+1,0821	2,185+1,0821
6	0,96425+0,9133	0,96425+0,9133
13	1,5425+0,96603	1,5425+0,96603
25	0,96425+0,91713	0,96425+0,91713
33	1,2213+0,96269	1,2213+0,96269
ω (pu)	0,93575	0,93575
P^{loss} (pu)	0,024863	0,024863
Q^{loss} (pu)	0,0208	0,0208

Tabela 3.21 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-33 CA com modelo de carga VF1.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MGZ-CA	6	0,10572	1,1857 / 0,84339
MNR	4	0,12536	1

3.8.5.3 MG-33 CA Malhada com Modelo de Carga VF2

As Figuras 3.19 e 3.20 mostram os ângulos e módulos das tensões CA nodais na MG-33 CA malhada para o modelo de carga VF2. A Tabela 3.22 mostra os valores das potências de saída da GD, a frequência e as perdas de potência ativa e reativa. A partir destes resultados, nota-se que o FMF-MGZ-CA foi capaz de estimar com precisão os valores das grandezas elétricas de interesse com relação ao MNR.

A Tabela 3.23 mostra os tempos de CPU, número de iterações e o speedup/speedup⁻¹ obtidos pelo FMF-MGZ-CA e pelo MNR na MG-33 malhada. Nota-se que o desempenho computacional do FMF-MGZ-CA é um pouco melhor que o do MNR.

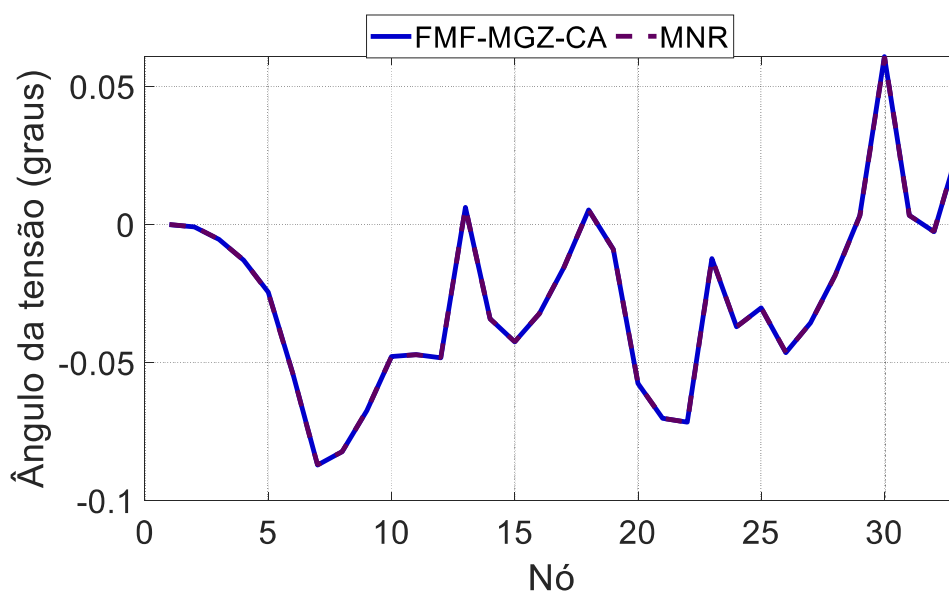


Figura 3.19 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF2.

Fonte: Elaboração própria.

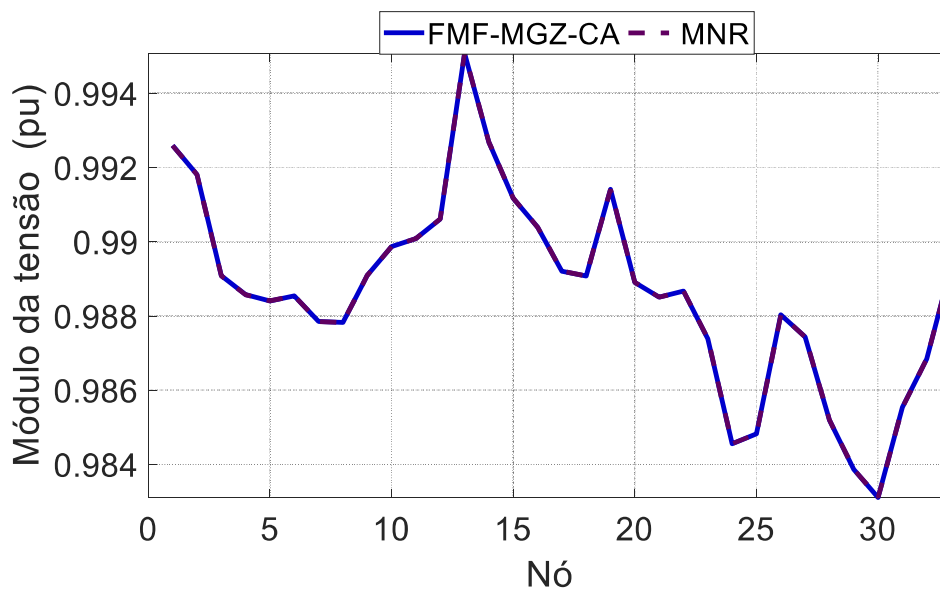


Figura 3.20 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada com o modelo de carga VF2.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.22 – Perdas de potência, frequência angular e potência de saída das GD (em pu) na MG-33 CA malhada com modelo de carga VF2.

Nó da GD e perdas	$Pg_i + jQg_i$ (pu)	
	FMF-MGZ-CA	MNR
1	2,1514+j1,0481	2,1514+j1,0481
6	0,96257+j0,91145	0,96257+j0,91145
13	1,5257+j0,94914	1,5257+j0,94914
25	0,96257+j0,91518	0,96257+j0,91518
33	1,2129+j0,95332	1,2129+j0,95332
ω (pu)	0,93743	0,93743
P^{loss} (pu)	0,023883	0,023883
Q^{loss} (pu)	0,020029	0,020029

Tabela 3.23 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-33 CA malhada com modelo de carga VF2.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MGZ-CA	6	0,10277	1,263 /0,79175
MNR	4	0,1298	1

3.8.6 Resultados dos Testes na MG-310 CA Malhada

3.8.6.1 MG-310 CA com Modelo de Carga VF0

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com o método FMF-MGZ-CA proposto e o MNR na MG-310 CA malhada usando o modelo de carga VF0. As Figuras 3.21 e 3.22 mostram os ângulos e módulos das tensões na MG-310 CA. Adicionalmente, as Tabelas 3.24 e 3.25 mostram as potências ativa e reativa injetadas pelas GD na microrrede, perdas de potência ativa e reativa e a frequência angular na MG-310 CA. A partir destes resultados, pode-se observar que o FMF-MGZ-CA foi capaz de determinar o estado e outras variáveis de interesse com alta precisão em relação ao MNR.

É importante notar que há variações abruptas (degraus) na magnitude da tensão com relação aos nós da microrrede na Figura 22. Estas variações abruptas têm duas causas:

- i) As barras não estão ordenadas em ordem descendente com relação ao módulo da tensão.
- ii) As potências de referência do controle droop dos geradores são ajustadas para zero. Esta é uma estratégia de operação muito severa, pois o fluxo de potência é que realiza o despacho dos geradores. Consequentemente, há grandes variações de tensão e de frequência.

A Tabela 3.26 mostra os tempos de CPU, número de iterações e o speedup/speedup⁻¹. Com base nessa tabela percebe-se que o FMF-MGZ-CA foi em torno de 4 vezes mais rápido do que o MNR. É importante ressaltar que quanto maior a dimensão da microrrede maior é a economia no custo computacional obtida pelo FMF-MGZ-CA (que só exige a solução de sistemas triangulares por iteração) em relação ao MNR, pois a solução de um sistema linear por iteração no MNR requer um tempo de CPU elevado.

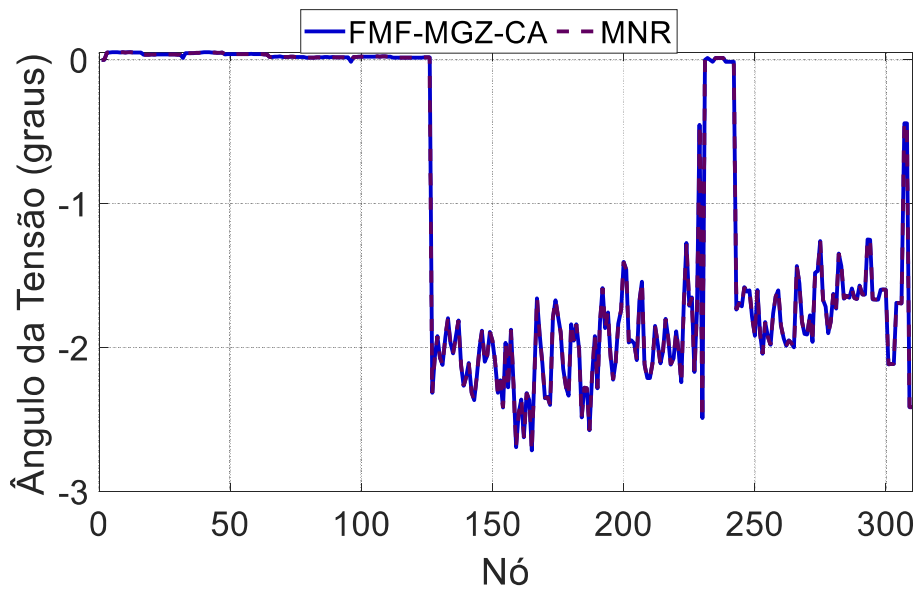


Figura 3.21 – Ângulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF0.

Fonte: Elaboração própria.

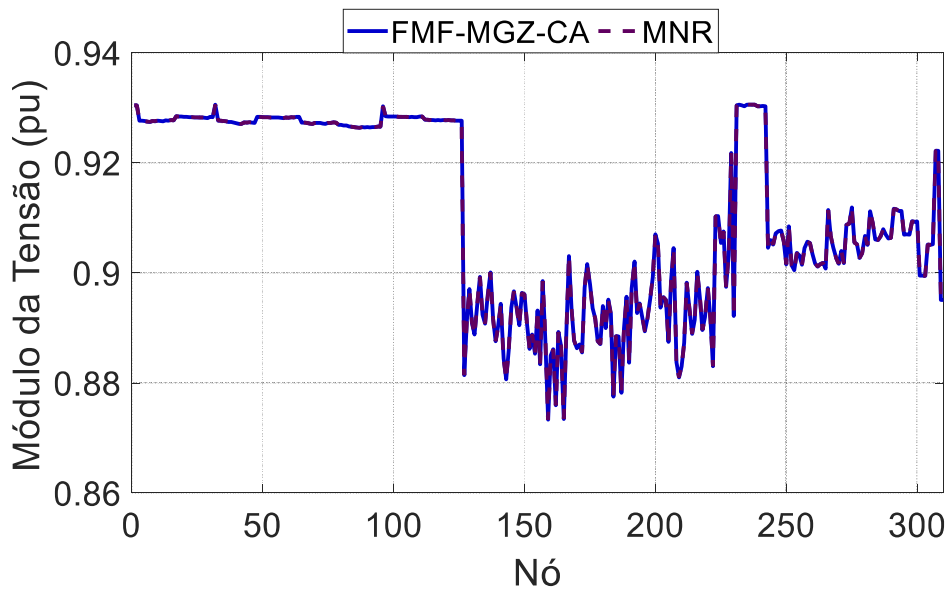


Figura 3.22 – Módulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF0.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.24 – Potência de saída das GD (em pu) na MG-310 com modelo de carga VF0.

Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)		Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)	
	FMF-MGZ-CA	MNR		FMF-MGZ-CA	MNR
P20	1,7844+j1,1937	1,7844+j1,1937	P123	1,7844+j1,1811	1,7844+j1,1811
P25	1,7844+j1,1921	1,7844+j1,1921	P132	1,7844+j1,181	1,7844+j1,181
P33	1,7844+j1,1819	1,7844+j1,1819	P143	1,7844+j1,1919	1,7844+j1,1919
P42	1,7844+j1,1826	1,7844+j1,1826	P145	1,7844+j1,1921	1,7844+j1,1921
P49	1,7844+j1,1947	1,7844+j1,1947	P12	1,7844+j1,1455	1,7844+j1,1455
P59	1,7844+j1,1981	1,7844+j1,1981	P28	1,7844+j1,1453	1,7844+j1,1453
P72	1,7844+j1,1837	1,7844+j1,1837	P46	1,7844+j1,1454	1,7844+j1,1454
P79	1,7844+j1,182	1,7844+j1,182	P63	1,7844+j1,1453	1,7844+j1,1453
P88	1,7844+j1,2001	1,7844+j1,2001	P82	1,7844+j1,1504	1,7844+j1,1504
P95	1,7844+j1,1988	1,7844+j1,1988	P98	1,7844+j1,1505	1,7844+j1,1505
P101	1,7844+j1,2078	1,7844+j1,2078	P118	1,7844+j1,15	1,7844+j1,15
P114	1,7844+j1,2115	1,7844+j1,2115	P135	1,7844+j1,1501	1,7844+j1,1501

Tabela 3.25 – Perdas de potência e frequência angular (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF0.

Grandeza	FMF-MGZ-CA	MNR
ω (pu)	0,99054	0,99054
P^{loss} (pu)	0,61636	0,61636
Q^{loss} (pu)	2,5519	2,5519

Tabela 3.26 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-310 CA com modelo de carga VF0.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MGZ-CA	9	0,22067	4,917/0,20337
MNR	7	1,085	1/1

3.8.6.2 MG-310 CA com Modelo de Carga VF1

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com o FMF-MGZ-CA na MG-310 CA usando o modelo de carga VF1. As Figuras 3.23 e 3.24 mostram ângulos e módulos das tensões nodais da MG-310 CA. E as Tabelas 3.27 e 3.28 mostram as potências ativa e reativa injetadas pela GD, as perdas de potência ativa e reativa e a frequência angular na microrrede

MG-310 CA. A partir destes resultados, pode-se observar que o FMF-MGZ-CA foi capaz de estimar com precisão os valores destas tabelas em relação ao MNR.

A Tabela 3.29 mostra os tempos de CPU, número de iterações e o speedup/speedup⁻¹. Com base nessa tabela percebe-se que o FMF-MGZ-CA foi mais de 5 vezes mais rápido do que o MNR para o modelo de carga com dependência linear em relação a frequência angular e a tensão.

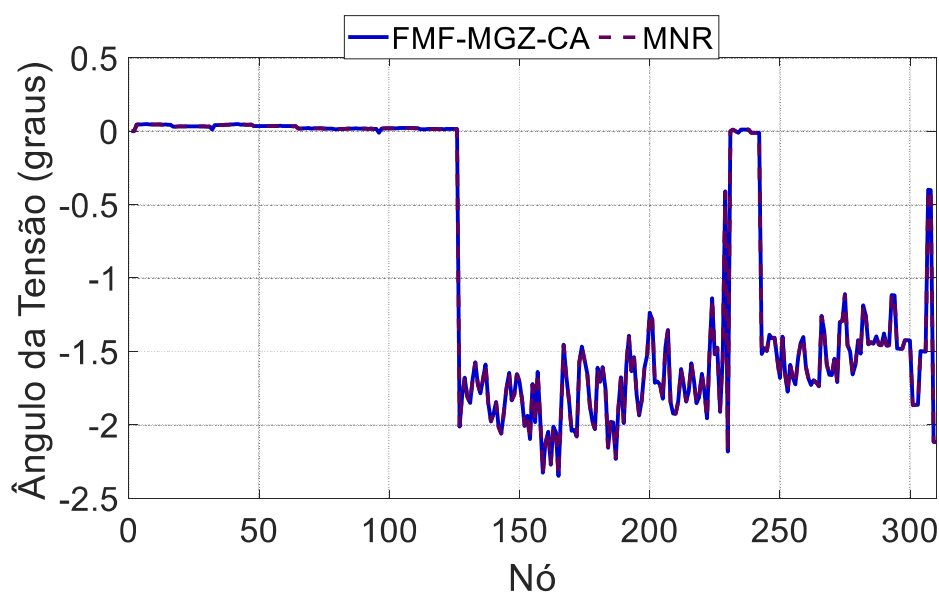


Figura 3.23 – Ângulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF1.

Fonte: Elaboração própria.

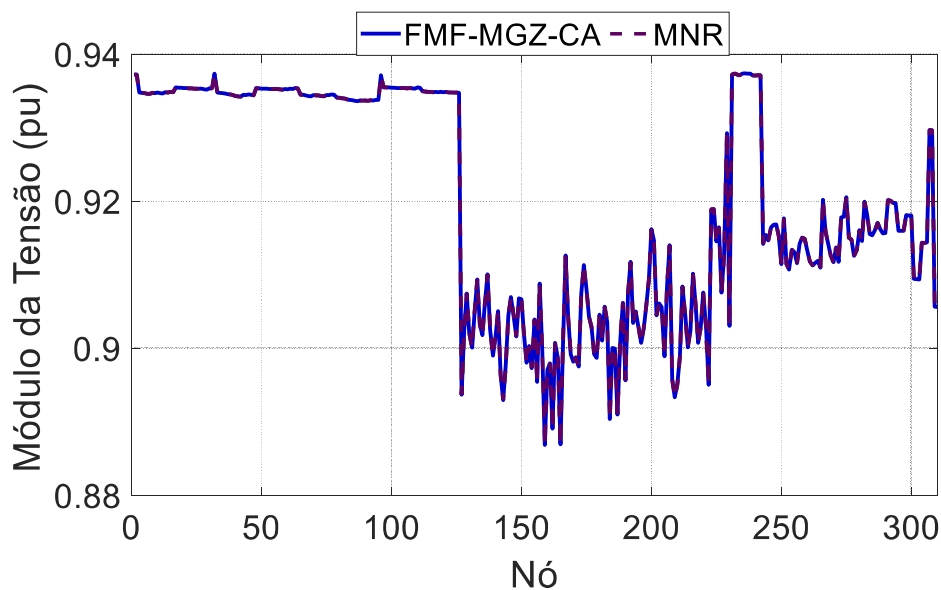


Figura 3.24 – Módulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF1.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.27 – Potência de saída das GD (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF1.

Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)		Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)	
	FMF-MGZ-CA	MNR		FMF-MGZ-CA	MNR
P20	1,5988+j1,0759	1,5988+j1,0759	P123	1,5988+j1,0648	1,5988+j1,0648
P25	1,5988+j1,0745	1,5988+j1,0745	P132	1,5988+j1,0647	1,5988+j1,0647
P33	1,5988+j1,0657	1,5988+j1,0657	P143	1,5988+j1,0746	1,5988+j1,0746
P42	1,5988+j1,0663	1,5988+j1,0663	P145	1,5988+j1,0747	1,5988+j1,0747
P49	1,5988+j1,0773	1,5988+j1,0773	P12	1,5988+j1,0333	1,5988+j1,0333
P59	1,5988+j1,0804	1,5988+j1,0804	P28	1,5988+j1,0331	1,5988+j1,0331
P72	1,5988+j1,0677	1,5988+j1,0677	P46	1,5988+j1,0332	1,5988+j1,0332
P79	1,5988+j1,0661	1,5988+j1,0661	P63	1,5988+j1,0332	1,5988+j1,0332
P88	1,5988+j1,0816	1,5988+j1,0816	P82	1,5988+j1,0375	1,5988+j1,0375
P95	1,5988+j1,0804	1,5988+j1,0804	P98	1,5988+j1,0376	1,5988+j1,0376
P101	1,5988+j1,0887	1,5988+j1,0887	P118	1,5988+j1,0372	1,5988+j1,0372
P114	1,5988+j1,092	1,5988+j1,092	P135	1,5988+j1,0372	1,5988+j1,0372

Tabela 3.28 – Perdas de potência e frequência angular (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF1.

Grandeza	FMF-MGZ-CA	MNR
ω (pu)	0,99152	0,99152
P^{loss} (pu)	0,48502	0,48502
Q^{loss} (pu)	2,0176	2,0176

Tabela 3.29 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-310 CA com modelo de carga VF1.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MGZ-CA	9	0,1566	5,4491/0,18352
MNR	6	0,85333	1/1

3.8.6.3 MG-310 CA com Modelo de Carga VF2

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com os métodos propostos na MG-310 CA malhada usando o modelo de carga VF2. As Figuras 3.25 e 3.26 mostram ângulos e módulos nodais da MG-310 CA. E as Tabelas 3.30 e 3.31 mostram as potências ativa e reativa injetadas pelas GD na microrrede, perdas de potência ativa e reativa e a frequência angular da MG-310 CA. Estes resultados mostram que o FMF-MGZ-CA estima com exatidão, em relação ao MNR, o estado e outras grandezas de interesse. A Tabela 3.32 mostra os tempos de CPU,

número de iterações e o $\text{speedup}/\text{speedup}^{-1}$. Com base nessa tabela percebe-se que o FMF-MGZ-CA foi quase 5 vezes mais rápido do que o MNR.

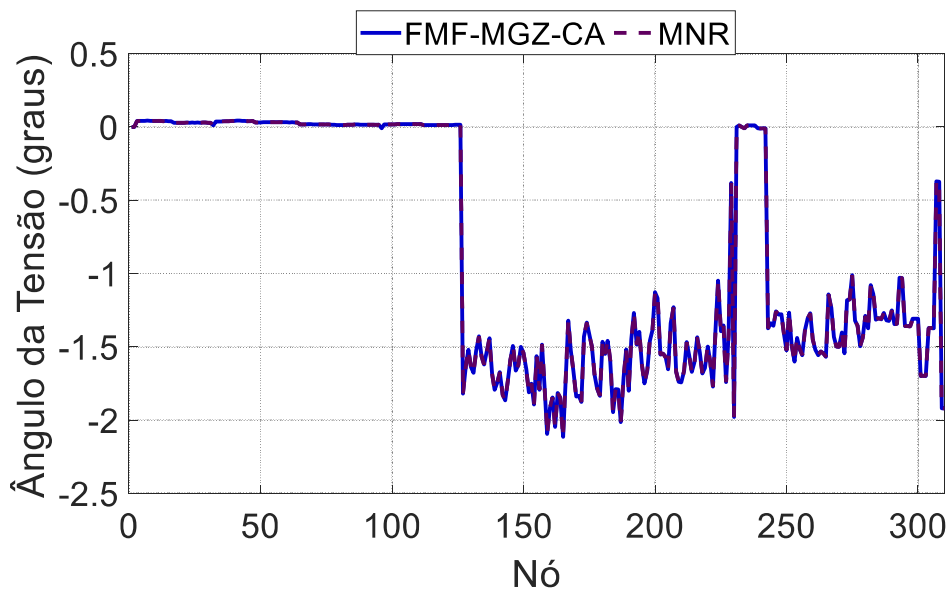


Figura 3.25 – Ângulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF2.

Fonte: Elaboração própria.

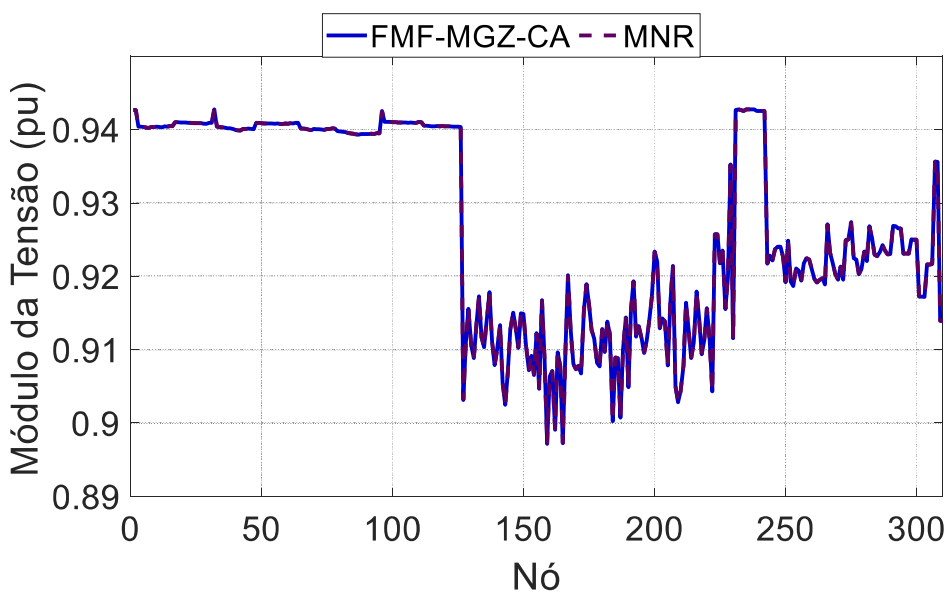


Figura 3.26 – Módulo da tensão da microrrede MG-310 CA com o modelo de carga VF2.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.30 – Potência de saída das GD (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF2.

Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)		Nó da GD	$Pg_i + jQg_i$ (pu)	
	FMF-MGZ-CA	MNR		FMF-MGZ-CA	MNR
P20	1,4731+j0,98336	1,4731+j0,98336	P123	1,4731+j0,97317	1,4731+j0,97317
P25	1,4731+j0,982	1,4731+j0,982	P132	1,4731+j0,97307	1,4731+j0,97307
P33	1,4731+j0,97416	1,4731+j0,97416	P143	1,4731+j0,98228	1,4731+j0,98228
P42	1,4731+j0,97471	1,4731+j0,97471	P145	1,4731+j0,98246	1,4731+j0,98246
P49	1,4731+j0,98491	1,4731+j0,98491	P12	1,4731+j0,94458	1,4731+j0,94458
P59	1,4731+j0,98782	1,4731+j0,98782	P28	1,4731+j0,94438	1,4731+j0,94438
P72	1,4731+j0,97622	1,4731+j0,97622	P46	1,4731+j0,94454	1,4731+j0,94454
P79	1,4731+j0,97483	1,4731+j0,97483	P63	1,4731+j0,94445	1,4731+j0,94445
P88	1,4731+j0,98847	1,4731+j0,98847	P82	1,4731+j0,9483	1,4731+j0,9483
P95	1,4731+j0,98738	1,4731+j0,98738	P98	1,4731+j0,94842	1,4731+j0,94842
P101	1,4731+j0,99524	1,4731+j0,99524	P118	1,4731+j0,94799	1,4731+j0,94799
P114	1,4731+j0,99827	1,4731+j0,99827	P135	1,4731+j0,94807	1,4731+j0,94807

Tabela 3.31 – Perdas de potência e frequência angular (em pu) na MG-310 CA com modelo de carga VF2.

Grandeza	FMF-MGZ-CA	MNR
ω (pu)	0,99219	0,99219
P^{loss} (pu)	0,40228	0,40228
Q^{loss} (pu)	1,6794	1,6794

Tabela 3.32 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para a MG-310 CA com modelo de carga VF2.

Método	Número de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MGZ-CA	8	0,17659	4,9645/0,20143
MNR	6	0,87667	1/1

3.8.7 Conclusão dos Testes com as Versões do FMF-CA

Inicialmente, deve-se destacar que os desvios de frequência obtidos por todos os métodos são significativos (cerca de 10%). Contudo, estes desvios não são observados na prática devido a atuação das proteções de frequência que desconectam os geradores e resultam em um evento de perda de carga total na microrrede. O impacto da operação de proteções de frequência nos índices de confiabilidade será estudado de forma detalha nos Capítulos 7 e 8 da tese.

Finalmente, é importante comentar alguns aspectos gerais sobre os testes das versões do FMF-CA para microrredes radiais e malhadas:

- i) Os algoritmos de FMF-CA propostos têm alta precisão com relação ao MNR para todos os modelos de carga.
- ii) Os ganhos nos tempos de CPU dos FMF-CA propostos são muito expressivos em sistemas de grande porte, usando-se como referência o MNR.
- iii) Na maioria dos casos de estudo o desempenho computacional do FMF-MSC-CA foi melhor que o do MVM. Este resultado é devido a convergência do MVM ser mais sensível ao modelo de carga e as características da microrrede.
- iv) O FMF-MGZ-CA apresentou menor custo computacional que o FMF-MSC-CA. Este resultado é devido ao fato de que o desempenho computacional de algoritmos matriciais e vetoriais ser superior ao dos algoritmos escalares no ambiente do MATLAB.
- v) O desempenho computacional bem sucedido do FMF-MGZ-CA, em relação ao MNR, se deve ao fato de que em uma iteração do FMF-MGZ-CA só é requerida a solução de sistemas triangulares resultantes da decomposição LU da matriz dos coeficientes do sistema linear da MANA.
- vi) Os números de iterações do FMF-MSC-CA e do FMF-MGZ-CA foram os mesmos na maioria dos casos de estudo nas microrredes MG-33 CA e MG-1438 CA. Este resultado evidencia a validade da hipótese de que tanto o FMF-MSC-CA como o FMF-MGZ-CA são governados pela mesma característica de convergência.
- vii) Os comentários acima indicam que o FMF-MSC-CA e o FMF-MGZ-CA são técnicas eficazes e precisas para o cálculo de tensões nodais em microrredes radiais e malhadas, respectivamente, operando no modo ilhado.
- viii) As características dos métodos FMF-MSC-CA e FMF-MGZ-CA, citadas anteriormente, qualificam esse método para estudos avançados em microrredes ilhadas, por exemplo, fluxo de potência probabilístico para a modelagem de incertezas e fluxo de potência ótimo robusto via meta-heurísticas.

3.9 Resultados dos Testes com o Fluxo FMF-CC

Esta seção apresenta os resultados dos testes obtidos com as duas versões propostas do fluxo de potência com múltiplas barras de folga para microrredes CC (FMF-CC): FMF-CC via Método de Soma de Correntes (FMF-MSC-CC) e FMF-CC via no Método de Gauss-Zbus (FMF-MGZ-CC).

3.9.1 Descrição das Microrredes CC Testes

As microrredes CC utilizadas nos testes são versões CC das microrredes CA MG-33 CA radial e malhada e da MG-1438 CA descritas na seção 3.8.1. Entretanto, para aplicar os métodos propostos FMF-MSC-CC e FMF-MGZ-CC desconsiderou-se as reatâncias dos circuitos e das potências reativas das cargas e da GD, pois estes parâmetros são inexistentes em microrredes CC. Estas modificações são frequentemente usadas na literatura técnica para gerar redes de teste, a partir de redes de distribuição CA existentes, para algoritmos de fluxo de potência para redes de distribuição CC [48].

A GD CC foi modelada no fluxo de potência considerando-se o controle droop $Pg^{cc} - V^{cc}$. As constantes droop foram calculadas conforme (3.72).

$$Kg^{P^{CC}} = \frac{V^{CCmax} - V^{CCmin}}{P^{CCmax}} \quad (3.72)$$

Onde:

P^{CCmax} é a potência máxima nominal da GD CC. Para os resultados apresentados a seguir,

P^{CCmax} foi considerado os mesmos valores das potências ativas das microrredes CA;

V^{CCmax} e V^{CCmin} são a tensão CC máxima e mínima, respectivamente.

As Tabelas 3.33 e 3.34 mostram as características das GD CC para as microrredes MG-33 CC radial e malhada e para a MG-1438 CC, respectivamente.

Tabela 3.33 – Parâmetros do controle droop das GD CC da microrrede MG-33 CC radial e malhada

Nó da GD CC	V^{CCmax} (pu)	V^{CCmin} (pu)	Pg^{max} (pu)	Pg^{ref} (pu)	V^{ref} (pu)	Kg^{PCC} (pu)	S_{base} (kVa)	V_{base} (kV)
1	1,05	0,95	0,9	0,9	1	0,1111	500	12,66
6	1,05	0,95	0,9	0,9	1	0,1111	500	12,66
13	1,05	0,95	0,9	0,9	1	0,1111	500	12,66
25	1,05	0,95	0,9	0,9	1	0,1111	500	12,66
33	1,05	0,95	0,9	0,9	1	0,1111	500	12,66

Tabela 3.34 – Parâmetros do controle droop das GD CC da microrrede MG-1438 CC.

V^{CCmax} (pu)	V^{CCmin} (pu)	Pg^{max} (pu)	Pg_i^{ref} (pu)	V^{ref} (pu)	Kg^{PCC} (pu)	S_{base} (kVa)	V_{base} (kV)
1,05	0,95	0,625	0	1	0,160	1000	13,8

Em todas as microrredes CC as seguintes considerações são assumidas:

- i) A precisão e os custos computacionais do FMF-MSC-CC e FMF-MGZ-CC foram comparados com o Método de Newton-Raphson para redes CC (MNR-CC).
- ii) Todos os fluxos de potência para microrrede CC operando no modo ilhado foram implementados no MATLAB.
- iii) Todos os testes foram realizados em um computador com processador I5 2.5GHz Intel Core, 8 GB de RAM e sistema operacional Windows 10.
- iv) Os custos computacionais medidos são as medianas para 11 execuções de um método para cada estudo de caso. A fim de comparar o tempo computacional, os critérios de parada da Tabela 3.5 foram adotados para todos os métodos.

Tabela 3.35 – Critérios de convergência para os métodos FMF-MSC-CC e FMF-MGZ-CC.

Número máximo de iterações	1000
Tolerância	10^{-6} pu

A seguir são apresentados os resultados obtidos com o FMF-CC nas microrredes CC.

3.9.2 Resultados dos Testes na MG-33 CC Radial

A Figura 3.27 mostra as tensões CC nodais da MG-33 CC obtidas com o FMF-MSC-CC, FMF-MGZ-CC e o MNR-CC. Nota-se na figura que os valores estimados das tensões CC obtidos pelas versões propostas são iguais aqueles calculados pelo MNR-CC. A Tabela 3.36 apresenta as potências de saída da GD CC e as perdas resistivas na microrrede MG-33 CC. A partir desta tabela, pode-se concluir que os valores das grandezas elétricas obtidos pelo FMF-CC são idênticos aqueles gerados pelo MNR-CC.

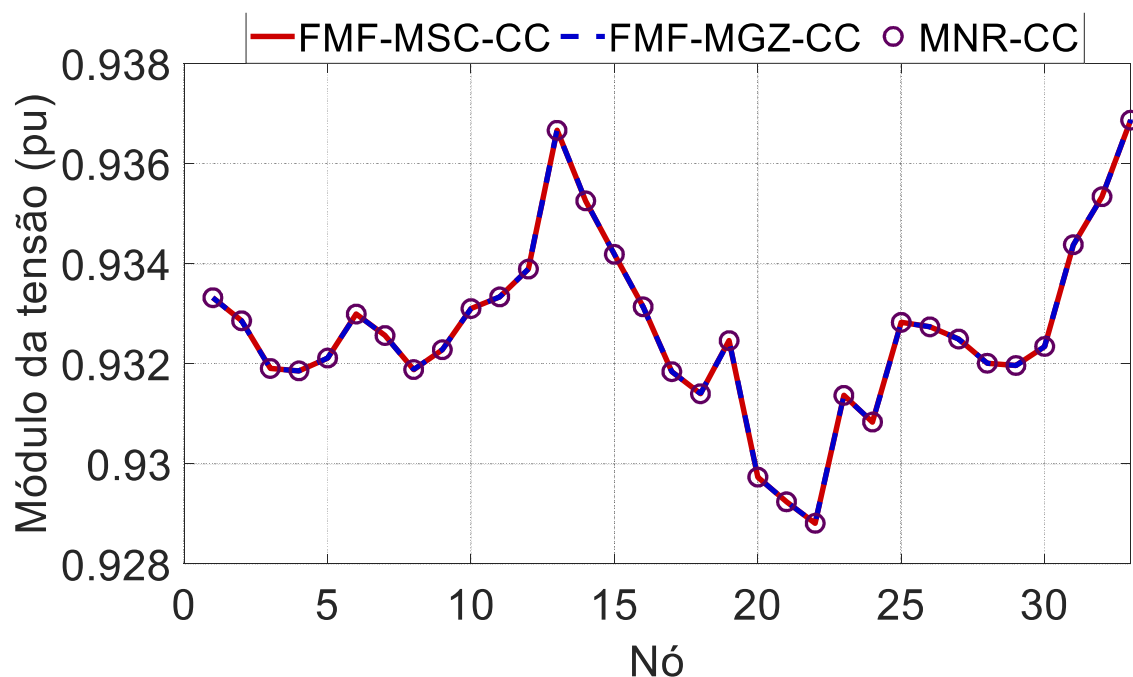


Figura 3.27 – Tensão CC nodal na microrrede MG-33 CC radial.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.36 – Potência ativa na saída das GD CC e perdas na microrrede MG-33 CC radial.

Nó da GD CC e perdas	FMF-MSC-CC (pu)	FMF-MGZ-CC (pu)	MNR-CC (pu)
1	1,5001	1,5001	1,5001
6	1,5031	1,5031	1,5031
13	1,4700	1,4700	1,4700
25	1,5046	1,5046	1,5046
33	1,4682	1,4682	1,4682
p^{loss}	0,0160	0,0160	0,0160

3.9.3 Resultados dos Testes na MG-1438 CC Radial

As Figuras 3.28 e 3.29 mostram as tensões CC nodais da MG-1438 CC obtidas com o FMF-MSC-CC, FMF-MGZ-CC e o MNR-CC. Em ambas as figuras, percebe-se que as curvas das tensões CC se sobrepõem, ou seja, os métodos propostos estimaram com precisão as tensões CC. A Tabela 3.37 demonstra quantitativamente a precisão do FMF-CC com base nas potências da GD CC e nas perdas resistivas totais da microrrede MG-1438 CC.

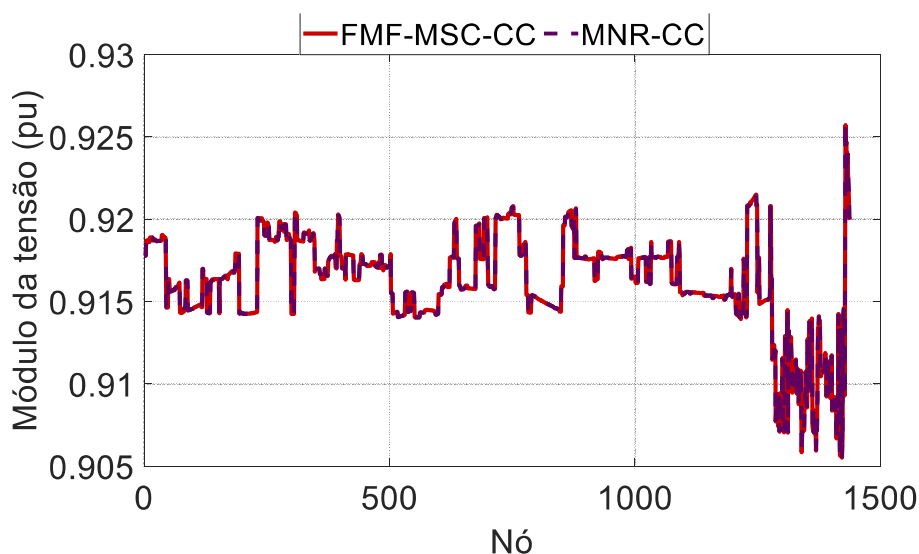


Figura 3.28 – Tensão CC nodal na microrrede MG-1438 CC obtidas usando o FMF-MSC-CC e MNR-CC.

Fonte: Elaboração própria

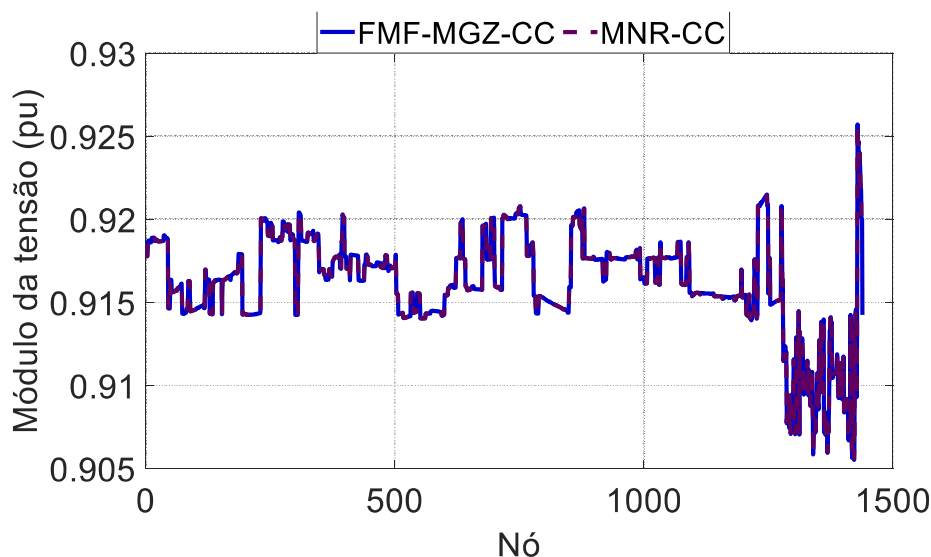


Figura 3.29 – Tensões CC nodal na microrrede MG-1438 CC obtidas usando o FMF-MGZ-CC e MNR-CC.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.37 – Potência ativa na saída das GD CC e perdas na microrrede MG-1438 CC.

Nó da GD CC e perdas	FMF-MS-C-CC (pu)	FMF-MGZ-CC (pu)	MNR-CC (pu)
1	0,4643	0,4643	0,4643
2	0,4722	0,4722	0,4722
3	0,4707	0,4707	0,4707
4	0,4863	0,4863	0,4863
5	0,4749	0,4749	0,4749
6	0,4806	0,4806	0,4806
7	0,4854	0,4854	0,4854
8	0,4895	0,4895	0,4895
9	0,4991	0,4991	0,4991
10	0,5003	0,5003	0,5003
p^{loss}	0,0637	0,0637	0,0637

3.9.4 Resultados dos Testes na MG-33 CC Malhada

A Figura 3.30 mostra as tensões CC nodais da MG-33 CC, com topologia malhada, obtidas com o FMF-MGZ-CC e o MNR-CC. Nota-se nesta figura que o FMF-MGZ-CC obtêm as mesmas tensões CC nodais do MNR-CC. Na Tabela 3.38 são dadas as potências de saída da GD CC e as perdas resistivas da microrrede MG-33 CC malhada. Note que o FMF-MGZ-CC estimou com exatidão os valores das grandezas elétricas mostrados nesta tabela.

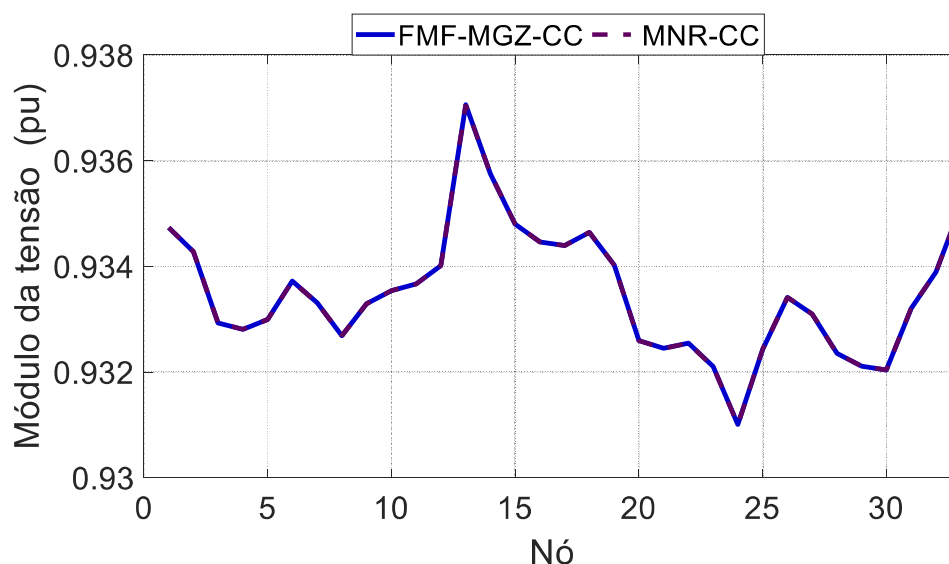


Figura 3.30 – Tensão CC nodal na microrrede MG-33 CC malhada.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3.38 – Potência ativa na saída da GD CC e perdas na microrrede MG-33 CC malhada.

Nó da GD CC e perdas	FMF-MGZ-CC (pu)	MNR-CC (pu)
1	1,4874	1,4874
6	1,4965	1,4965
13	1,4665	1,4665
25	1,5081	1,5081
33	1,4839	1,4839
p^{loss}	0,0124	0,0124

3.9.5 Custo computacional do FMF-CC

As Tabelas 3.39, 3.40 e 3.41 mostram os custos computacionais dos métodos FMF-MSC-CC e FMF-MGZ-CC em relação ao MNR-CC. Nota-se que para microrredes de pequeno porte, o MNR-CC obteve o menor custo computacional, enquanto para microrredes de grande porte os métodos propostos FMF-MSC-CC e FMF-MGZ-CC obtiverem reduções significativas no custo computacional.

Tabela 3.39 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para MG-33 CC radial.

Método	Nº.de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MSC-CC	7	0,0689	0,5327/1,8774
FMF-MGZ-CC	8	0,0473	0,7759/1,2888
MNR-CC	4	0,0367	-

Tabela 3.40 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para MG-1438 CC.

Método	Nº.de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MSC-CC	8	0,1832	2,9279/0,3415
FMF-MGZ-CC	9	0,0835	6,4240/0,1557
MNR-CC	4	0,5364	-

Tabela 3.41 – Número de iterações, tempo de CPU e speedup/speedup⁻¹ para MG-33 CC malhada.

Método	Nº.de iterações	Tempo de CPU (Segundos)	Speedup/Speedup ⁻¹
FMF-MGZ-CC	6	0,0445	0,7371/1,3567
MNR-CC	4	0,0328	-

3.9.6 Conclusão dos Testes com as Versões do FMF-CC

Os seguintes aspectos referentes a acurácia e ao custo computacional dos FMF-CC propostos são destacados:

- i) Analogamente ao FMF-CA, o FMF-CC obteve soluções com a mesma precisão daquelas calculadas pelo MNR-CC. Ou seja, as grandezas elétricas estimadas pelo FMF-CC são idênticas aquelas produzidas pelo MNR-CC.
- ii) Outra similaridade com relação ao FMF-CA é o custo computacional, pois o FMC-CC só obteve uma redução expressiva nos custos computacionais em microrredes de grande porte. Por exemplo, o custo computacional do FMF-MGZ-CC na MG-1438 CC é somente 15,57% do custo computacional do MNR-CC.
- iii) Os comentários dos itens (i) e (ii) sugerem que as metodologias propostas para o cálculo de fluxo de potência em microrredes CC são adequadas para estudos de planejamento da operação em microrredes de grande porte, tais como: a avaliação dos impactos das incertezas nos índices de desempenho da microrrede (perdas, perfil de tensão, carregamento, etc.) via SMC e a otimização de parâmetros da microrrede (topologia, constantes do controle droop, alocação da GD, etc.) para melhorar os índices de desempenho da microrrede usando algoritmos meta-heurísticos e o cálculo de índices de confiabilidade considerando-se a formação de microrredes CC ilhadas. Neste último estudo, o FMF-CC fornece uma alternativa rápida e precisa para avaliar eventos de perda de carga local causados por violações de tensão para cada falha nos componentes à montante da microrrede.

4 Algoritmos de Fluxo de Potência Aproximados com Múltiplas Barras de Folga para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado

4.1 Introdução

Existem três tipos de algoritmos de fluxo de potência para microrredes operando no modo ilhado: métodos de varredura regressiva e progressiva [36], [64] e os métodos baseados nas matrizes jacobiana [34], [39] e Zbus [77]. Todos esses métodos são baseados em processos iterativos para resolver o sistema não-linear associado com o problema de fluxo de potência. Conseqüentemente, os custos computacionais das aplicações que exigem uma solução de uma grande quantidade de problemas de fluxo de potência se tornam altos, por exemplo: (i) a solução do fluxo de potência ótimo por meio de algoritmos populacionais (algoritmos genéticos, otimização de enxame de partículas, estratégias evolutivas etc.); (ii) fluxo de potência probabilístico. É importante enfatizar que os algoritmos fundamentados no Método do Ponto Fixo (que se baseiam na matriz Zbus e na varredura regressiva e progressiva) são capazes de obter soluções com a mesma precisão do MNR e com reduções significativas no custo computacional. Apesar disso, os custos computacionais nas aplicações computacionalmente intensivas ainda se tornam elevados em alguns casos. Por exemplo, a estimação de probabilidades de eventos raros (violações de limites operacionais) em estudos de fluxo de potência probabilístico podem exigir a simulação de milhões de estados do sistema para redes com configurações robustas (redes com altos níveis de confiabilidade devido à instalação de geradores, aumento na capacidade dos circuitos e topologias fortemente malhadas que resultam em grande redundância estrutural). Todavia, deve-se avaliar estas configurações em estudos de planejamento para garantir a confiabilidade do sistema [94]. Esta situação requer o projeto de algoritmos de fluxo de potência alternativos que estabeleçam um compromisso aceitável entre a precisão da solução e o custo computacional, por exemplo, os modelos linearizados de fluxo de potência. Estes algoritmos se tornaram populares na atualidade devido à necessidade de realizar estudos de fluxo de potência probabilístico em redes de distribuição via SMC para avaliar os efeitos das incertezas da GD renovável em métricas de performance da rede de distribuição.

Atualmente, os modelos lineares de fluxo de potência podem ser classificados de acordo com o tipo de injeção nodal utilizada em suas formulações: corrente [95], [96], [97] e potência [100], [102], [103]. No entanto, os modelos baseados em injeção de corrente parecem ser mais precisos do que os baseados em injeção de potência. Por outro lado, é mais fácil formular modelos ideais de fluxo de potência com base em injeções de potência, uma vez que várias restrições e variáveis de decisão são baseadas em potência. No entanto, não existe nenhum modelo de fluxo de potência linear para a microrredes CA e CC operando no modo ilhado.

Neste capítulo é proposto o fluxo de potência linear com múltiplas barras de folga (FMFL), baseado no modelo de injeção de corrente através de séries de potência complexas e na expansão de Taylor de primeira ordem [97]. São formuladas duas versões do FMFL:

- I. FMFL-CA: FMFL para microrredes CA radiais e malhadas operando no modo ilhado.
- II. FMFL-CC: FMFL para microrredes CC radiais e malhadas operando no modo ilhado.

A seguir são apresentadas as formulações do FMFL-CA e do FMFL-CC.

4.2 Formulação do FMFL-CA

A proposta do fluxo de potência linear com múltiplas barras de folga para microrredes CA (FMFL-CA) operando no modo ilhado é baseada na formulação matricial da análise nodal apresentada em (4.1).

$$\mathbf{Y}\mathbf{E} = \mathbf{I}(\omega, \mathbf{V}) \quad (4.1)$$

Onde:

$$I_k(\omega, V_k) = \left(\frac{P_k(\omega) + jQ_k(V_k)}{E_k} \right)^* \quad (4.2)$$

$$P_k(\omega) = P_{G_k}(\omega) - Pd_k \quad (4.3)$$

$$Q_k(V_k) = Q_{G_k}(V_k) - Qd_k \quad (4.4)$$

$$\forall k = 1, \dots, N^{node}$$

Pd_k e Qd_k são as potências ativa e reativa, respectivamente, da carga conectada ao nó k ;

$P_{G_k}(\omega)$ e $Q_{G_k}(V_k)$ são as potências ativa e reativa, respectivamente, da GD CA conectada ao nó k ;

$E_k = e_k + jf_k$ é a tensão complexa nodal no nó k ;

e_k e f_k são partes real e imaginária, respectivamente, da tensão E_k ;

$I_k(\omega, V_k)$ é a injeção de corrente nodal no nó k ;

Y é a matriz de admitância nodal;

e, f, E, V e $I(\omega, V)$ são vetores com dimensão N^{node} em que os elementos estão associados com e_k, f_k, E_k, V_k e $I_k(\omega, V_k)$, respectivamente, $\forall k = 1, \dots, N^{node}$;

N^{node} é o número de nós da microrrede CA.

A injeção de corrente nodal definida em (4.2) é não-linear com relação a tensão complexa nodal E_k . A estratégia usada em [97] para eliminar esta não-linearidade é substituir o termo $1/E_k^*$ por uma aproximação linear baseada na série de Taylor complexa, conforme a expressão abaixo.

$$E_k^{inv} = \frac{1}{E_k^*} \simeq 2 - E_k^* \quad \forall k = 1, \dots, N^{node} \quad (4.5)$$

Escrevendo (4.5) na forma matricial, tem-se:

$$\mathbf{E}^{inv} \approx 2\boldsymbol{\mu} - \mathbf{E}^* \quad (4.6)$$

Onde:

$\boldsymbol{\mu}$ é um vetor com dimensão \mathcal{N} em que todos os elementos são unitários;

$\mathbf{E}^{inv} = [1/E_1^* \quad \dots \quad 1/E_{N^{node}}^*]^T$ e o sobrescrito T denota a transposta do vetor ou matriz.

Reescrevendo o lado direito de (4.2) em função de \mathbf{E}^{inv} , tem-se que:

$$\mathbf{I}(\omega, \mathbf{V}) = [\mathbf{P}(\omega) - j\mathbf{Q}(\mathbf{V})] \circ \mathbf{E}^{inv} \quad (4.7)$$

Onde:

$\mathbf{x} \circ \mathbf{y} = [x_1y_1 \quad \dots \quad x_ny_n]$ denota o produto de Hadamard entre dois vetores x e y com dimensão n ;

$\mathbf{P}(\omega)$ e $\mathbf{Q}(\mathbf{V})$ são vetores com dimensão N^{node} em que os elementos estão associados com $P_k(\omega)$ e $Q_k(V_k)$, respectivamente, $\forall k = 1, \dots, N^{node}$.

Substituindo-se a aproximação \mathbf{E}^{inv} , definida em (4.6), no lado direito de (4.7), tem-se que:

$$\mathbf{I}(\omega, \mathbf{V}) \approx 2\mathbf{P}(\omega) \circ \boldsymbol{\mu} - \mathbf{P}(\omega) \circ \mathbf{E}^* - j2\mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \boldsymbol{\mu} + j\mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \mathbf{E}^* \quad (4.8)$$

Substituindo \mathbf{E} por $\mathbf{e} + j\mathbf{f}$ em (4.8) resulta em:

$$\mathbf{I}(\omega, \mathbf{V}) \approx [2\mathbf{P}(\omega) \circ \boldsymbol{\mu} - \mathbf{P}(\omega) \circ \mathbf{e} + \mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \mathbf{f}] + j[\mathbf{P}(\omega) \circ \mathbf{f} - 2\mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \boldsymbol{\mu} + \mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \mathbf{e}] \quad (4.9)$$

Analisando a aproximação da corrente dada em (4.9), observa-se que esta aproximação é não-linear devido à presença do produto de variáveis nos seguintes termos: $\mathbf{P}(\omega) \circ \mathbf{e}$, $\mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \mathbf{f}$, $\mathbf{P}(\omega) \circ \mathbf{f}$ e $\mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \mathbf{e}$. Além disso, o termo $\mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \boldsymbol{\mu}$ também é não-linear visto que $V_k = \sqrt{e_k^2 + f_k^2} \forall k = 1, \dots, \mathcal{N}$. Estes termos não-lineares podem ser linearizados usando as seguintes expansões de Taylor de primeira ordem:

$$\mathbf{P}(\omega) \circ \mathbf{e} \approx [\widehat{\mathbf{P}}_G^{ref} + \Lambda^{pg}(\boldsymbol{\Omega}^{ref} - \mathbf{I}) - \widehat{\mathbf{P}}_D] \mathbf{e} - \lambda^{pg} \omega + \lambda^{pg} \quad (4.10)$$

$$\mathbf{P}(\omega) \circ \mathbf{f} \approx [\widehat{\mathbf{P}}_G^{ref} + \Lambda^{pg}(\boldsymbol{\Omega}^{ref} - \mathbf{I}) - \widehat{\mathbf{P}}_D] \mathbf{f} \quad (4.11)$$

$$\mathbf{Q}(\omega) \circ \mathbf{f} \approx [\widehat{\mathbf{Q}}_G^{ref} + \Lambda^{qg}(\widehat{\mathbf{V}}^{ref} - \mathbf{I}) - \widehat{\mathbf{Q}}_D] \mathbf{f} \quad (4.12)$$

$$\mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \mathbf{e} \approx [\widehat{\mathbf{Q}}_G^{ref} + \Lambda^{qg}(\widehat{\mathbf{V}}^{ref} - 2\mathbf{I}) - \widehat{\mathbf{Q}}_D] \mathbf{e} + \lambda^{qg} \quad (4.13)$$

$$\mathbf{Q}(\mathbf{V}) \circ \boldsymbol{\mu} \approx \mathbf{Q}_G^{ref} + \Lambda^{qg} \mathbf{V}^{ref} - \Lambda^{qg} \mathbf{e} - \mathbf{Q}_D \quad (4.14)$$

Onde:

$$\Lambda^{pg} = (\widehat{\mathbf{K}}_G^P)^{-1} \quad (4.15)$$

$$\Lambda^{qg} = (\widehat{\mathbf{K}}_G^Q)^{-1} \quad (4.16)$$

$$\lambda^{pg} = (\widehat{\mathbf{K}}_G^P)^{-1} \boldsymbol{\mu} \quad (4.17)$$

$$\lambda^{qg} = (\widehat{\mathbf{K}}_G^Q)^{-1} \boldsymbol{\mu} \quad (4.18)$$

\mathbf{I} é uma matriz identidade com dimensão $\mathcal{N} \times \mathcal{N}$;

$\widehat{\mathbf{P}}_G^{ref}$, $\widehat{\mathbf{Q}}_G^{ref}$, $\widehat{\mathbf{P}}_D$, $\widehat{\mathbf{Q}}_D$, $\widehat{\mathbf{K}}_G^P$, $\widehat{\mathbf{K}}_G^Q$ e $\widehat{\mathbf{V}}^{ref}$ são matrizes diagonais com dimensões $N^{node} \times N^{node}$ nas quais os elementos diferente de zero estão associados com Pg_k^{ref} , Qg_k^{ref} , Pd_k , Qd_k , Kg_k^P , Kg_k^Q e V_k^{ref} , respectivamente, $\forall k = 1, \dots, N^{node}$;

$\mathbf{\Omega}^{ref}$ é a matriz diagonal com dimensão $N^{node} \times N^{node}$ em que os elementos diferentes de zero estão associados com ω^{ref} ;

\mathbf{V}^{ref} , \mathbf{Q}_G^{ref} e \mathbf{Q}_D são vetores com dimensão N^{node} em que os elementos estão associados com V_k^{ref} , Qg_k^{ref} , e Qd_k , respectivamente, $\forall k = 1, \dots, N^{node}$.

Substituindo (4.10)-(4.14) em (4.9) e separando as partes real e imaginaria de $\mathbf{I}(\omega, \mathbf{V})$ resulta em:

$$Re\{\mathbf{I}(\omega, \mathbf{V})\} = 2\mathbf{P} + (2\omega^{ref} - 1)\lambda^{pg} - \lambda^{pg}\omega - \mathbf{\Lambda}^{pe}\mathbf{e} + \mathbf{\Lambda}^{qf}\mathbf{f} \quad (4.19)$$

$$Im\{\mathbf{I}(\omega, \mathbf{V})\} = -2\mathbf{Q} - (2\mathbf{V}^{ref} - \boldsymbol{\mu}) \circ \lambda^{qg} + \mathbf{\Lambda}^{pe}\mathbf{f} + \mathbf{\Gamma}^{qe}\mathbf{e} \quad (4.20)$$

Onde:

$$\mathbf{\Lambda}^{pe} = \widehat{\mathbf{P}} + \mathbf{\Lambda}^{pg}(\mathbf{\Omega}^{ref} - \mathbf{I}) \quad (4.21)$$

$$\mathbf{\Lambda}^{qf} = \widehat{\mathbf{Q}} + \mathbf{\Lambda}^{qg}(\widehat{\mathbf{V}}^{ref} - \mathbf{I}) \quad (4.22)$$

$$\mathbf{\Gamma}^{qe} = \widehat{\mathbf{Q}} + \mathbf{\Lambda}^{qg}\widehat{\mathbf{V}}^{ref} \quad (4.23)$$

$$\widehat{\mathbf{P}} = \widehat{\mathbf{P}}_G^{ref} - \widehat{\mathbf{P}}_D \quad (4.24)$$

$$\widehat{\mathbf{Q}} = \widehat{\mathbf{Q}}_G^{ref} - \widehat{\mathbf{Q}}_D \quad (4.25)$$

$$\mathbf{P} = \mathbf{P}_G^{ref} - \mathbf{P}_D \quad (4.26)$$

$$\mathbf{Q} = \mathbf{Q}_G^{ref} - \mathbf{Q}_D \quad (4.27)$$

\mathbf{P}_G^{ref} e \mathbf{P}_D são vetores com dimensão N^{node} nos quais os elementos estão associados com Pg_k^{ref} e Pd_k , respectivamente, $\forall k = 1, \dots, N^{node}$.

Agora, reescrevendo (4.1) na forma retangular, tem-se que:

$$(\mathbf{G} + \mathbf{jB})(\mathbf{e} + \mathbf{jf}) = \mathbf{I}(\omega, \mathbf{V}) \Rightarrow \quad (4.28)$$

$$(\mathbf{Ge} - \mathbf{Bf}) + \mathbf{j}(\mathbf{Be} + \mathbf{Gf}) = Re\{\mathbf{I}(\omega, \mathbf{V})\} + \mathbf{j}Im\{\mathbf{I}(\omega, \mathbf{V})\} \quad (4.29)$$

Onde $\mathbf{G}(\mathbf{B})$ é a matriz de condutância (susceptância) nodal.

Substituindo (4.19) e (4.20) em (4.29) e separando as partes real e imaginária obtém-se o seguinte sistema linear:

$$\begin{array}{|c|c|c|} \hline \mathbf{G}' & -\mathbf{B}' & \lambda^{pg} \\ \hline \mathbf{B}'' & \mathbf{G}'' & \mathbb{0} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline \mathbf{e} \\ \hline \mathbf{f} \\ \hline \omega \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \alpha \\ \hline \beta \\ \hline \end{array} \quad (4.30)$$

Onde:

$$\alpha = 2\mathbf{P} + (2\omega^{ref} - 1)\lambda^{pg} \quad (4.31)$$

$$\beta = -2\mathbf{Q} - (2\mathbf{V}^{ref} - \mu) \circ \lambda^{qg} \quad (4.32)$$

$$\mathbf{G}' = \mathbf{G} + \Lambda^{pe} \quad (4.33)$$

$$\mathbf{G}'' = \mathbf{G} - \Lambda^{pe} \quad (4.34)$$

$$\mathbf{B}' = \mathbf{B} + \Lambda^{qf} \quad (4.35)$$

$$\mathbf{B}'' = \mathbf{B} - \Gamma^{qe} \quad (4.36)$$

$\mathbb{0}$ é um vetor nulo com dimensão $N^{node} \times 1$.

O sistema linear definido em (4.30) é indeterminado, isto é, o número de variáveis é maior que o número de equações, pois uma nova variável foi inserida: a frequência angular ω . A indeterminação pode ser eliminada adicionando a equação (4.37), que está associada com a referência angular na microrrede ilhada.

$$f_r - \tan(\theta_r^{esp}) \times e_r = 0 \quad (4.37)$$

Onde: θ_r^{esp} é o valor especificado do ângulo da tensão no nó r de referência angular da microrrede.

Substituindo (4.37) em (4.30), tem-se que:

$$\begin{array}{|c|c|c|} \hline \mathbf{G}' & -\mathbf{B}' & \lambda^{pg} \\ \hline \mathbf{B}'' & \mathbf{G}'' & \mathbb{0} \\ \hline \boldsymbol{\phi}^e & \boldsymbol{\phi}^f & 0 \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline \mathbf{e} \\ \hline \mathbf{f} \\ \hline \omega \\ \hline \end{array} = \begin{array}{|c|} \hline \alpha \\ \hline \beta \\ \hline 0 \\ \hline \end{array} \quad (4.38)$$

Onde:

$\boldsymbol{\phi}^e$ e $\boldsymbol{\phi}^f$ são vetores com dimensões $1 \times N^{node}$ em que todos os elementos são nulos, exceto para $\phi_r^e = -\tan(\theta_r^{esp})$ e $\phi_k^f = 1$, respectivamente.

É importante mencionar os seguintes pontos em relação a (4.38):

- i) Este modelo considera a carga CA como potência constante, ou seja, independente da variação da tensão CA.
- ii) Na referência [97], foi necessário usar apenas aproximação relacionada com E_k^{inv} , dada em (4.5), para obter um sistema linear. Por outro lado, o fluxo de potência linear proposto requer aproximações adicionais, conforme (4.10)-(4.14), para linearizar a injeção de corrente (4.9). Estas aproximações são acrescentadas devido a existência do controle droop da GD na microrrede CA.
- iii) Se a microrrede tem inércia infinita ($K_{G_k}^P \rightarrow \infty$ e $K_{G_k}^Q \rightarrow \infty$), então a coluna associada com ω fica nula, isto é, o sistema linear (4.38) torna-se independente de ω . Portanto, a última equação pode ser ignorada. Desta maneira, tem-se o sistema linear definido em (4.39).

$$\begin{bmatrix} G + \hat{P} & B + \hat{Q} \\ B - \hat{Q} & G - \hat{P} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} e \\ f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2P \\ -2Q \end{bmatrix} \quad (4.39)$$

O sistema linear definido em (4.39) é similar ao sistema linear de equações (10) em [97], com exceção da definição da barra slack. Assim, o método proposto em [97], é um caso praticar do FMFL introduzido nesta tese de doutorado quando a microrrede tem inércia infinita.

4.3 Formulação do FMFL-CC

Três versões do fluxo de potência linear com múltiplas barras de folga para microrredes CC (FMFL-CC) são formuladas. A primeira, denominada de FMFL-CC1, é semelhante ao FMFL-CA. O FMFL-CC1 é obtido a partir da formulação matricial da análise nodal CC da microrrede CC, conforme (4.40).

$$\mathbf{G}^{CC} \mathbf{V}^{CC} = \mathbf{I}^{CC} (\mathbf{V}^{CC}) \quad (4.40)$$

Onde:

\mathbf{V}^{CC} é o vetor de tensões CC nodais da microrrede CC;

\mathbf{G}^{CC} é a matriz de condutância da microrrede CC;

$I^{CC}(V^{CC})$ é o vetor de injeções de correntes CC nodais.

A corrente $I^{CC}(V^{CC})$ depende das injeções de corrente da GD e das cargas. A expressão (4.41) mostra a representação de $I^{CC}(V^{CC})$ usando o controle droop $P - V^{CC}$ com modelo de carga CC do tipo potência constante.

$$I_k^{CC}(V_k^{CC}) = \frac{Pg_k^{CC}(V_k^{CC}) - Pd_k^{CC}}{V_k^{CC}} \quad (4.41)$$

$$\forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}}$$

$Pg_k^{CC}(V_k^{CC})$ é a potência ativa injetada pela GD CC, com controle droop $P - V^{CC}$, na carga conectada no nó k ;

Pd_k^{CC} é a potência ativa CC da carga conectada no nó k ;

V_k^{CC} é a tensão CC no nó k ;

Visto que as injeções de corrente CC são desconhecidas e funções das tensões CC, a formulação matricial da análise nodal CC definida em (4.40) está associada com um modelo não-linear. Mas, de forma semelhante como realizado na seção anterior, a expressão (4.40) pode ser representada por uma expressão linear, utilizando a aproximação definida em (4.42), obtida via série de Taylor.

$$\frac{1}{V_k^{CC}} = V_k^{CC^{inv}} \simeq 2 - V_k^{CC} \quad \forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}} \quad (4.42)$$

Representando (4.42) na forma matricial, tem-se:

$$V^{CC^{inv}} \approx 2\mu - V^{CC} \quad (4.43)$$

Onde:

μ é um vetor com dimensão \mathcal{N}^{CC} em que todos os elementos são unitários;

$$V^{CC^{inv}} = [1/V_1^{CC} \quad \dots \quad 1/V_k^{CC}]^T;$$

O sobrescrito T denota a transposta do vetor ou matriz.

Substituindo (4.43) em (4.41), a corrente CC pode ser aproximada para a expressão (4.44).

$$I^{CC}(V^{CC}) = 2P\mathbf{g}^{CCref} - 2P\mathbf{d}^{CC} + 2\Lambda^{PCC}V^{CCref} - \Lambda^{PCC}\boldsymbol{\mu} - \widehat{P}\mathbf{g}^{CCref}V^{CC} + \widehat{P}\mathbf{d}^{CC}V^{CC} - \Lambda^{PCC}\widehat{V}^{ref}V^{CC} \quad (4.44)$$

Substituindo a aproximação da corrente (4.44) em (4.40), a análise nodal pode ser reescrita na seguinte forma matricial:

$$\left(\mathbf{G}^{CC} + \widehat{P} + \Lambda^{PCC}\widehat{V}^{CCref}\right)V^{CC} = 2P + 2\Lambda^{PCC}V^{CCref} - \Lambda^{PCC}\boldsymbol{\mu} \quad (4.45)$$

Onde:

$$\Lambda^{PCC} = \left(\widehat{K}\mathbf{g}^{PCC}\right)^{-1}$$

$$\widehat{P} = \widehat{P}\mathbf{g}^{CCref} - \widehat{P}\mathbf{d}^{CC}$$

$$P = P\mathbf{g}^{CCref} - P\mathbf{d}^{CC}$$

$\widehat{P}\mathbf{g}^{CCref}$, $\widehat{P}\mathbf{d}^{CC}$, $\widehat{K}\mathbf{g}^{PCC}$ e \widehat{V}^{CCref} são matrizes diagonais com dimensões $N^{nodeCC} \times N^{nodeCC}$ em que os elementos não-nulos estão associados com $P\mathbf{g}_k^{CCref}$, $P\mathbf{d}_k^{CC}$, $K\mathbf{g}_k^{PCC}$ e V_k^{CCref} , respectivamente, $\forall k = 1, \dots, N^{nodeCC}$;

$P\mathbf{g}^{CCref}$ e $P\mathbf{d}^{CC}$ são vetores com dimensões N^{nodeCC} nos quais os elementos estão associados com $K\mathbf{g}_k^{PCC}$ e $P\mathbf{d}_k^{CC}$, respectivamente, $\forall k = 1, \dots, N^{nodeCC}$.

É importante destacar a seguinte diferença entre o FMFL-CA e FMFL-CC1: não existe frequência angular na microrrede CC. Desta forma, não é necessário inserir uma equação adicional (referência angular da microrrede) após a linearização para eliminar a indeterminação e tornar o sistema possível e determinado.

A segunda versão do FMFL-CC, denominada de FMFL-CC2, é formulada com base na linearização da expressão da injeção de potência CC nodal dada em (4.46).

$$P_k^{CC}(V_k^{CC}) = V_k^{CC} \sum_{m=1}^{N^{node}} V_m^{CC} G_{km}^{CC} \quad (4.46)$$

A injeção de potência CC nodal, dada em (4.46), pode ser escrita conforme a expressão abaixo.

$$V_k^{CC} \sum_{m=1}^{N^{nodeCC}} V_m^{CC} G_{km}^{CC} = P_{G_k}^{CC}(V_k^{CC}) - Pd_k^{CC} \quad \forall k = 1, \dots, N^{nodeCC} \quad (4.47)$$

Aplicando a expansão de Taylor, no lado esquerdo da expressão (4.47), em torno de $V_k^{CC} = 1 \quad \forall k = 1, \dots, N^{nodeCC}$ a seguinte expressão linear para injeção de potência CC é obtida:

$$\sum_{m=1}^{N^{nodeCC}} V_m^{CC} G_{km}^{CC} = P_{G_k}^{CC}(V_k^{CC}) - Pd_k^{CC} \quad \forall k = 1, \dots, N^{nodeCC} \quad (4.48)$$

Escrevendo (4.48) na forma matricial, tem-se que:

$$\mathbf{G}^{CC} \mathbf{V}^{CC} = \mathbf{P} \mathbf{g}^{CC}(\mathbf{V}^{CC}) - \mathbf{P} \mathbf{d}^{CC} \quad (4.49)$$

Logo, substituindo a expressão do controle droop $P - V^{CC}$ e usando o modelo de carga CC com potência constante. A seguinte formulação para o FMFL-CC2 é obtida:

$$(\mathbf{G}^{CC} + \mathbf{\Lambda}^{P^{CC}}) \mathbf{V}^{CC} = \mathbf{P} + \mathbf{\Lambda}^{P^{CC}} \mathbf{V}^{CC^{ref}} \quad (4.50)$$

A terceira versão para o do FMFL-CC, denominada de FMFL-CC3, é formulada com base na aproximação linear do inverso da tensão por meio de regressão linear, conforme (4.51).

$$\frac{1}{V_k^{CC}} \approx b + a V_k^{CC} \quad \forall k = 1, \dots, N^{nodeCC} \quad (4.51)$$

Os parâmetros da regressão linear (4.51) são obtidos resolvendo o seguinte sistema linear dado em (4.52).

$$\begin{bmatrix} n & \sum_{i=1}^n (V_k^{CC})_i \\ \sum_{i=1}^n (V_k^{CC})_i & \sum_{i=1}^n (V_k^{CC})_i^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} b \\ a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^n \frac{1}{(V_k^{CC})_i} \\ n \end{bmatrix} \quad (4.52)$$

Onde:

n é o tamanho da amostra de V^{CC} ;

$(V_k^{CC})_i$ é a i -ésima amostra de tensão CC no nó k ;

b e a são os coeficientes da regressão linear;

A aproximação linear $2,009416 - 1,006055V_k^{CC}$ é obtida para V_k^{CC} variando de 0,90 pu a 1,10 pu. A Figura 4.1 mostra o inverso da tensão obtido pelo modelo exato e pelas aproximações via série de Taylor, dada em (4.42), e regressão linear, dada em (4.51). Nota-se nesta figura que as aproximações são próximas do modelo exato. A Figura 4.2 e a Tabela 4.1 mostram uma comparação dos erros relativos entre as aproximações e o modelo exato. Percebe-se que para as duas aproximações têm comportamentos distintos. De modo geral, o modelo via regressão linear é mais preciso para calcular o inverso da tensão.

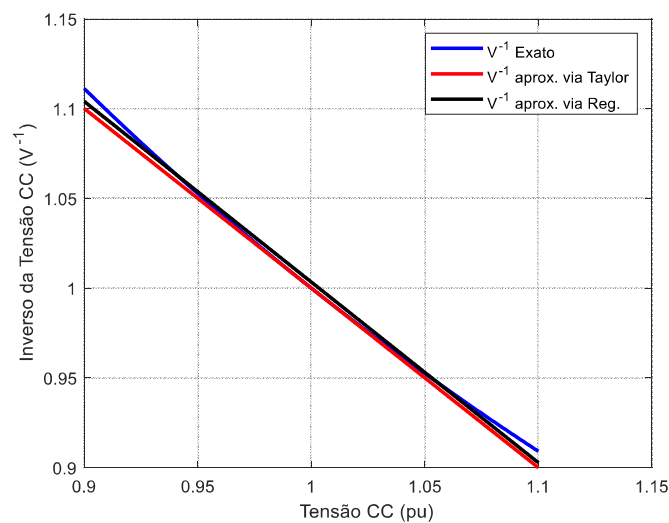


Figura 4.1 – Comparação das aproximações via série de Taylor e Regressão Linear

Fonte: Elaboração própria.

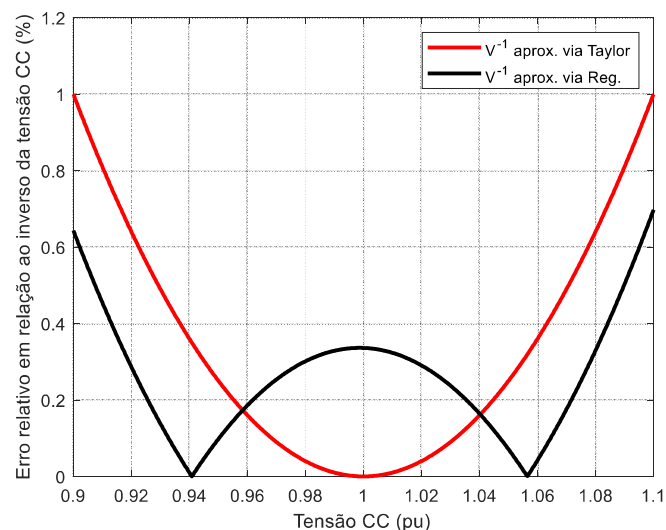


Figura 4.2 – Comparação dos erros relativos das aproximações via série de Taylor e Regressão Linear.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.1 – Erros relativos e absoluto das aproximações via série de Taylor e Regressão Linear

	Aproximações	
	Série de Taylor	Regressão Linear
Média do erro relativo	0,334001	0,258879%
Máximo erro relativo	1%	0,696984%
Média do erro absoluto	0,003360 pu	0,002594 pu
Máximo erro absoluto	0,011111 pu	0,007145 pu

Substituindo (4.51) em (4.41), a corrente pode ser aproximada pela seguinte expressão:

$$I_k^{CC}(V_k^{CC}) \approx a \left(Pg_k^{CC^{ref}} - Pd_k^{CC} + \frac{V_k^{CC^{ref}}}{Kg_k^{PCC}} \right) V_k^{CC} + b \left(Pg_k^{CC^{ref}} - Pd_k^{CC} + \frac{V_k^{CC^{ref}}}{Kg_k^{PCC}} \right) - \frac{1}{Kg_k^{PCC}} \quad (4.53)$$

$$\forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}}$$

Substituindo (4.53) na análise nodal CC dada em (4.40) a seguinte formulação matricial para o FMFL-CC3 é obtida.

$$\left(\mathbf{G}^{CC} - \hat{\mathbf{a}}\hat{\mathbf{P}} - \hat{\mathbf{a}}\mathbf{\Lambda}^{PCC}\hat{\mathbf{V}}^{CC^{ref}} \right) \mathbf{V}^{CC} = \hat{\mathbf{P}}\mathbf{b} + \mathbf{\Lambda}^{PCC}\hat{\mathbf{V}}^{CC^{ref}}\mathbf{b} - \mathbf{\Lambda}^{PCC} \quad (4.54)$$

$\hat{\mathbf{a}}$ é uma matriz diagonal com dimensão $N^{node^{CC}} \times N^{node^{CC}}$ em que os elementos não-nulos são dados pelo coeficiente angular da aproximação (4.51), ou seja, $\hat{a}_{kk} = a \forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}}$.

\mathbf{b} é um vetor com dimensão $N^{node^{CC}} \times 1$ em que os elementos são dados pelo coeficiente linear da aproximação (4.51), ou seja, $b_k = b \forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}}$.

4.4 Formulação do FMFL-MSA-CC

Como apresentado anteriormente, o inverso da tensão CC pode ser aproximado para uma expressão linear por meio da expansão de Taylor de primeira ordem ou por regressão linear. Utilizando estas aproximações, cada carga CC e GD CC podem ser representadas por um modelo equivalente linear formado por uma fonte de corrente em paralelo com uma condutância shunt, de acordo com a Figura 4.3. Os parâmetros deste modelo equivalente linear são estimados a

partir do cálculo da corrente de carga, como é mostrado nas equações (4.55) e (4.56), usando a expansão de Taylor e a regressão linear, respectivamente.

$$Id_k^{CC} = \frac{Pd_k^{CC}}{V_k^{CC}} \approx Pd_k^{CC}(2 - V_k^{CC}) = 2Pd_k^{CC} - Pd_k^{CC}V_k^{CC} \quad (4.55)$$

$$Id_k^{CC} = \frac{Pd_k^{CC}}{V_k^{CC}} \approx Pd_k^{CC}(\hat{a}V_k^{CC} + \hat{b}) = \hat{a}Pd_k^{CC}V_k^{CC} + Pd_k^{CC}\hat{b} \quad (4.56)$$

Onde:

Id_k^{CC} , Pd_k^{CC} e V_k^{CC} são, respectivamente, corrente, potência ativa e magnitude da tensão na carga CC conectada nó k .

\hat{a} e \hat{b} são os coeficientes do modelo de regressão linear para aproximar $(V_k^{CC})^{-1}$.

A partir de (4.55) e (4.56), é possível obter o modelo equivalente apresentado na Figura 4.3. Os parâmetros deste modelo são definidos da seguinte forma:

- i) Expansão de Taylor: $Id_k^{eq} = 2Pd_k^{CC}$ e $Gd_k^{eq} = -Pd_k^{CC}$;
- ii) Regressão Linear: $Id_k^{eq} = Pd_k^{CC}\hat{b}$ e $Gd_k^{eq} = Pd_k^{CC}\hat{a}$.

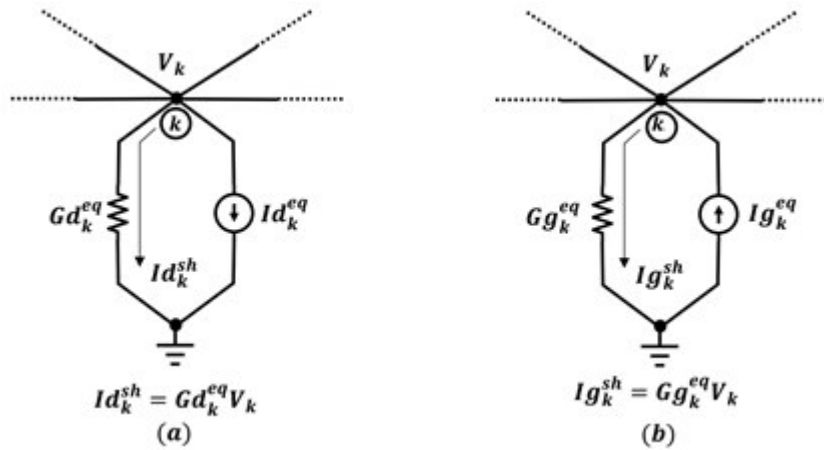


Figura 4.3 – (a) Modelo equivalente linearizado para cargas CC. (b) Modelo equivalente linearizado para os geradores CC.

Fonte: Elaboração própria.

Usando a mesma abordagem aplicada às cargas, a linearização das injeções de corrente para uma GD CC com controle de droop baseado em potência é dada por:

- i) Expansão Taylor:

$$\begin{aligned}
I_{g_k}^{CC} &= P g_k^{CC} (V_k^{CC}) / V_k^{CC} \\
&\approx \left[2 \left(P g_k^{CCref} + \frac{V_k^{CCref}}{K g_k^{pCC}} \right) - \frac{1}{K g_k^{pCC}} \right] - \left(P g_k^{CCref} + \frac{V_k^{CCref}}{K g_k^{pCC}} \right) V_k^{CC}
\end{aligned} \quad (4.57)$$

ii) Regressão Linear:

$$\begin{aligned}
I_{g_k}^{CC} &= P g_k^{CC} (V_k^{CC}) / V_k^{CC} \\
&\approx \left(P g_k^{CCref} + \frac{V_k^{CCref}}{K g_k^{pCC}} \right) \hat{a} V_k^{CC} + \left[\left(P g_k^{CCref} + \frac{V_k^{CCref}}{K g_k^{pCC}} \right) \hat{b} - \frac{1}{K g_k^{pCC}} \right]
\end{aligned} \quad (4.58)$$

Onde:

$$P g_k^{CC} (V_k^{CC}) = P g_k^{CCref} + \frac{1}{K g_k^{pCC}} (V_k^{CCref} - V_k^{CC}) \quad (4.59)$$

$I_{g_k}^{CC}$ e $P g_k^{CC} (V_k^{CC})$ são a injeção de corrente e a potência ativa da GD CC k com controle droop de potência, respectivamente;

$P g_k^{CCref}$ e V_k^{CCref} são valores de referência de potência e magnitude de tensão da GD CC com controle droop de potência, respectivamente;

$K g_k^p$ é a constante droop de potência da GD CC k ;

k é o nó em qual a GD CC está conectada.

A partir de (4.57) e (4.58), é possível obter o modelo equivalente dado na Figura 4.3. Os parâmetros deste modelo são:

i) Expansão de Taylor: $I g_k^{eq} = 2 \left(P g_k^{CCref} + \frac{V_k^{CCref}}{K g_k^{pCC}} \right) - \frac{1}{K g_k^{pCC}}$ e $G g_k^{eq} = \left(P g_k^{CCref} + \frac{V_k^{CCref}}{K g_k^{pCC}} \right)$;

ii) Regressão Linear: $I g_k^{eq} = \left(P g_k^{CCref} + \frac{V_k^{CCref}}{K g_k^{pCC}} \right) \hat{b} - \frac{1}{K g_k^{pCC}}$ e $G g_k^{eq} = - \left(P g_k^{CCref} + \frac{V_k^{CCref}}{K g_k^{pCC}} \right) \hat{a}$.

A partir das aproximações do inverso da tensão CC por meio da expansão de Taylor de primeira ordem e por regressão linear, pode-se representar as cargas CC e GD CC por fontes de corrente e condutâncias shunt. Deste modo, uma nova versão do FMF-CC baseado no Método de Soma de Admitâncias (MSA) [98], [99] para microrrede CC radiais é formulada. Esta versão é denominada de FMFL-MSA-CC.

A principal característica do FMFL-MSA-CC é que as tensões nodais são determinadas de forma não iterativa. Se a microrrede CC opera no modo interconectado à rede elétrica, então a

tensão no PCC é especificada. Consequentemente, as tensões podem ser calculadas realizando apenas uma única varredura regressiva e progressiva via MSA com base nas seguintes equações:

i) Inicialização:

$$V_1^{CC} = V_1^{CCspe} \quad (4.60)$$

$$I_k^{EDS} = 0; G_k^{EDS} = 0 \quad \forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}} \quad (4.61)$$

$$I_{k_i}^{EDS} = I_{k_i}^{EDS} - I g_{k_i}^{eq}; G_{k_i}^{EDS} = G_{k_i}^{EDS} + G g_{k_i}^{eq} \quad \forall i \in \mathcal{G}^{CC} \quad (4.62)$$

$$I_k^{EDS} = I_k^{EDS} + I d_k^{eq}; G_k^{EDS} = G_k^{EDS} + G d_k^{eq} \quad \forall k \in \mathcal{D}^{CC} \quad (4.63)$$

ii) Varredura Regressiva:

$$I_{k_j}^{EDS} = I_{k_j}^{EDS} + D_j^{bran} I_{m_j}^{EDS} \quad \forall i = N^{bran^{CC}}, \dots, 1; j \leftarrow \mathcal{B}_i^{sort} \quad (4.64)$$

$$G_{k_j}^{EDS} = G_{k_j}^{EDS} + D_j^{bran} G_{m_j}^{EDS} \quad \forall i = N^{bran^{CC}}, \dots, 1; j \leftarrow \mathcal{B}_i^{sort} \quad (4.65)$$

iii) Varredura Progressiva:

$$V_{m_j}^{CC} = D_j^{bran} \left(V_{k_j}^{CC} - r_j^{bran} I_{m_j}^{EDS} \right) \quad \forall i = 1, \dots, N^{bran^{CC}}; j \leftarrow \mathcal{B}_i^{sort} \quad (4.66)$$

Onde:

\mathcal{G}^{CC} e \mathcal{D}^{CC} são os conjuntos de nós de carga CC e GD CC da microrrede, respectivamente.

$N^{bran^{CC}}$ e $N^{node^{CC}}$ são o número de ramos e nós da microrrede, respectivamente.

V_1^{CCspe} é a tensão CC especificada no nó #1 que é selecionado como nó raiz (PAC).

\mathcal{B}_i^{sort} é uma lista de ramos na qual os elementos são classificados em ordem ascendente de camada.

k_j e m_j são os nós inicial e final associados com o ramo j , respectivamente.

r_j^{bran} é a resistência série do ramo j .

$I_{k_j}^{EDS}$ e $G_{k_j}^{EDS}$ são a corrente e a condutância equivalentes a jusante do nó k_j , respectivamente.

$D_j^{bran} = \left(1 + r_j^{bran} G_{m_j}^{EDS} \right)^{-1}$ é um fator admissional relacionado com o ramo j .

O cálculo das tensões nodais na varredura progressiva é possível, pois o número de incógnitas ($N^{node^{CC}} - 1$) é igual ao número de equações no passo (iii) ($N^{bran^{CC}} = N^{node^{CC}} - 1$ em redes radiais). Por outro lado, quando a microrrede CC opera no modo ilhado, a tensão V_1^{CC} do PAC é desconhecida. Desta forma, a introdução de uma incógnita adicional na varredura progressiva impede que a mesma seja realizada.

Uma maneira de determinar a tensão V_1^{CC} no nó do PAC é aplicar a Lei de Kirchoff das Correntes no nó do PAC após o fim da varredura regressiva do MAS, pois nesta etapa serão conhecidas a corrente e a condutância shunt equivalentes, I_1^{EDS} e G_1^{EDS} , respectivamente, à jusante do nó #1. Portanto, a tensão V_1^{CC} no nó do PAC pode ser determinada, simplesmente, usando a equação (4.67).

$$V_1^{CC} = -I_1^{EDS}(G_1^{EDS})^{-1} \quad (4.67)$$

Deve-se destacar que, como há duas maneiras de obter os modelos equivalentes lineares das cargas e geradores, via expansão de Taylor ou regressão linear, o FMFL via MSA para microrredes CC (FMFL-MSA-CC) terá duas versões:

- I. FMFL-MSA-CC1: versão do FMFL-MSA-CC para microrredes CC radiais utilizando a expansão de Taylor.
- II. FMFL-MSA-CC2: versão do FMFL-MSA-CC para microrredes CC radiais utilizando a regressão linear.

O algoritmo conceitual geral do FMFL-MSA-CC é apresentado abaixo:

Algoritmo 4.1 FMFL-MSA-CC

```

Entrada:  $\mathcal{B}^{sort}$  e dados de ramos, cargas e GD
Saída: Vetor de tensões CC nodais CC  $V^{CC}$ 
01 /*Inicialização das correntes e condutâncias equivalentes nodais*/
02  $I_k^{EDS} = 0; G_k^{EDS} = 0 \forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}}$ 
03  $I_{k_i}^{EDS} = I_{k_i}^{EDS} - I g_{k_i}^{eq}; G_{k_i}^{EDS} = G_{k_i}^{EDS} + G g_{k_i}^{eq} \forall i \in \mathcal{G}^{CC}$ 
04  $I_k^{EDS} = I_k^{EDS} + I d_k^{eq}; G_k^{EDS} = G_k^{EDS} + G d_k^{eq} \forall k \in \mathcal{D}^{CC}$ 
05 /*Varredura regressiva para calcular a corrente e condutância equivalentes
nodais */
06 Para  $i = N^{bran^{CC}}, \dots, 1$  faça
07      $j \leftarrow \mathcal{B}_i^{sort}$  //Obtém o ramo associado com a posição  $i$  of  $\mathcal{B}^{sort}$ 
08     Obter o nó inicial  $k_j$  e o nó final  $m_j$  do ramo  $j$ .
09      $D_j^{bran} = (1 + r_j^{bran} G_{m_j}^{EDS})^{-1}$ 
10      $I_{k_j}^{EDS} = I_{k_j}^{EDS} + D_j^{bran} I_{m_j}^{EDS}$   $j \leftarrow \mathcal{B}_i^{sort}$ 
11      $G_{k_j}^{EDS} = G_{k_j}^{EDS} + D_j^{bran} G_{m_j}^{EDS}$   $j \leftarrow \mathcal{B}_i^{sort}$ 
12 fim
13 /*Cálculo da tensão CC no nó do PAC*/
14      $V_1^{CC} = -(G_1^{EDS})^{-1} I_1^{EDS}$ 
15 /*Varredura progressiva para calcular as tensões CC nodais*/
16 For  $i = 1, \dots, N^{bran^{CC}}$  do
17      $j \leftarrow \mathcal{B}_i^{sort}$  //Obtém o ramo associado com a posição  $i$  of  $\mathcal{B}^{sort}$ 

```

```

18   Obter o nó inicial  $k_j$  e o nó final  $m_j$  do ramo  $j$ .
19    $V_{m_j}^{CC} = D_j^{bran} (V_{k_j}^{CC} - r_j^{bran} I_{m_j}^{EDS})$ 
20   fim
21   /*Armazena a solução obtida*/
22    $v^{CC}$ 

```

4.5 Resultados dos Testes do FMFL-CA

Esta seção apresenta os resultados dos testes obtidos com fluxo de potência linear com múltiplas barras de folga para microrredes CA (FMFL-CA).

4.5.1 Descrição das Microrredes CA Testes

As microrredes CA MG-33 CA radial e malhada, MG-1438 CA e MG-310 CA descritas na seção 3.8.1 foram utilizadas para avaliar o fluxo de potência FMFL-CA. A fim de validar o FMFL-CA, os estados das microrredes também foram estimados usando os métodos FMFL-CA via Método de Soma de Correntes (FMFL-MSC-CA), FMFL-CA via no Método de Gauss-Zbus (FMFL-MGZ-CA), o método de fluxo de potência de varredura regressiva e progressiva (MVM) modificado para microrredes CA (MVM) e o Método de Newton Raphson (MNR). O MNR foi utilizado como referência para a avaliar a precisão e o custo computacional do FMFL-CA.

4.5.2 Resultados dos Testes na MG-33 CA Radial

As Figuras 4.4 e 4.5 mostram os ângulos e módulos das tensões nodais da microrrede MG-33 CA radial. A Tabela 4.2 apresenta algumas estatísticas dos erros relativos percentuais dos módulos das tensões obtidas via FMFL-CA em relação ao MNR. Uma dessas estatísticas é a média podada para o percentil de superior, ou seja, o valor médio dos erros somente para os elementos da amostra acima do quartil superior. A partir desta tabela, conclui-se que os erros são bem pequenos. A Tabela 4.3 mostra as potências ativa e reativa de saída das GD calculadas pelos métodos FMFL-CA e MNR. Com base na Tabela 4.2, percebe-se que os valores destas grandezas são bem próximos. Adicionalmente, o maior erro relativo para a potência ativa foi de 0,2123%, enquanto que para a potência reativa foi de 0,0891%. A Tabela 4.4 exibe a frequência

angular e as perdas ativa e reativa da MG-33 CA radial. Novamente, os valores das grandezas calculados via FMFL-CA são muito próximos daqueles obtidos pelo modelo exato (não-linear).

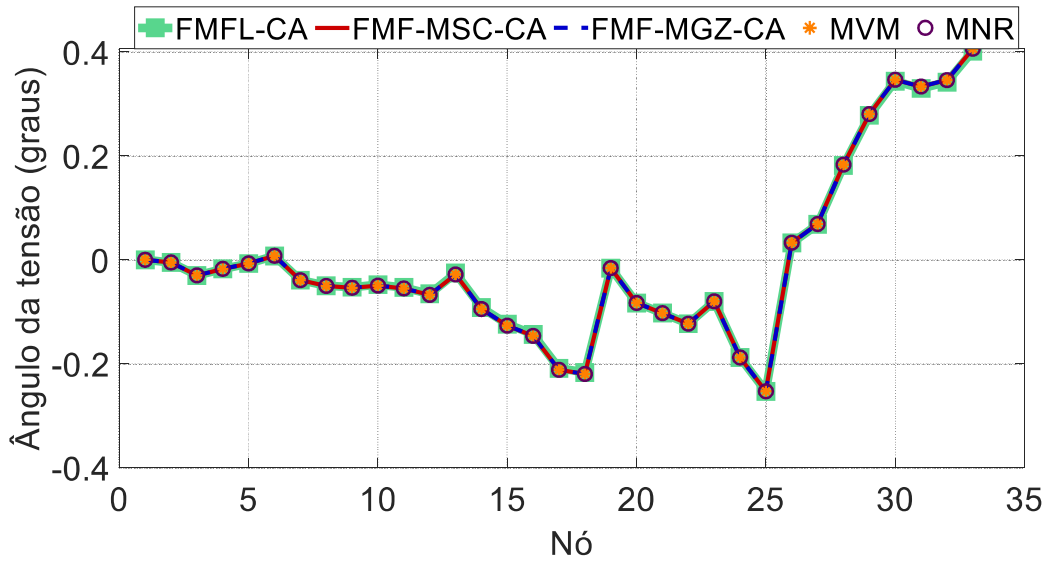


Figura 4.4 – Ângulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial.

Fonte: Elaboração própria.

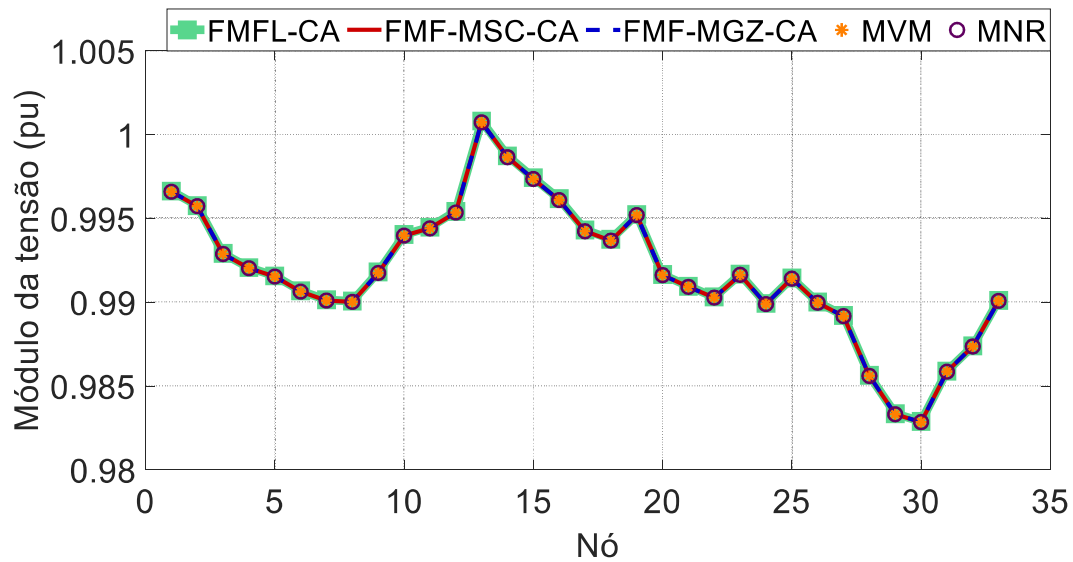


Figura 4.5 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA radial.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.2 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-33 CA radial.

Mínimo	$3,1302 \times 10^{-3}\%$
Média	$4,8110 \times 10^{-3}\%$
Máximo	$8,0893 \times 10^{-3}\%$
Desvio Padrão	$1,8101 \times 10^{-3}\%$
Quartil inferior	$3,5010 \times 10^{-3}\%$
Mediana	$3,8615 \times 10^{-3}\%$
Quartil superior	$6,4679 \times 10^{-3}\%$
Média podada do quartil superior	$7,7114 \times 10^{-3}\%$

Tabela 4.3 – Potência ativa e reativa na saída das GD na microrrede MG-33 CA radial e erros relativos em relação ao MNR.

Nó da GD	Potência ativa			Potência reativa		
	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*
1	2,5077	2,5024	0,2123	0,9674	0,9681	0,0711
6	0,9804	0,9801	0,0271	0,9093	0,9094	0,0046
13	1,7039	1,7012	0,1562	0,8919	0,8927	0,0891
25	0,9804	0,9801	0,0271	0,9086	0,9086	0,0034
33	1,3019	1,3006	0,1021	0,9494	0,9496	0,0175

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com o FMFL-CA e MNR.

Tabela 4.4 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-33 CA radial e erros relativos das grandezas em relação ao MNR.

Grandezas	FMFL-CA	MNR	Erro relativo (%)
ω (pu)	0,919613	0,919879	0,0289
P^{loss} (pu)	0,034478	0,034486	0,0232
Q^{loss} (pu)	0,028306	0,028321	0,0530

4.5.3 Resultados dos Testes na MG-1438 CA Radial

As Figuras 4.6 e 4.7 mostram os ângulos e módulos das tensões nodais da microrrede MG-1438 CA. A Tabela 4.5 mostra algumas estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões obtidas pelo FMFL-CA em relação ao MNR. Nota-se que os erros relativos são menores

do que 0,09%. A Tabela 4.6 mostra as potências ativa e reativa de saída das GD calculadas pelos métodos FMFL-CA e MNR. Observa-se que apesar da boa precisão na estimação do estado, o FMFL-CA apresentou erros moderados na potência ativa, que ficaram em torno de 8%. Contudo, a potência reativa estimado pela versão linear foi próxima do MNR, nota-se que os erros relativos são menores do que 2%. A Tabela 4.7 exibe a frequência angular e as perdas ativa e reativa da MG-1438 CA. Percebe-se que os valores estimados nesta tabela pelo FMFL-CA são muito próximos do MRN.

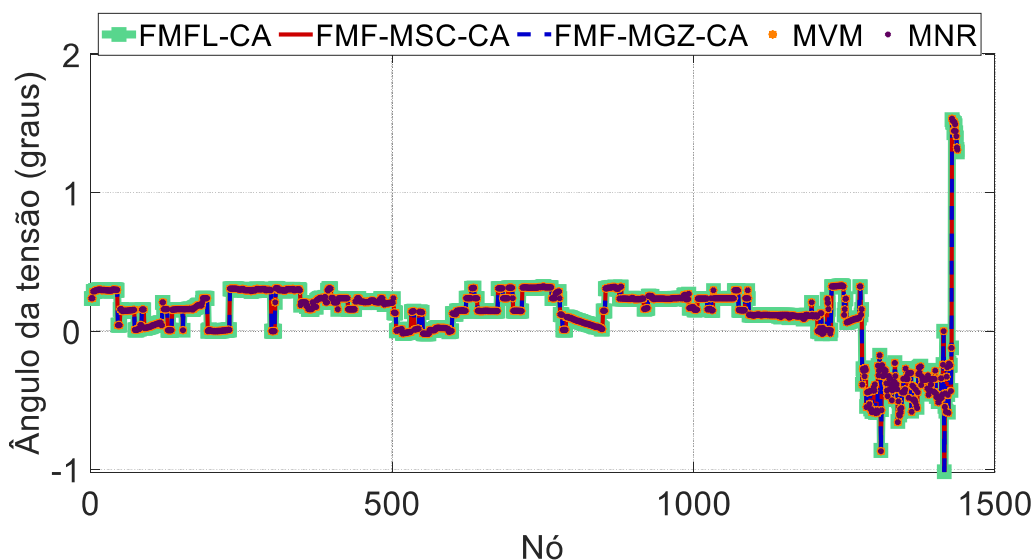


Figura 4.6 – Ângulo da tensão na microrrede MG-1438 CA.

Fonte: Elaboração própria.

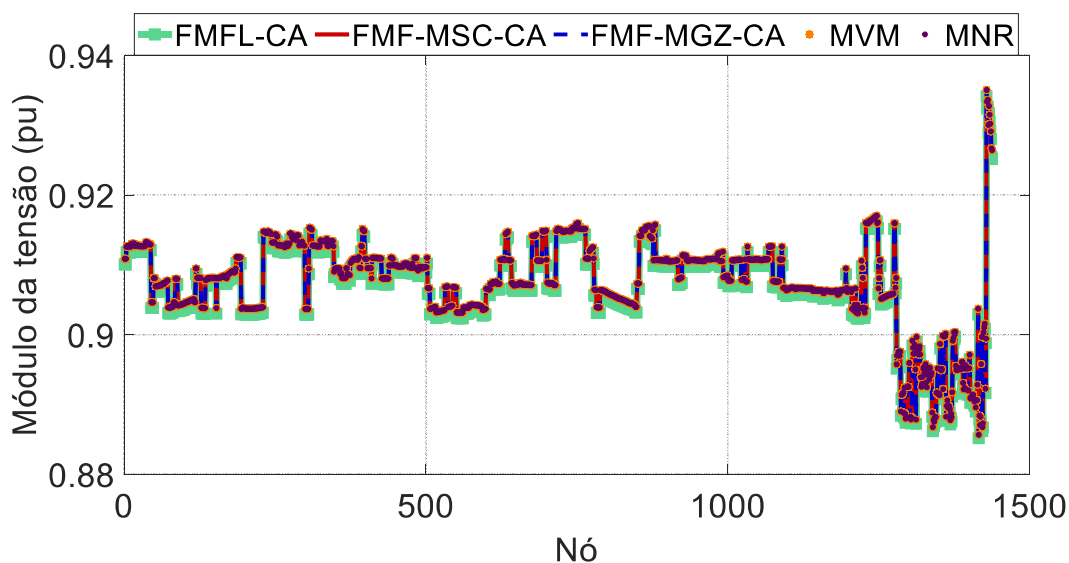


Figura 4.7 – Módulo da tensão na microrrede MG-1438 CA.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.5 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-1438 CA.

Mínimo	$5,8337 \times 10^{-2} \%$
Média	$8,7662 \times 10^{-2} \%$
Máximo	$1,3748 \times 10^{-1} \%$
Desvio Padrão	$6,3612 \times 10^{-3} \%$
Quartil inferior	$8,8595 \times 10^{-2} \%$
Mediana	$8,9213 \times 10^{-2} \%$
Quartil superior	$8,9912 \times 10^{-2} \%$
Média podada do quartil superior	$9,1412 \times 10^{-2} \%$

Tabela 4.6 – Potência ativa e reativa na saída da GD na microrrede MG-1438 CA e erros relativos em relação ao MNR.

GD	Potência ativa			Potência reativa		
	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)
1	0,5247	0,4852	8,1524	0,3089	0,3047	1,3896
2	0,5247	0,4852	8,1524	0,3171	0,3126	1,4314
3	0,5247	0,4852	8,1524	0,3158	0,3113	1,4545
4	0,5247	0,4852	8,1524	0,3332	0,3281	1,5496
5	0,5247	0,4852	8,1524	0,3201	0,3155	1,4693
6	0,5247	0,4852	8,1524	0,3261	0,3213	1,4965
7	0,5247	0,4852	8,1524	0,3324	0,3273	1,5472
8	0,5247	0,4852	8,1524	0,3377	0,3325	1,5824
9	0,5247	0,4852	8,1524	0,3497	0,3439	1,6899
10	0,5247	0,4852	8,1524	0,3511	0,3452	1,7307

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com o FMFL-CA e MNR.

Tabela 4.7 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-1438 CA e erros relativos das grandezas em relação ao MNR.

Grandezas	FMFL-CA	MNR	Erro relativo (%)
ω (pu)	0,990188	0,990927	0,0746
P^{loss} (pu)	0,090065	0,091936	2,0356
Q^{loss} (pu)	0,280250	0,286270	2,1030

4.5.4 Resultados dos Testes na MG-33 CA Malhada

As Figuras 4.8 e 4.9 mostram os ângulos e módulos das tensões nodais da microrrede MG-33 CA malhada. A Tabela 4.8 exibe algumas estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões obtidos pelo FMFL-CA em relação ao MNR. Observa-se que os erros são muito pequenos, o maior erro é menor do que $3 \times 10^{-3} \%$. A Tabela 4.9 mostra as potências ativa e reativa de saída das GD calculadas pelos métodos FMFL-CA e MNR. Percebe-se que os valores obtidos por ambos os métodos são bem próximos. Adicionalmente, o maior erro relativo para a potência ativa foi de 0,2057%, enquanto que para a potência reativa foi de 0,0401%. A Tabela 4.10 apresenta a frequência angular e as perdas ativa e reativa da MG-33 CA malhada. Os valores destas grandezas estimados via FMFL-CA são muito próximos daqueles calculados via MNR.

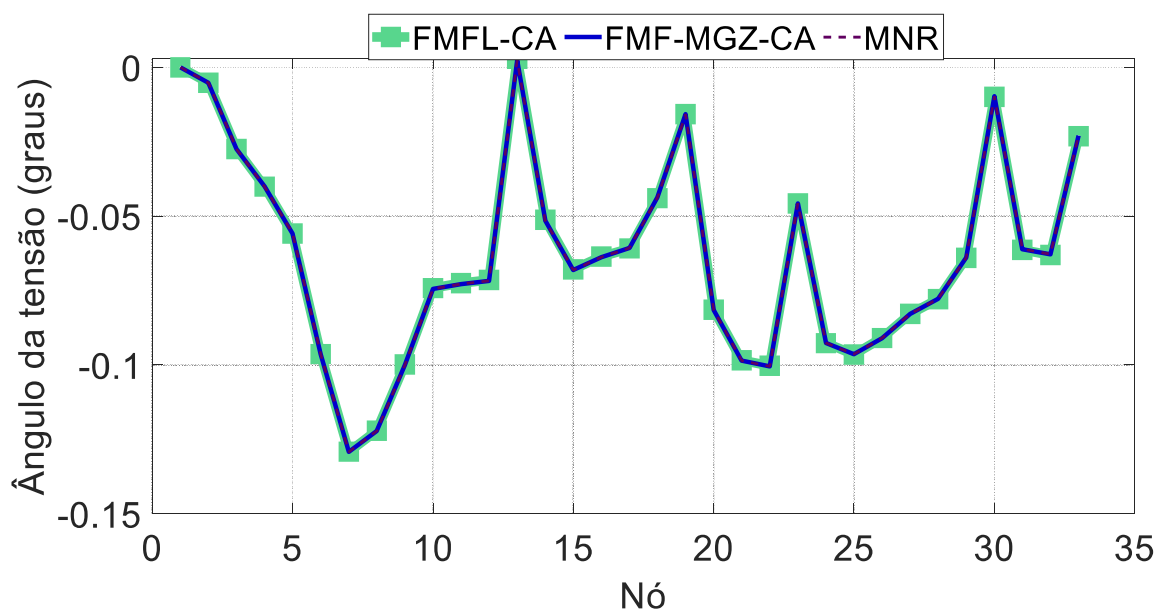


Figura 4.8 – Ângulo da tensão na microrrede MG-33 CA malhada.

Fonte: Elaboração própria.

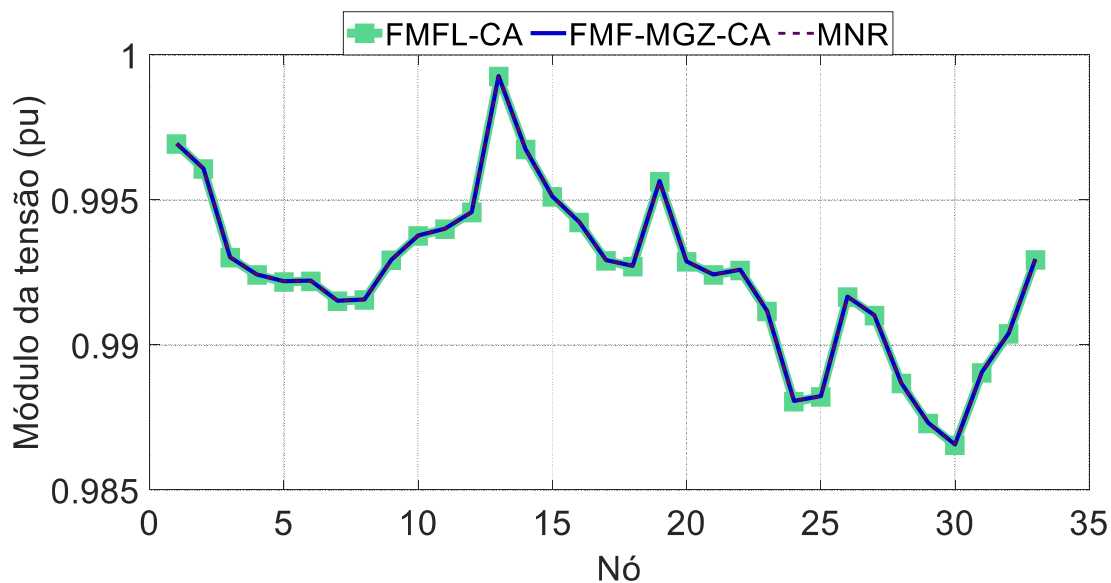


Figura 4.9 – Módulo da tensão da microrrede MG-33 CA malhada.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.8 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-33 CA malhada.

Mínimo	$1,0925 \times 10^{-3}\%$
Média	$2,0393 \times 10^{-3}\%$
Máximo	$2,8108 \times 10^{-3}\%$
Desvio Padrão	$4,2058 \times 10^{-4}\%$
Quartil inferior	$1,7691 \times 10^{-3}\%$
Mediana	$2,0589 \times 10^{-3}\%$
Quartil superior	$2,3471 \times 10^{-3}\%$
Média podada do quartil superior	$2,5880 \times 10^{-3}\%$

Tabela 4.9 – Potência ativa e reativa na saída das GD na microrrede MG-33 CA malhada e erros relativos em relação ao MNR.

Nó da GD	Potência ativa			Potência reativa		
	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*
1	2,5040	2,4988	0,2057	0,9614	0,9610	0,0401
6	0,9802	0,9799	0,0262	0,9078	0,9078	0,0023
13	1,7020	1,6994	0,1512	0,9074	0,9073	0,0120
25	0,9802	0,9799	0,0262	0,9118	0,9118	0,0027
33	1,3010	1,2997	0,0989	0,9353	0,9352	0,0149

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com o FMFL-CA e MNR.

Tabela 4.10 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-33 CA malhada e erros relativos das grandezas em relação ao MNR.

Grandezas	FMFL-CA	MNR	Erro relativo (%)
ω (pu)	0,919801	0,920058	0,0279
P^{loss} (pu)	0,027890	0,027867	0,0825
Q^{loss} (pu)	0,023008	0,022991	0,0739

4.5.5 Resultados dos Testes na MG-310 CA Malhada

As Figuras 4.10 e 4.11 mostram os ângulos e módulos das tensões nodais da microrrede MG-310 CA malhada. A Tabela 4.11 mostra algumas estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões do obtidas pelo FMFL-CA em relação ao MNR. Percebe-se que os erros relativos são próximos de 0,4%. Visualmente, nota-se uma pequena variação na Figura 4.11. As Tabelas 4.12 e 4.13 mostram as potências ativa e reativa, respectivamente, para cada gerador calculadas pelos métodos FMFL-CA e MNR. O FMFL-CA apresentou erros moderados, próximos de 8%, na potência ativa. Enquanto que a potência reativa estimada pela versão linear apresentou erros próximos de 6%. A Tabela 4.14 exibe a frequência angular e as perdas ativa e reativa da MG-310 CA. Os valores destas grandezas gerados pelo FMFL-CA são muito próximos do MRN.

Tabela 4.11 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-310 CA.

Mínimo	0,36152%
Média	0,41969%
Máximo	0,44121%
Desvio Padrão	0,021054%
Quartil inferior	0,40220%
Mediana	0,42226%
Quartil superior	0,43991%
Média podada do quartil superior	0,44042%

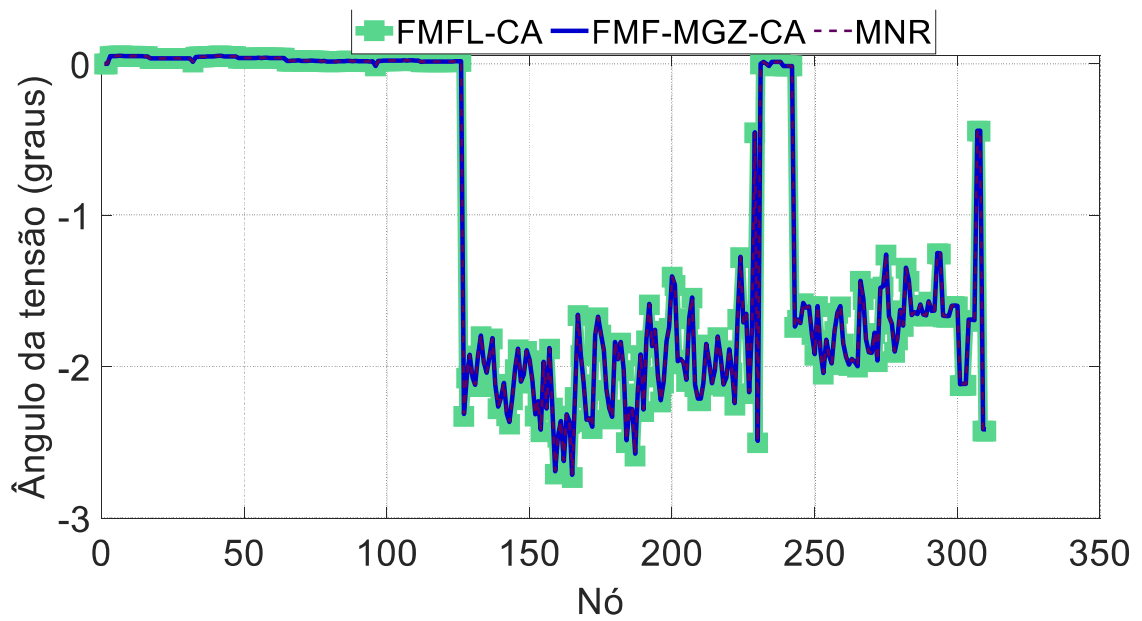


Figura 4.10 – Ângulo da tensão na microrrede MG-310 CA.

Fonte: Elaboração própria.

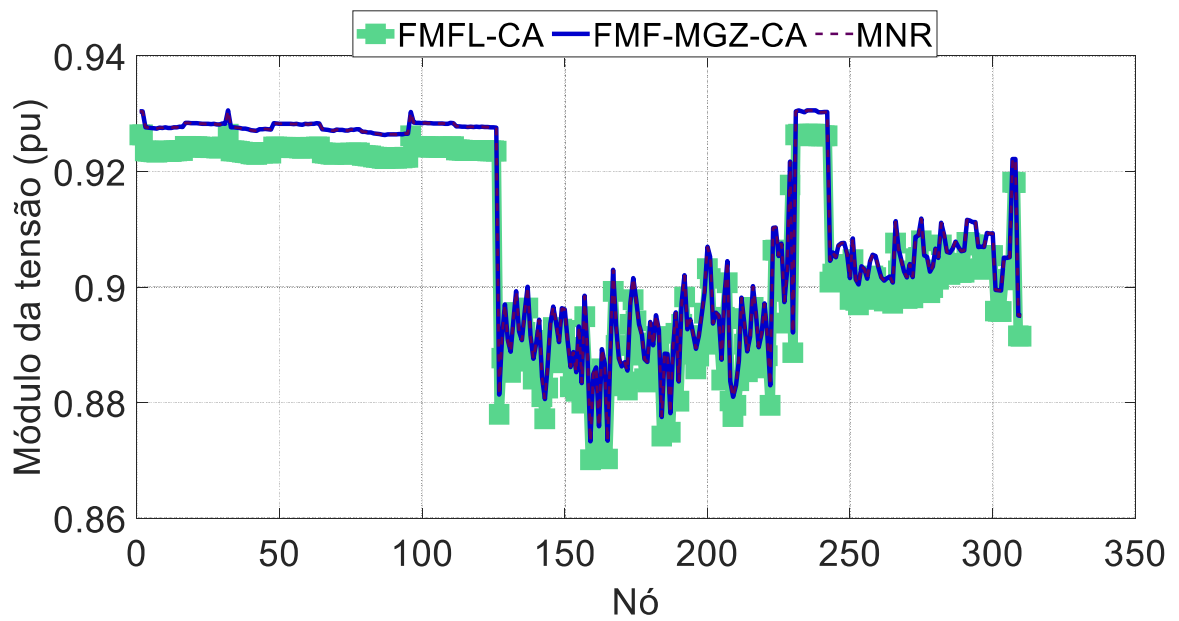


Figura 4.11 – Módulo da tensão da microrrede MG-310 CA.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.12 – Potência ativa na saída das GD na microrrede MG-310 CA e erros relativos em relação ao MNR.

Nó da GD	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*	Nó da GD	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*
P20	1,9173	1,7844	7,4432	P123	1,9173	1,7844	7,4432
P25	1,9173	1,7844	7,4432	P132	1,9173	1,7844	7,4432
P33	1,9173	1,7844	7,4432	P143	1,9173	1,7844	7,4432
P42	1,9173	1,7844	7,4432	P145	1,9173	1,7844	7,4432
P49	1,9173	1,7844	7,4432	P12	1,9173	1,7844	7,4432
P59	1,9173	1,7844	7,4432	P28	1,9173	1,7844	7,4432
P72	1,9173	1,7844	7,4432	P46	1,9173	1,7844	7,4432
P79	1,9173	1,7844	7,4432	P63	1,9173	1,7844	7,4432
P88	1,9173	1,7844	7,4432	P82	1,9173	1,7844	7,4432
P95	1,9173	1,7844	7,4432	P98	1,9173	1,7844	7,4432
P101	1,9173	1,7844	7,4432	P118	1,9173	1,7844	7,4432
P114	1,9173	1,7844	7,4432	P135	1,9173	1,7844	7,4432

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com o FMFL-CA e MNR.

Tabela 4.13 – Potência reativa na saída das GD na microrrede MG-310 CA e erros relativos em relação ao MNR.

Nó da GD	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*	Nó da GD	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*
P20	1,2610	1,1937	5,6335	P123	1,2485	1,1811	5,7058
P25	1,2593	1,1921	5,6424	P132	1,2484	1,1810	5,7063
P33	1,2492	1,1819	5,6910	P143	1,2593	1,1919	5,6571
P42	1,2499	1,1826	5,6876	P145	1,2595	1,1921	5,6567
P49	1,2620	1,1947	5,6358	P12	1,2129	1,1455	5,8861
P59	1,2655	1,1981	5,6192	P28	1,2127	1,1453	5,8875
P72	1,2511	1,1837	5,6870	P46	1,2129	1,1454	5,8866
P79	1,2494	1,1820	5,6962	P63	1,2128	1,1453	5,8872
P88	1,2675	1,2001	5,6156	P82	1,2180	1,1504	5,8726
P95	1,2662	1,1988	5,6230	P98	1,2181	1,1505	5,8720
P101	1,2752	1,2078	5,5847	P118	1,2176	1,1500	5,8746
P114	1,2789	1,2115	5,5680	P135	1,2177	1,1501	5,8742

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com o FMFL-CA e MNR.

Tabela 4.14 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-310 CA e erros relativos das grandezas em relação ao MNR.

Grandezas	FMFL-CA	MNR	Erro relativo (%)
ω (pu)	0,989833	0,990537	0,0711
P^{loss} (pu)	0,606896	0,616363	1,5359
Q^{loss} (pu)	2,514094	2,551872	1,4804

4.5.6 Resultados nas Microrredes MG-1438 CA radial e MG-310 CA Malhada com Potências de Referência do Controle Droop Obtidas via FPO CA Linear

É válido lembrar que todos os testes realizados até então com os algoritmos de fluxo de potência CA propostos nas microrredes MG-1438 CA e MG-310 CA consideraram que as potências de referência ativa e reativa do controle droop são nulas para todos os geradores. Esta estratégia de ajuste das potências de referência do controle droop é usada na literatura quando não se dispõe de uma metodologia para despachar a GD da microrrede ou quando se deseja testar um FMF em condições muito severas [38]. Nesta tese, o uso do ajuste nulo está associado com a última causa. O ajuste nulo é uma condição de teste é muito extremada, pois exige que o algoritmo de fluxo de potência calcule as potências de saída dos geradores exigidas para suprir a carga da microrrede com base no controle droop. Em outras palavras, o despacho dos geradores da microrrede é realizado pelo próprio algoritmo de fluxo de potência. Este cenário extremo foi projetado para avaliar a capacidade dos algoritmos propostos para obter uma solução com desvios de frequência significativos. Caso contrário, a frequência da microrrede seria muito próxima do seu valor nominal. Todavia, o ajuste das potências de referência do controle droop dos geradores para zero não é realista, pois todos os geradores são despachados de acordo com algum critério (por exemplo, o mínimo custo de produção) para suprir a carga da microrrede no modo ilhado. Desta forma, foram também realizados testes com o FMFL-CA na MG-310 CA e na MG-1438 CA calculando-se as potências de referência do controle droop dos geradores através dos modelos de otimização para microrredes CA que serão apresentados no Capítulo 5. Os resultados destes testes são apresentados nas Figuras 4.12 e 4.13 e nas Tabelas de 4.15 a 4.21. A partir destas tabelas, pode-se observar que a precisão das potências de saída dos geradores estimadas via FMFL-CA é significativamente melhorada quando as potências de referência dos controles droop dos geradores não são nulas.

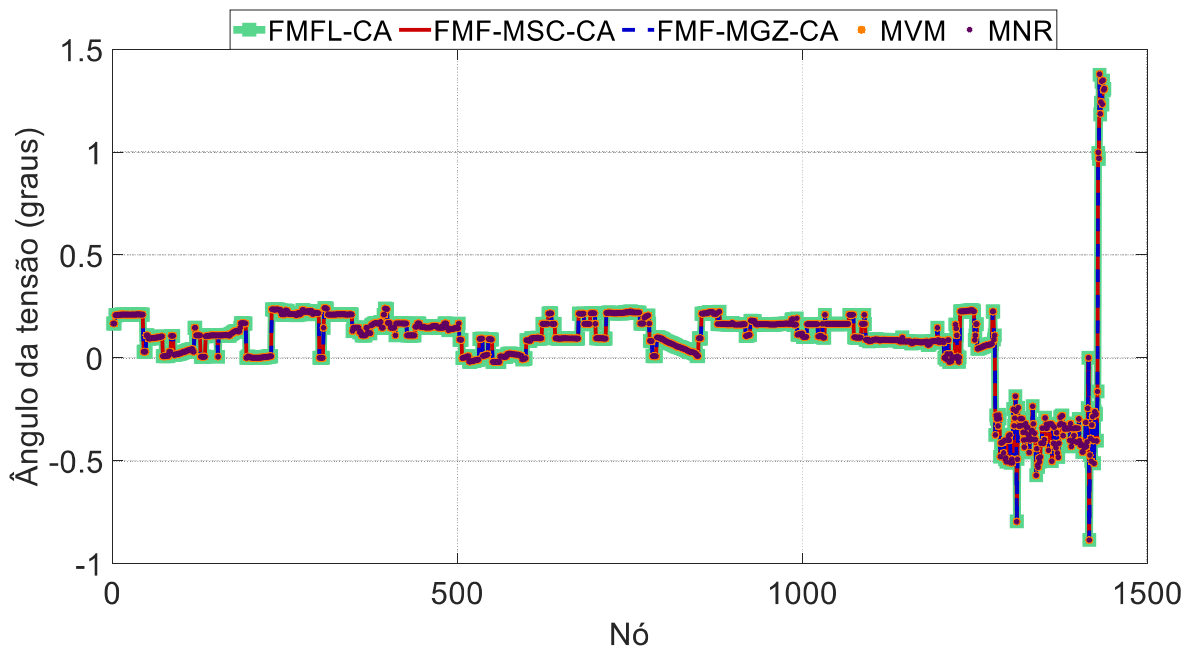


Figura 4.12 – Ângulo da tensão na microrrede MG-1438 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Fonte: Elaboração própria.

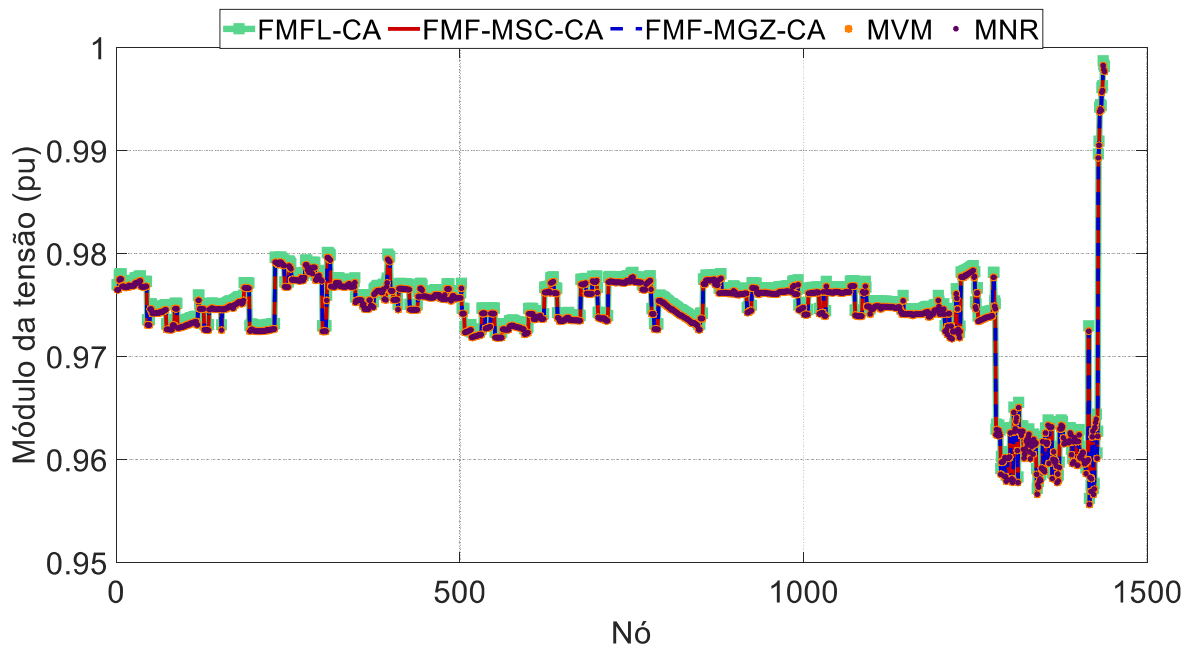


Figura 4.13 – Módulo da tensão na microrrede MG-1438 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.15 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-1438 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Mínimo	$4,0149 \times 10^{-2}\%$
Média	$5,2237 \times 10^{-2}\%$
Máximo	$6,1192 \times 10^{-2}\%$
Desvio Padrão	$2,1958 \times 10^{-3}\%$
Quartil inferior	$5,1055 \times 10^{-2}\%$
Mediana	$5,2146 \times 10^{-2}\%$
Quartil superior	$5,3740 \times 10^{-2}\%$
Média podada do quartil superior	$5,4982 \times 10^{-2}\%$

Tabela 4.16 – Potência ativa e reativa na saída da GD na microrrede MG-1438 CA e erros relativos em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

GD	Potência ativa			Potência reativa		
	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)
1	0,3422	0,3424	0,0544	0,1870	0,1889	0,9862
2	0,3464	0,3466	0,0538	0,2369	0,2388	0,7985
3	0,5012	0,5014	0,0372	0,2343	0,2364	0,8999
4	0,4704	0,4706	0,0396	0,3217	0,3238	0,6482
5	0,4593	0,4595	0,0406	0,2678	0,2699	0,7723
6	0,5192	0,5194	0,0359	0,3247	0,3269	0,6594
7	0,4956	0,4958	0,0376	0,3529	0,3550	0,6016
8	0,5659	0,5661	0,0329	0,4162	0,4185	0,5292
9	0,5700	0,5702	0,0327	0,4298	0,4320	0,5201
10	0,5655	0,5657	0,0329	0,4137	0,4160	0,5449

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com o FMFL-CA e MNR.

Tabela 4.17 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-1438 CA e erros relativos das grandezas em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Grandezas	FMFL-CA	MNR	Erro relativo (%)
ω (pu)	0,999858	0,999854	4×10^{-4}
P^{loss} (pu)	0,077610	0,077920	0,3978
Q^{loss} (pu)	0,249096	0,250057	0,3843

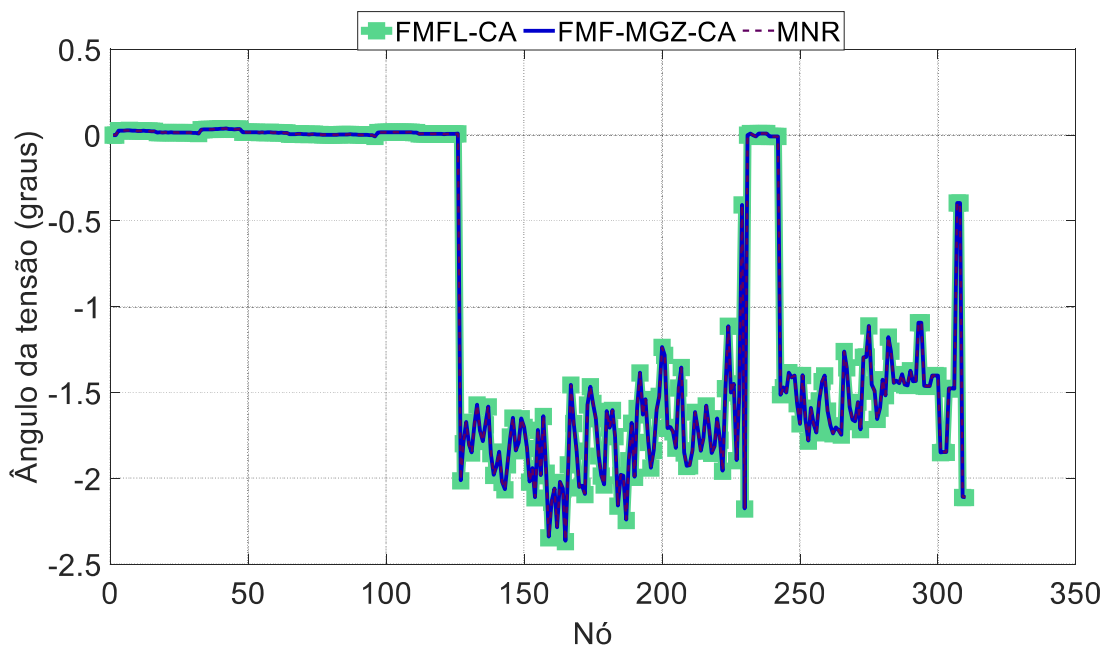


Figura 4.14 – Ângulo da tensão na microrrede MG-310 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Fonte: Elaboração própria.

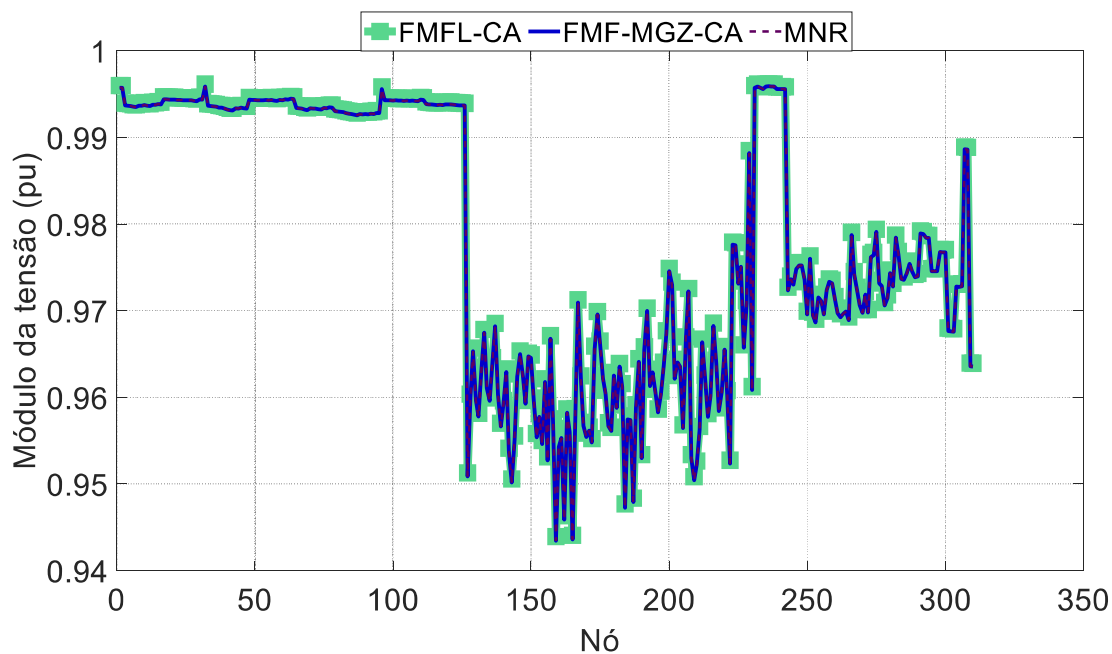


Figura 4.15 – Módulo da tensão na microrrede MG-310 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.18 – Estatísticas dos erros relativos dos módulos das tensões nodais do FMFL-CA em relação ao MNR na microrrede MG-310 CA com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Mínimo	$2,5985 \times 10^{-2}\%$
Média	$3,2443 \times 10^{-2}\%$
Máximo	$5,0294 \times 10^{-2}\%$
Desvio Padrão	$6,4888 \times 10^{-3}\%$
Quartil inferior	$2,6301 \times 10^{-2}\%$
Mediana	$3,1413 \times 10^{-2}\%$
Quartil superior	$3,7927 \times 10^{-2}\%$
Média podada do quartil superior	$4,1222 \times 10^{-2}\%$

Tabela 4.19 – Potência ativa na saída das GD na microrrede MG-310 CA e erros relativos em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Nó da GD	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*	Nó da GD	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*
P20	1,9488	1,9471	0,0878	P123	1,9093	1,9076	0,0896
P25	1,9301	1,9284	0,0887	P132	1,9642	1,9625	0,0871
P33	1,9473	1,9456	0,0879	P143	1,9647	1,9630	0,0871
P42	1,9419	1,9402	0,0881	P145	1,9754	1,9737	0,0866
P49	1,9435	1,9418	0,0881	P12	1,4399	1,4382	0,1189
P59	1,9540	1,9523	0,0876	P28	1,4485	1,4468	0,1182
P72	1,9563	1,9546	0,0875	P46	1,4421	1,4404	0,1187
P79	1,9367	1,9350	0,0884	P63	1,4399	1,4382	0,1189
P88	1,9641	1,9624	0,0871	P82	1,4429	1,4412	0,1186
P95	1,9591	1,9574	0,0874	P98	1,4377	1,4360	0,1191
P101	1,9748	1,9730	0,0867	P118	1,4354	1,4337	0,1193
P114	1,9804	1,9786	0,0864	P135	1,4303	1,4286	0,1197

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com o FMFL-CA e MNR.

Tabela 4.20 – Potência reativa na saída das GD na microrrede MG-310 CA e erros relativos em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Nó da GD	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*	Nó da GD	FMFL-CA (pu)	MNR (pu)	Erro relativo (%)*
P20	1,3192	1,3235	0,3236	P123	1,1137	1,1180	0,3862
P25	1,4106	1,4149	0,3026	P132	1,4077	1,4120	0,3058
P33	1,2323	1,2366	0,3462	P143	1,2519	1,2562	0,3435
P42	1,4324	1,4367	0,2980	P145	1,3716	1,3759	0,3136
P49	1,2790	1,2832	0,3336	P12	0,8101	0,8143	0,5243
P59	1,2875	1,2918	0,3314	P28	0,7982	0,8025	0,5321
P72	1,3279	1,3322	0,3213	P46	0,8051	0,8093	0,5276
P79	1,3812	1,3855	0,3089	P63	0,8005	0,8047	0,5306
P88	1,2932	1,2975	0,3323	P82	0,8062	0,8105	0,5306
P95	1,4462	1,4505	0,2972	P98	0,8148	0,8191	0,5250
P101	1,2771	1,2814	0,3366	P118	0,8168	0,8211	0,5238
P114	1,4922	1,4965	0,2883	P135	0,8196	0,8239	0,5220

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com o FMFL-CA e MNR.

Tabela 4.21 – Frequência angular e perdas ativa e reativa estimadas através do FMFL-CA e MNR na microrrede MG-310 CA e erros relativos das grandezas em relação ao MNR com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CA Linear.

Grandezas	FMFL-CA	MNR	Erro relativo (%)
ω (pu)	0,999877	0,999886	9×10^{-4}
P^{loss} (pu)	0,514636	0,515785	0,2228
Q^{loss} (pu)	2,189720	2,194042	0,1970

4.5.7 Conclusão dos Testes com o FMFL-CA

Com bases nos testes realizados nas microrredes as seguintes observações do FMFL-CA relação ao MNR são destacadas:

- i) As estimativas das magnitudes e ângulos das tensões nodais fornecidas pelo FMFL-CA tiveram boa precisão em microrredes de pequeno e grande porte.
- ii) A precisão do FMFL-CA também foi boa na estimação de outras grandezas elétricas de interesse, tais como: frequência angular da microrrede e perdas de potência ativa e reativa totais nos circuitos.

- iii) A precisão do FMFL-CA foi reduzida quando este método foi usado para estimar as potências de saída ativa e reativa dos geradores das microrredes testadas quando as potências de referência dos controles droop são ajustados para zero.
- iv) Entretanto, para estudos probabilísticos o FMFL-CA é adequado, pois estes estudos os geradores da microrrede são sempre despachados para operar no modo ilhado com o objetivo de evitar violação de restrições técnicas (tensão e frequência). Caso contrário, as incertezas intrínsecas à microrrede resultariam em valores extremamente altos (próximos a unidade) para os índices de risco relativos a violação de restrições. É importante mencionar que as incertezas associadas com as falhas nos geradores e flutuações de carga podem causar desequilíbrios entre a carga e a geração que podem resultar em desvios de frequência significativos apesar do despacho dos geradores da microrrede ter sido realizado. Desta forma, deve-se verificar se a precisão do FMFL-CA não será comprometida no FPP. Esta avaliação será realizada no Capítulo 6.
- v) Deve-se destacar que não foram apresentados testes associados com os custos computacionais do FMFL-CA. Esta estratégia é devido ao FMFL-CA ser projetado para reduzir o custo computacional do fluxo de potência em microrredes ilhadas em aplicações computacionalmente intensivas. Desta forma, o custo computacional do FMFL-CA será avaliado somente no Capítulo 6 que apresenta um estudo de Fluxo de Potência Probabilístico para microrredes ilhadas com topologia malhada via SMC. Este estudo envolve métodos estatísticos computacionalmente intensivos (SMC) e, portanto, é uma aplicação ideal para avaliar o custo computacional do FMFL-CA.

4.6 Resultados dos Testes do FMFL-CC e FMFL-MSA-CC

4.6.1 Descrição das Microrredes CC Testes

As microrredes CC MG-33 CC radial e malhada e MG-1438 CC, descritas na seção 3.9.1, foram utilizadas para avaliar os seguintes algoritmos de fluxo de potência linear com múltiplas barras de folga para microrredes CC:

- i) FMFL-CC1: linearização do modelo de injeção de correntes via série de Taylor;
- ii) FMFL-CC2: linearização da injeção de potência;

- iii) FMFL-CC3: linearização do modelo de injeção de correntes via regressão linear;
- iv) FMFL-MSA-CC1: baseado no Método de Soma de Admitâncias via série de Taylor;
- v) FMFL-MSA-CC2: baseado no Método de Soma de Admitâncias via regressão linear.

A fim de validar os fluxos propostos, os estados das microrredes também foram calculados usando os seguintes métodos:

- i) FMF-MSA-CC: FMF-CC via Método de Soma de Correntes;
- ii) FMF-MGZ-CC: FMF-CC via Método de Gauss-Zbus;
- iii) MNR-CC: Método de Newton Raphson para microrredes CC;

O MNR-CC foi utilizado como referência para avaliar a acurácia das versões propostas do FMFL para microrredes CC.

4.6.2 Resultados dos Testes na MG-33 CC Radial

A Figura 4.16 mostra as tensões CC nodais na MG-33 CC radial e a Tabela 4.22 apresenta algumas estatísticas dos erros relativos das tensões CC (em relação ao MNR-CC) obtidas com as versões do FMFL-CC. Inicialmente, percebe-se que as versões FMFL-MSA-CC1 e FMFL-MSA-CC2 geraram os mesmos resultados das versões FMFL-CC1 e FMFL-CC3, respectivamente, para todas as grandezas elétricas da microrrede CC. Este resultado é devido a:

- i) FMFL-MSA-CC1 e o FMFL-CC1 se baseiam na expansão de Taylor;
- ii) FMFL-MSA-CC2 e o FMFL-CC3 se baseiam na regressão linear;
- iii) Todos estes métodos se baseiam na linearização do modelo de injeções de correntes;
- iv) As tensões nodais de um circuito resistivo composto por fontes de corrente e resistências deve ser as mesmas independente da técnica de análise utilizada (análise nodal matricial [86] ou varredura regressiva e progressiva [96], [97]).

Analisando a Figura 4.16 nota-se que o perfil de tensão CC varia entre 0,92 pu e 0,94 pu, contudo como mostra a Figura 4.2, para essa faixa de tensão CC as versões que se baseiam na série de Taylor (FMFL-CC1 e FMFL-MSA-CC1) tendem a ser mais imprecisas do que as versões baseadas na regressão linear (FMFL-CC3 e FMFL-MSA-CC2).

Com base na Tabela 4.22, as tensões obtidas pelas versões FMFL-CC2 e o FMFL-CC3 foram muito próximas do MNR-CC. Entretanto, a versão FMFL-CC2 estimou as tensões CC com mais precisão que as outras versões. O FMFL-CC1, apesar de apresentar erros relativos na ordem de 0,4% em relação ao MNR-CC, apresentou erros relativos quase 10 vezes maiores do que o FMFL-CC2.

A Tabela 4.23 mostra as potências dos geradores e as perdas da microrrede MG-33 CC radial e seus erros relativos em relação ao MNR-CC. A partir desta tabela, nota-se que as potências dos geradores estimadas pelos métodos FMFL-CC2, FMFL-CC3 e FMFL-MSA-CC2 são as mais precisas. Entretanto, o FMFL-CC2 não estimou com precisão as perdas de potência ativa, pois o erro relativo em relação ao MNR-CC foi mais de 12%. Por outro lado, as versões FMFL-CC1/FMFL-MSA-CC1 e FMFL-CC3/FMFL-MSA-CC2 foram muito mais precisas para estimar as perdas de potência ativa, visto que os erros relativos dessas versões em relação ao MNR-CC foram de 0,1687% e 0,1598%, respectivamente.

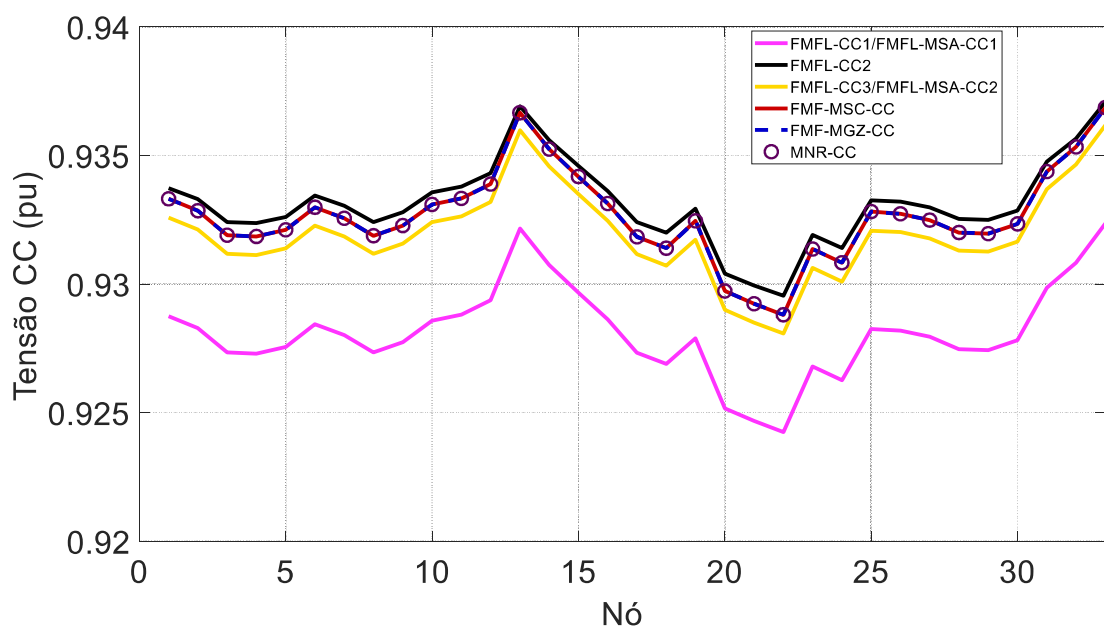


Figura 4.16 – Tensão CC nodal na microrrede MG-33 CC radial.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.22 – Estatísticas dos erros relativos das tensões CC nodais das versões FMFL-CC em relação ao MNR-CC na microrrede MG-33 CC radial.

Grandezas	FMFL-CC1/ FMFL-MSA-CC1 (%)	FMFL-CC2 (%)	FMFL-CC3/ FMFL-MSA-CC2 (%)
Mínimo	0,4809	0,0243	0,0724
Média	0,4862	0,0522	0,0757
Máximo	0,4907	0,0792	0,0797
Desvio Padrão	0,0031	0,0119	0,0025
Quartil inferior	0,4834	0,0461	0,0732
Mediana	0,4867	0,0522	0,0760
Quartil superior	0,4890	0,0571	0,0783
Média podada do Quartil superior	0,4900	0,0666	0,0787

Tabela 4.23 – Potência ativa na saída das GD CC na microrrede MG-33 CC radial e erros relativos em relação ao MNR-CC.

Nó da GD e perdas	FMFL-CC1/ FMFL-MSA-CC1 (pu)	FMFL- CC2 (pu)	FMFL-CC3/ FMFL-MSA-CC2 (pu)	MNR- CC (pu)
1	1,5412 (2,7366%)	1,4964 (0,2502%)	1,5067 (0,4393%)	1,5001
6	1,5440 (2,7205%)	1,4990 (0,2707%)	1,5095 (0,4283%)	1,5031
13	1,5106 (2,7580%)	1,4678 (0,1526%)	1,4761 (0,4154%)	1,4700
25	1,5457 (2,7356%)	1,5007 (0,2591%)	1,5113 (0,4447%)	1,5046
33	1,5088 (2,7624%)	1,4661 (0,1397%)	1,4743 (0,4169%)	1,4682
p^{loss}	0,016043 (0,1687%)	0,013950 (12,9013%)	0,016042 (0,1598%)	0,016016

* Erro relativo estimado usando 8 casas decimais dos valores obtidos com as versões do FMFL-CC e MNR.

4.6.3 Resultados dos Testes na MG-1438 CC Radial

A Figura 4.17 mostra as tensões CC nodais na MG-1438 CC radial. A Tabela 4.24 mostra estatísticas associadas com os erros relativos das versões lineares do FMFL-CC em relação ao MNR-CC. Com base nestes resultados, percebe-se que, assim como na seção anterior, a versão FMFL-CC2 obteve as tensões CC com mais precisão do que o FMFL-CC1 e o FMFL-CC3.

Além disso, as versões FMFL-MSA-CC1 e FMFL-MSA-CC2 obtiveram as mesmas tensões nodais CC das versões FMFL-CC1 e o FMFL-CC3, respectivamente.

Analisando o perfil de tensão CC, percebe-se que a tensão varia entre 0,90 pu e 0,93 pu. Contudo, como mostra a Figura 4.2 (comparação dos erros relativos das aproximações via série de Taylor e Regressão Linear), para essa faixa de tensão CC as versões que se baseiam na série de Taylor (FMFL-CC1 e FMFL-MSA-CC1) são mais imprecisas do que as versões baseadas na regressão linear (FMFL-CC3 e FMFL-MSA-CC2). Este comportamento é notado nos erros relativos das tensões CC e nas potências de saída das GD CC.

A Tabela 4.25 mostra as potências nas saídas dos geradores e as perdas da microrrede MG-1438 CC radial. Percebe-se, novamente, que as potências geradas estimadas pelo FMFL-CC2 são mais precisas. Entretanto, o erro nas perdas ativas totais obtido pela versão FMFL-CC2 é quase 50 vezes maior que aquele associado com as versões FMFL-CC1/FMFL-MSA-CC1 e FMFL-CC3/FMFL-MSA-CC2.

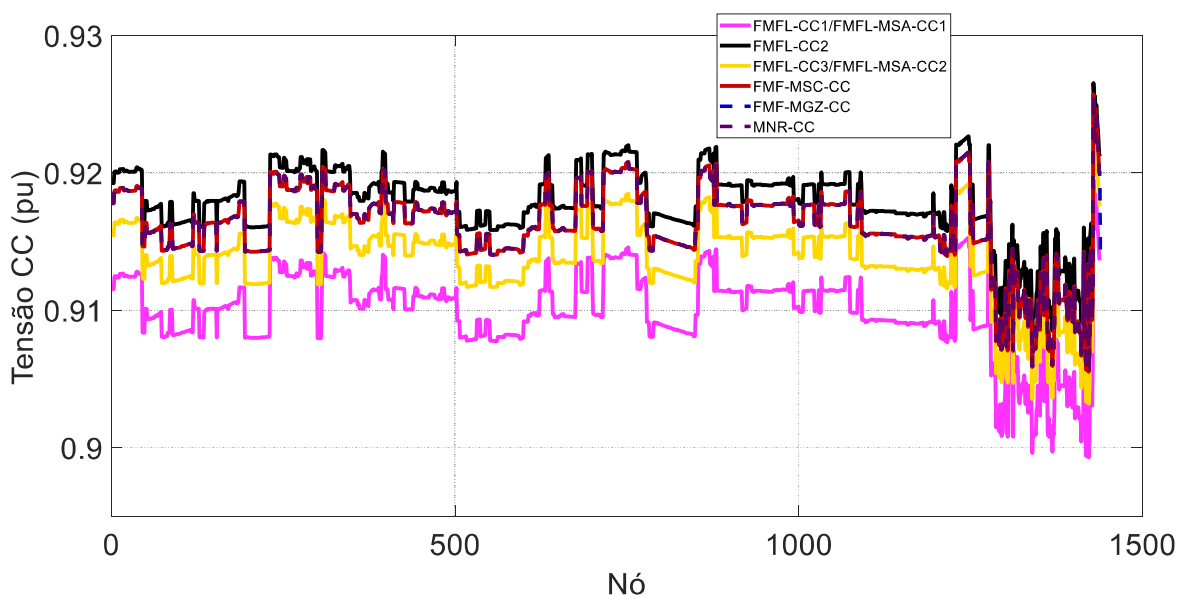


Figura 4.17 – Tensão CC nodal na microrrede MG-1438 CC.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.24 – Estatísticas dos erros relativos das tensões CC nodais das versões FMFL-CC em relação ao MNR-CC na microrrede MG-1438 CC.

Grandezas	FMFL-CC1/ FMFL-MSA-CC1 (%)	FMFL-CC2 (%)	FMFL-CC3/ FMFL-MSA-CC2 (%)
Mínimo	0,6711	0,0865	0,2479
Média	0,6831	0,1757	0,2553
Máximo	0,6903	0,2873	0,2607
Desvio Padrão	0,0031	0,0285	0,0020
Quartil inferior	0,6817	0,1600	0,2546
Mediana	0,6831	0,1742	0,2552
Quartil superior	0,6857	0,1860	0,2573
Média podada do Quartil superior	0,6869	0,2117	0,2578

Tabela 4.25 – Potência ativa na saída das GD CC na microrrede MG-1438 CC e erros relativos em relação ao MNR-CC.

GD e perdas	FMFL-CC1/ FMFL-MSA-CC1 (pu)	FMFL-CC2 (pu)	FMFL-CC3/ FMFL-MSA- CC2 (pu)	MNR-CC (pu)
1	0,5031 (8,3626%)	0,4593 (1,0785%)	0,4786 (3,0889%)	0,4643
2	0,5112 (8,2470%)	0,4666 (1,1869%)	0,4867 (3,0610%)	0,4722
3	0,5097 (8,2885%)	0,4652 (1,1578%)	0,4852 (3,0846%)	0,4707
4	0,5255 (8,0615%)	0,4796 (1,3704%)	0,5010 (3,0230%)	0,4863
5	0,5140 (8,2235%)	0,4692 (1,2173%)	0,4895 (3,0660%)	0,4749
6	0,5198 (8,1395%)	0,4744 (1,2960%)	0,4953 (3,0426%)	0,4806
7	0,5246 (8,0750%)	0,4788 (1,3589%)	0,5001 (3,0271%)	0,4854
8	0,5288 (8,0170%)	0,4826 (1,4153%)	0,5043 (3,0116%)	0,4895
9	0,5385 (7,9026%)	0,4914 (1,5349%)	0,5140 (2,9914%)	0,4991
10	0,5398 (7,8955%)	0,4926 (1,5471%)	0,5153 (2,9956%)	0,5003
p_{loss}	0,063423 (0,3746%)	0,052797 (17,0661%)	0,063432 (0,3609%)	0,063662

Os resultados apresentados anteriormente para a MG-1438 CC são obtidos considerando que as potências de referência dos controles droop dos geradores são nulas. Contudo, essa condição de operação é muito extremada e irrealista. Logo, a seguir são apresentados os resultados desta mesma microrrede, mas com as potências de referência do controle droop dos geradores obtidas através do modelo de otimização para microrredes CC (FPO CC linear) que será apresentado no Capítulo 5.

A Figura 4.18 mostra as tensões nodais CC obtidas com as potências de referência do controle droop calculadas via FPO CC linear. A partir desta figura, percebe-se que o perfil de tensão melhorou de forma significativa. Com base na Figura 4.2 (comparação dos erros relativos das aproximações via série de Taylor e Regressão Linear), é esperado que as versões que se baseiam na série de Taylor (FMFL-CC1 e FMFL-MSA-CC1) se tornem mais precisas em relação ao MNR-CC, enquanto que as versões baseadas na regressão linear (FMFL-CC3 e FMFL-MSA-CC2) se tornem menos precisas. Este fato é devido ao perfil de tensão obtido após o ajuste otimizado das potências de referência estar próximo da unidade. De acordo com a Figura 4.2, os erros associados com a expansão de Taylor são menores que aqueles associados com a regressão linear na vizinhança de 1.0 pu. Deve-se destacar que a versão FMFL-CC2 também é baseada na série de Taylor. Como mostram os erros relativos das tensões CC nodais e potência de saída das GD, dados nas Tabelas 4.26 e 4.27, respectivamente, as versões baseadas na série de Taylor ficaram mais precisas. Enquanto que a precisão das versões via regressão linear (FMFL-CC3 e FMFL-MSA-CC2) se degradaram. Entretanto, as perdas ativas da microrrede foram estimadas com mais precisão via FMFL-CC3 e FMFL-MSA-CC2. Neste ponto, é importante destacar que o ajuste otimizado das potências de referência do controle droop não causou uma degradação significativa nas acurácias das versões do FMFL-CC baseadas na regressão linear. Por outro lado, este ajuste resultou em melhorias expressivas na precisão das versões do FMFL-CC fundamentadas na expansão de Taylor. Em outras palavras, a precisão das versões baseadas na expansão de Taylor é mais sensível ao ajuste das potências de referência do que a precisão das versões fundamentadas na regressão linear. Desta forma, pode-se concluir que os métodos de FMFL-CC via regressão linear são mais robustos com relação a variações nas potências de referência do que os métodos de FMFL-CC via expansão de Taylor.

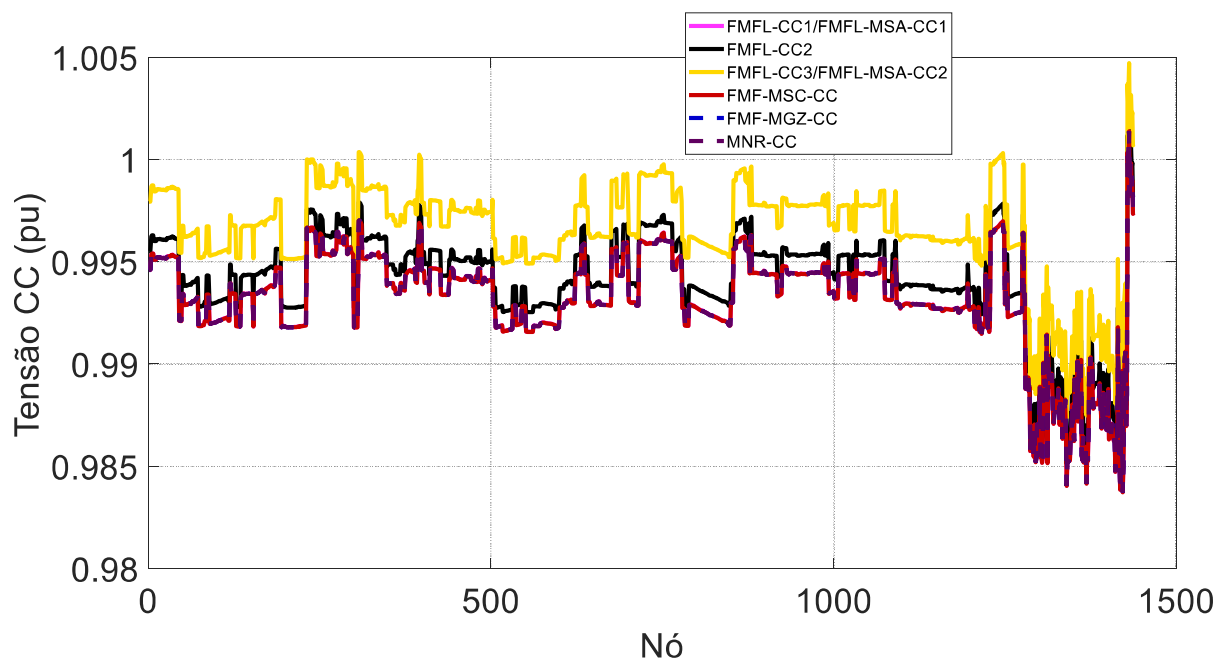


Figura 4.18 – Tensão CC nodal na microrrede MG-1438 CC com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CC Linear.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.26 – Estatísticas dos erros relativos das tensões CC nodais das versões FMFL-CC em relação ao MNR-CC na microrrede MG-1438 CC com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CC Linear.

Grandezas	FMFL-CC1/ FMFL-MSA-CC1 (%)	FMFL-CC2 (%)	FMFL-CC3/ FMFL-MSA-CC2 (%)
Mínimo	0,0009	0,0827	0,3329
Média	0,0010	0,0939	0,3359
Máximo	0,0013	0,1108	0,3393
Desvio Padrão	0,0001	0,0038	0,0009
Quartil inferior	0,0010	0,0918	0,3354
Mediana	0,0010	0,0937	0,3358
Quartil superior	0,0010	0,0959	0,3363
Média podada do Quartil superior	0,0011	0,0987	0,3370

Tabela 4.27 – Potência ativa na saída das GD CC na microrrede MG-1438 CC e erros relativos em relação ao MNR-CC com potências de referência do controle droop obtidas via FPO CC Linear.

GD e perdas	FMFL-CC1/ FMFL-MSA-CC1 (pu)	FMFL-CC2 (pu)	FMFL-CC3/ FMFL-MSA- CC2 (pu)	MNR-CC (pu)
1	0,4011 (0,0137%)	0,3960 (1,2882%)	0,3803 (5,1948%)	0,4012 (0%)
2	0,4002 (0,0140%)	0,3950 (1,3073%)	0,3794 (5,2076%)	0,4003 (0%)
3	0,5195 (0,0106%)	0,5143 (1,0191%)	0,4987 (4,0106%)	0,5196 (0%)
4	0,44586 (0,0128%)	0,44054 (1,2059%)	0,42506 (4,6757%)	0,4459 (0%)
5	0,4271 (0,0132%)	0,4219 (1,2388%)	0,4063 (4,8795%)	0,4272 (0%)
6	0,5256 (0,0109%)	0,5203 (1,0182%)	0,5048 (3,9657%)	0,5256 (0%)
7	0,4723 (0,0122%)	0,4670 (1,1392%)	0,4515 (4,4137%)	0,4724 (0%)
8	0,5661 (0,0103%)	0,5608 (0,9601%)	0,5453 (3,6823%)	0,5662 (0%)
9	0,5213 (0,0111%)	0,5158 (1,0588%)	0,5005 (4,0002%)	0,5214 (0%)
10	0,5337 (0,0109%)	0,5282 (1,0382%)	0,5129 (3,9077%)	0,5337 (0%)
P^{loss}	0,053577 (0,0324%)	0,052298 (2,4184%)	0,053585 (0,0170%)	0,053595 (0%)

4.6.4 Resultados dos Testes na MG-33 CC Malhada

A Figura 4.19 mostra as tensões CC nodais na MG-33 CC malhada. A Tabela 4.28 mostra estatísticas dos erros relativos das versões do FMFL-CC em relação ao MNR-CC. Com base nestes resultados, nota-se que a versão FMFL-CC2 estimou as tensões CC com mais exatidão do que as demais versões CC lineares. E percebe-se que o FMFL-CC1 apresentou erros relativos quase 10 vezes maiores do que o FMFL-CC2. O FMFL-CC3, assim como o FMFL-CC2, também foi bem preciso na estimação das tensões CC.

A Tabela 4.29 mostra as potências nas saídas dos geradores e as perdas da microrrede MG-33 CC malhada. As potências ativas geradas obtidas pelo FMFL-CC2 são mais precisas, entretanto, a perda ativa apresentou erro relativo de 12,7524% em relação ao MNR-CC. A

versão FMFL-CC3 estimou com boa precisão as potências e as perdas ativas em relação ao MNR-CC.

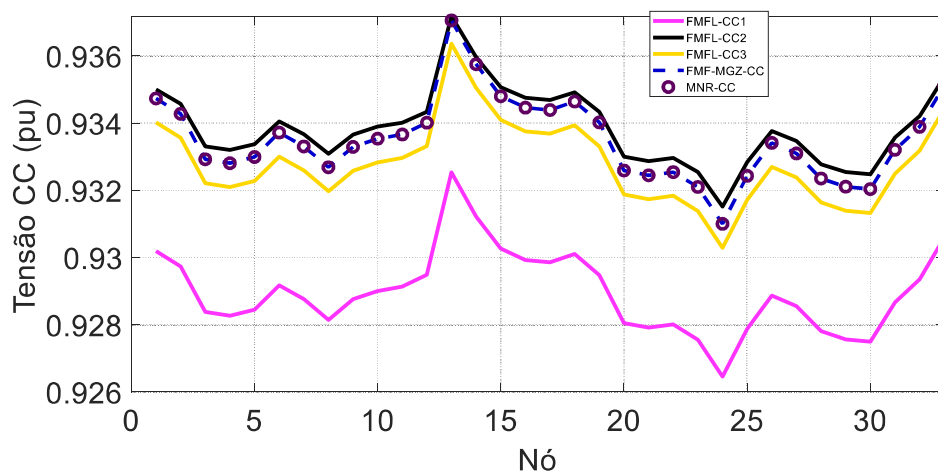


Figura 4.19 – Tensão CC nodal na microrrede MG-33 CC malhada.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.28 – Estatísticas dos erros relativos das tensões nodais CC das versões FMFL-CC em relação ao MNR-CC na microrrede MG-33 CC malhada.

Grandezas	FMFL-CC1 (%)	FMFL-CC2 (%)	FMFL-CC3 (%)
Mínimo	0,4826	0,0139	0,0742
Média	0,4860	0,0377	0,0759
Máximo	0,4880	0,0552	0,0771
Desvio Padrão	0,0012	0,0084	0,0007
Quartil inferior	0,4851	0,0317	0,0754
Mediana	0,4863	0,0386	0,0761
Quartil superior	0,4867	0,0437	0,0764

Tabela 4.29 – Potência ativa na saída das GD CC na microrrede MG-33 CC malhada e erros relativos em relação ao MNR-CC.

Nó da GD e perdas	FMFL-CC1 (pu)	FMFL-CC2 (pu)	FMFL-CC3 (pu)	MNR-CC (pu)
1	1,5282 (2,7470%)	1,4850 (0,1612%)	1,4938 (0,4307%)	1,4874
6	1,5374 (2,7310%)	1,4935 (0,1992%)	1,5029 (0,4288%)	1,4965
13	1,5072 (2,7753%)	1,4653 (0,0801%)	1,4727 (0,4265%)	1,4665
25	1,5490 (2,7135%)	1,5044 (0,2460%)	1,5146 (0,4288%)	1,5081
33	1,5248 (2,7507%)	1,4818 (0,1472%)	1,4903 (0,4292%)	1,4839
p^{loss}	0,012472 (0,1845%)	0,010861 (12,7524%)	0,012470 (0,1751%)	0,01244

4.6.5 Conclusão dos Testes com as Versões do FMFL-CC

Finalmente, deve-se comentar os seguintes aspectos com relação as versões lineares do FMF para microrredes CC operando no modo ilhado:

- i) As versões FMFL-CC1 e FMFL-MSA-CC1 apresentam boa precisão com relação as perdas e tensões nodais, mas a sua precisão é degradada na estimação das potências de saída ativas dos geradores quando as potências de referência dos controles droop são nulos. Entretanto, quando as potências de referência dos controles droop são estimadas usando um FPO, a precisão da tensão CC e das potências de saída das GD CC é melhorada.
- ii) A versão FMFL-CC2 apresenta resultados de alta precisão com relação as tensões e potências dos geradores. Contudo, a precisão é comprometida na estimação das perdas da microrrede CC.
- iii) Para estudos realísticos em que as potências de referência dos controles droop são estimadas via FPO, ou seja, quando é realizado um despacho de potência dos geradores, os resultados dos testes indicam que a versão linear mais promissora para estudos de fluxo de potência em microrredes CC é a FMFL-CC1 e FMFL-MSA-CC1, visto que ela conseguiu obter resultados de alta precisão na estimação das tensões e potências de saída dos geradores.
- iv) As versões baseadas na regressão linear (FMFL-CC3 e FMFL-MSA-CC2) são mais robustas (menos sensíveis) do que aquelas fundamentadas na expansão de Taylor com relação as modificações na potência de referência do controle droop, pois a sua precisão não é significativamente afetada pelos ajustes nas potências de referência.

5 FPO CA e CC Linear para Obtenção dos Valores de Referência do Controle Droop dos Geradores

5.1 Introdução

Um pré-requisito essencial para a execução do FPM para microrredes operando no modo ilhado é a definição dos valores de referência para o controle droop geradores. Estes valores de referência estão associados com as seguintes grandezas:

i) Controle droop $P - f$ $\left(P g_i(\omega) = P g_i^{ref} + \frac{1}{K g_i^P} (\omega^{ref} - \omega) \right)$;

i-1) frequência angular (ω^{ref});

i-2) Potência ativa ($P g_i^{ref}$);

ii) Controle droop QV $\left(Q g_i(V_i) = Q g_i^{ref} + \frac{1}{K g_i^Q} (V_i^{ref} - V_i) \right)$;

ii-1) Magnitude da tensão (V_i^{ref})

ii-2) Potência reativa ($Q g_i^{ref}$)

Os valores destas constantes podem ser ajustados para otimizar diversos objetivos operacionais de uma microrrede no modo ilhado [39], [41], [107], [108], [109]:

- i) Minimização das perdas de potência ativa nos circuitos;
- ii) Minimização dos custos de produção de energia dos geradores;
- iii) Mínimo desvio do ponto de operação especificado para a operação ilhada;
- iv) Mínimo desvio de um perfil de tensão especificado;
- v) Mínimo corte de carga;
- vi) Maximização da margem de carregamento da microrrede.
- vii) Minimização de erros de compartilhamento de potência entre microrredes.

A otimização dos objetivos acima geralmente é realizada considerando-se as seguintes restrições físicas e técnicas:

- i) Físicas:

i-1) Equações nodais de balanço de potência ativa e reativa (equações do fluxo de potência);

i-2) Referência angular da rede elétrica;

ii) Técnicas:

ii-1) Limites para as magnitudes das tensões;

ii-2) Limites para as potências de saída ativa e reativa dos geradores;

ii-3) Carregamento máximo dos circuitos.

Nesta tese de doutorado, considerou-se somente as restrições técnicas associadas com os limites de tensão e potência dos geradores. Em outras palavras, os limites de carregamento foram relaxados, pois oilhamento devido a uma falha à montante da microrrede é um evento de curta duração (por exemplo, o tempo de ilhamento pode ser igual ao tempo de reparo do componente falhado que dura apenas algumas horas) e os circuitos da rede distribuição toleram sobrecargas de curta duração. Contudo, os limites de tensão são considerados, pois violações de tensão podem resultar em eventos de perda de carga parcial (local/nodal) que são de interesse em estudos de confiabilidade que é uma das aplicações do FMF considerada nesta tese.

A otimização de objetivos operacionais sujeito a restrições técnicas configura um problema de programação matemática que é chamado de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) na área de sistemas de potência [104], [105], [106]. O problema de FPO pode ser formulado considerando-se os seguintes modelos da rede elétrica:

- i) Estáticos: são adequados para otimização de um estado da rede elétrica sem considerar a dependência temporal do estado durante um período de estudo.
- ii) Dinâmicos: são usados para considerar a interconexão temporal entre os estados da rede durante um período de estudo (semanal ou diário). Geralmente, os estados da rede são associados intervalos de duração horária. Os modelos dinâmicos são usados para modelar dispositivos de armazenamento de energia, tais como: baterias e usinas hidroelétricas.
- iii) Lineares: consideram uma representação linear das equações de fluxo de potência obtida a partir de algum tipo de aproximação. Um dos modelos lineares mais usados em estudos de FPO é o modelo $P\theta$ que desconsidera as componentes de tensão e potência reativa das equações de fluxo de potência.

iv) Não-lineares: representam as equações de fluxo de potência de forma exata em coordenadas polares ou retangulares.

A técnica de solução do FPO é dependente do modelo da rede elétrica (linear ou não-linear) usado para expressar as restrições e a função objetivo. Desta forma, pode-se solucionar um problema de FPO usando-se as seguintes técnicas:

- i) Modelos lineares: Métodos Simplex e de Pontos-Interiores;
- ii) Modelos não-lineares: Métodos de Pontos-Interiores, Programação Linear Sucessiva, Programação Quadrática Sucessiva, Programação Cônica, etc.

Nesta tese de doutorado, considerou-se um modelo de FPO linear para determinar os valores de referência do controle droop. Esta escolha é devido as seguintes características dos modelos lineares:

- i) Os modelos lineares têm baixo custo computacional para obter uma solução ótima;
- ii) Facilidade de implementação, por exemplo, o cálculo de derivadas parciais (gradientes, jacobianas e hessianas) não é necessário;
- iii) Grande disponibilidade de softwares matemáticos para solucionar problemas de programação linear.
- iv) Os modelos de otimização linear garantem a convergência para uma solução ótima global e identificam de forma precisa um modelo infactível.
- v) Definição de modelos de fluxo de potência lineares com precisão aceitável para FMF em microrredes nesta tese de doutorado. Estes modelos podem ser expandidos para problemas de FPO em microrredes ilhadas.

A solução produzida pelo FPO linear para determinar o ajuste dos valores de referência do controle droop foi validada com um algoritmo de fluxo de potência não-linear para assegurar que o modelo de FPO linear não introduziu violações nas restrições de tensão devido as aproximações usadas para obter o modelo. A presença destas violações no caso base resultaria em valores elevados para as probabilidades (riscos) e valores esperados dos eventos de perda parcial na análise de adequação da microrrede sob incertezas (erros de previsão de carga, falhas nos equipamentos e variabilidade da GD renovável).

Nas próximas seções serão apresentados os modelos de FPO linearizados usados para determinar os ajustes dos valores de referência dos parâmetros do controle droop dos geradores.

5.2 Formulação do FPO CA Não-Linear

Os valores de referência das constantes do controle droop dos geradores de uma microrrede CA podem ser ajustados através da solução de um FPO. A função objetivo deste problema de FPO é a minimização dos custos de geração. Esta função objetivo é minimizada sujeito as seguintes restrições: equações de fluxo de potência, limites nas potências de saída dos geradores e intervalos admissíveis para as magnitudes das tensões. As variáveis de decisão deste problema são os seguintes parâmetros de referência dos geradores com controle droop: magnitude da tensão e potências de saída ativa e reativa. A formulação matemática do FPO para ajuste dos valores de referência do controle droop é dada em (5.1)-(5.13).

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{i \in \mathcal{G}} P g_i \times C g_i \quad (5.1)$$

Sujeito a:

$$P g_k - P d_k - P_k(V, \theta) = 0, \forall k \in (\mathcal{G} \cap \mathcal{D}) \quad (5.2)$$

$$P g_k - P_k(V, \theta) = 0, \forall k \in \mathcal{G} \quad (5.3)$$

$$P d_k + P_k(V, \theta) = 0, \forall k \in \mathcal{D} \quad (5.4)$$

$$P_k(V, \theta) = 0, \forall k \notin (\mathcal{G} \cup \mathcal{D}) \quad (5.5)$$

$$Q g_k - Q d_k - Q_k(V, \theta) = 0, \forall k \in (\mathcal{G} \cap \mathcal{D}) \quad (5.6)$$

$$Q g_k - Q_k(V, \theta) = 0, \forall k \in \mathcal{G} \quad (5.7)$$

$$Q d_k + Q_k(V, \theta) = 0, \forall k \in \mathcal{D} \quad (5.8)$$

$$Q_k(V, \theta) = 0, \forall k \notin (\mathcal{G} \cup \mathcal{D}) \quad (5.9)$$

$$\theta_1^{esp} - \theta_1 = 0 \quad (5.10)$$

$$P g_i^{min} \leq P g_i \leq P g_i^{max}, \forall i \in \mathcal{G} \quad (5.11)$$

$$Q g_i^{min} \leq Q g_i \leq Q g_i^{max}, \forall i \in \mathcal{G} \quad (5.12)$$

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max}, \forall k = 1, \dots, N^{node} \quad (5.13)$$

Onde:

$C g_k$ é o custo de produção de energia (em US\$/kWh) para a GD conectado no nó k ;

V_k e θ_k são módulo e ângulo da tensão no nó k , respectivamente;

Pg_k (Qg_k) é a potência ativa (reativa) gerada pelo gerador conectado no nó k ;

Pd_k (Qd_k) é a potência ativa (reativa) da carga conectada no nó k ;

θ_1^{esp} é o valor especificado da fase da tensão no nó #1 (nó de referência angular);

V_k^{min} (V_k^{max}) é o limite mínimo (máximo) para o módulo da tensão no nó k ;

Pg_i^{min} (Pg_i^{max}) é o limite mínimo (máximo) de geração de potência ativa no gerador i ;

Qg_i^{min} (Qg_i^{max}) é o limite mínimo (máximo) de geração de potência reativa no gerador i ;

$P_k(V, \theta) = V_k \sum_{m=1}^{N^{node}} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km})$ é a injeção de potência ativa resultante no nó k ;

$Q_k(V, \theta) = V_k \sum_{m=1}^{N^{node}} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km})$ é a injeção de potência reativa resultante no nó k ;

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m;$$

G_{km} e B_{km} são os elementos das matrizes de condutância e susceptância nodal, respectivamente, associados com os nós k e m .

Analisando-se o modelo de otimização (5.1)-(5.13), pode-se concluir que:

- i) As restrições de igualdade de (5.2)-(5.9) estabelecem o balanço nodal de potência ativa e reativa e definem o problema de fluxo de potência na microrrede.
- ii) A restrição de igualdade (5.10) define a referência angular da microrrede.
- iii) As canalizações (5.11) e (5.12) definem os limites para a potência de saída ativa e reativa, respectivamente, das GD.
- iv) A canalização (5.13) define a região factível para a magnitude de tensão para evitar o desligamento intempestivo das cargas devido as suas proteções ou pela sua sensibilidade intrínseca a variações de tensão de longa duração.
- v) As restrições de carregamento nos ramos são relaxadas, pois equipamentos elétricos podem suportar sobrecargas de curta duração sem degradação significativa da sua condição. Esta é a situação na operação ilhada da microrrede, pois a duração do ilhamento será, no máximo, igual ao tempo de reparo do equipamento falhado que causou a desconexão da microrrede.

A partir da função objetivo definida em (5.1), pode-se observar que é necessário calcular os custos de produção de energia dos geradores. Nesta tese de doutorado, é considerado que a GD da microrrede é do tipo convencional à gás. O primeiro passo para se obter estes custos da GD à gás é a obtenção da taxa de aquecimento. A taxa de aquecimento é definida como se segue [110]:

$$HR = \frac{FF \times FHV}{P_0} \quad (5.14)$$

Onde:

P_0 é a potência ativa nominal do gerador em kWh;

FF é o fluxo do combustível em BTU/h que depende de P_0 ;

FHV é o valor de aquecimento do combustível. De acordo com [111], $FHV = 0,7720$;

HR é a taxa de aquecimento em BTU/kWh.

A partir do valor de HR , pode-se obter o volume do gás (V_G) em $\frac{m^3}{kWh}$ de acordo com a equação (5.15).

$$V_G = HR \times \frac{28,5}{1000000} \quad (5.15)$$

Onde: $28,5/1000000$ é um fator utilizado para converter a unidade térmica do gás natural de BTU para m^3 [110], [111].

Finalmente, após o cálculo do volume de gás, o custo de produção de energia é obtido segundo (5.16).

$$C_g = P_{GAS} \times V_G \quad (5.16)$$

Onde: P_{GAS} é o preço do gás e C_g é o custo de produção de energia expresso em US\$/kWh. O preço do gás adotado foi de 0,25 US\$/ m^3 de acordo com a referência [111].

A partir dos procedimentos descritos acima, o cálculo do custo pode ser resumido na seguinte equação:

$$C_g = 0,25 \times \frac{FF \times FHV}{P_0} \times \frac{28,5}{1000000} \quad (5.17)$$

5.3 Formulação do FPO CA Linear

Em princípio, a solução de (5.1)-(5.13), deve ser realizada usando-se algoritmos de problema de otimização não-linear, tais como: programação linear sequencial, programação quadrática sequencial, lagrangeano aumentado ou métodos de pontos interiores. Estes métodos exigem a derivação de fórmulas para as derivadas parciais da função objetivo e das restrições. A obtenção dessas derivadas é tediosa e sujeita a erros. Adicionalmente, todos os algoritmos citados acima exigem o fornecimento de um ponto de partida. A qualidade desta estimativa inicial da solução afeta a convergência do método. Além disso, o custo computacional para se obter a solução de um problema de FPO CA não-linear é muito elevado. Desta forma, é proposto uma formulação linear para o FPO CA. Este modelo não requer derivadas parciais nem ponto de partida e tem baixo custo computacional e melhores características de convergência. No entanto, são introduzidas aproximações para se obter um modelo linearizado. Estas aproximações podem resultar em erros que degradam a qualidade da solução ótima, por exemplo, a presença de violações de tensão após o ajuste dos parâmetros do controle droop.

O modelo linearizado de FPO CA usado nesta tese de doutorado se baseia no fluxo de potência CA linearizado proposto em [100]. A formulação aproximada das equações de fluxo de potência proposta em [100] é definida em (5.18).

$$-\begin{bmatrix} \mathbf{B}' & -\mathbf{G} \\ \mathbf{G} & \mathbf{B} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} \\ \mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

Onde:

\mathbf{B} e \mathbf{G} são as matrizes de susceptância e condutância nodal, respectivamente;

\mathbf{B}' é a matriz de susceptância nodal sem a contribuição dos elementos shunt;

\mathbf{Pg} (\mathbf{Qg}) é o vetor de geração de potência ativa nodal. Os elementos de \mathbf{Pg} (\mathbf{Qg}) são nulos se não há geração conectada no nó correspondente;

\mathbf{Pd} (\mathbf{Qd}) é o vetor de carga ativa nodal. Os elementos de \mathbf{Pd} (\mathbf{Qd}) são nulos se não há carga conectada no nó correspondente.

A partir de (5.18) pode-se formular o seguinte problema de fluxo de potência ótimo linearizado para determinar as tensões e potências de referências das GD:

$$\text{Minimizar } (\overline{\mathbf{Cg}})^T \overline{\mathbf{Pg}} \quad (5.19)$$

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{B}' & \mathbf{G} & \overline{\mathbb{T}} & \mathbb{O}_{NB \times NG} \\ -\mathbf{G} & -\mathbf{B} & \mathbb{O}_{NB \times NG} & \overline{\mathbb{T}} \\ \mathbf{e} & \mathbb{O}_{NB \times 1} & \mathbb{O}_{NB \times 1} & \mathbb{O}_{NG \times 1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \\ \overline{\mathbf{Pg}} \\ \overline{\mathbf{Qg}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\mathbf{Pd} \\ -\mathbf{Qd} \\ \boldsymbol{\theta}_1^{esp} \end{bmatrix} \quad (5.20)$$

$$\overline{\mathbf{Pg}}^{min} \leq \overline{\mathbf{Pg}} \leq \overline{\mathbf{Pg}}^{max} \quad (5.21)$$

$$\overline{\mathbf{Qg}}^{min} \leq \overline{\mathbf{Qg}} \leq \overline{\mathbf{Qg}}^{max} \quad (5.22)$$

$$\mathbf{V}^{min} \leq \mathbf{V} \leq \mathbf{V}^{max} \quad (5.23)$$

$$-\infty \leq \boldsymbol{\theta} \leq +\infty \quad (5.24)$$

Onde:

$\overline{\mathbf{Pg}}$ ($\overline{\mathbf{Qg}}$) é um vetor com dimensão $N^{GD} \times 1$ que contém os elementos não-nulos de \mathbf{Pg} (\mathbf{Qg});

$\overline{\mathbf{Cg}}$ é o vetor de custos de geração associados com os elementos não-nulos de \mathbf{Pg} ;

$\overline{\mathbb{T}}$ é a matriz de incidência das GD com relação aos nós da microrrede. Os elementos de $\overline{\mathbb{T}}$ são definidos como se segue:

$$\overline{\mathbb{T}}_{ij} = \begin{cases} -1, & \text{se a GD } j \text{ está conectado ao nó } i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$\mathbb{O}_{N^{node} \times N^{GD}}$, $\mathbb{O}_{N^{node} \times 1}$ e $\mathbb{O}_{N^{GD} \times 1}$ são matrizes nulas com dimensões $N^{node} \times N^{GD}$, $N^{node} \times 1$ e $N^{GD} \times 1$, respectivamente;

\mathbf{e} é um vetor canônico com $e_s = 1$ e $e_i = 0$ para $i \neq s$;

s é o índice da barra de referência angular;

$\overline{\mathbf{Pg}}^{min}$ ($\overline{\mathbf{Qg}}^{min}$) e $\overline{\mathbf{Pg}}^{max}$ ($\overline{\mathbf{Qg}}^{max}$) são os vetores de limites mínimo e máximo, respectivamente, para o vetor $\overline{\mathbf{Pg}}$ ($\overline{\mathbf{Qg}}$);

$\mathbf{V}(\boldsymbol{\theta})$ é o vetor dos módulos (ângulos) das tensões nodais;

\mathbf{V}^{min} e \mathbf{V}^{max} são os vetores de limites mínimo e máximo, respectivamente, para o vetor \mathbf{V} .

Analisando-se o modelo de FPO CA linear (5.19)-(5.24), pode-se concluir que:

- i) A última linha da matriz dos coeficientes em (5.20) define a referência angular da microrrede.
- ii) As variáveis de decisão do problema são as magnitudes das tensões e as injeções de potência ativa e reativa das GD.
- iii) Os números de incógnitas e de restrições no problema são iguais a $2(N^{node} + N^{GD})$ e $2N^{node} + 1$. Desta forma, o número de graus de liberdade para obter a solução ótima é $2N^{GD} - 1$.
- iv) Os ângulos das tensões nodais são modelados como variáveis livres, ou seja, não há canalizações para estas variáveis.

5.4 Formulação do FPO CC Não-Linear

As potências ativas e as tensões de referência dos controles droop dos geradores nas microrredes CC podem ser calculadas com base em um modelo de FPO, semelhante ao da seção 5.2. As expressões de (5.25)-(5.31) definem o FPO CC não-linear. O objetivo é novamente minimizar o custo total de produção de energia dos geradores da microrrede CC.

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{i \in \mathcal{G}^{CC}} P g_i^{CC} \times C g_i \quad (5.25)$$

Sujeito a:

$$P g_k^{CC} - P d_k^{CC} - P_k^{CC}(V_k^{CC}) = 0, \forall k \in (\mathcal{G}^{CC} \cap \mathcal{D}^{CC}) \quad (5.26)$$

$$P g_k^{CC} - P_k^{CC}(V_k^{CC}) = 0, \forall k \in \mathcal{G}^{CC} \quad (5.27)$$

$$P d_k + P_k^{CC}(V_k^{CC}) = 0, \forall k \in \mathcal{D}^{CC} \quad (5.28)$$

$$P_k^{CC}(V_k^{CC}) = 0, \forall k \notin (\mathcal{G}^{CC} \cup \mathcal{D}^{CC}) \quad (5.29)$$

$$P g_i^{CCmin} \leq P g_i \leq P g_i^{CCmax}, \forall i \in \mathcal{G}^{CC} \quad (5.30)$$

$$V_k^{CCmin} \leq V_k^{CC} \leq V_k^{CCmax}, \forall k = 1, \dots, N^{node} \quad (5.31)$$

Onde:

$C g_i$ é custo de produção de energia (em US\$/kWh) para a GD conectado ao nó i ;

V_k^{CC} é a tensão CC nó k ;

Pg_k^{CC} é a potência ativa CC gerada pela GD conectada no nó k ;

Pd_k^{CC} é a potência ativa CC da carga conectada no nó k ;

V_k^{CCmin} (V_k^{CCmax}) é o limite mínimo (máximo) para da tensão CC no nó k ;

Pg_i^{CCmin} (Pg_i^{CCmax}) é o limite mínimo (máximo) de geração de potência ativa CC na GD i ;

$P_k^{CC}(V_k^{CC}) = V_k^{CC} \sum_{m=1}^{N^{node}} V_m^{CC} G_{km}^{CC}$ é a injeção de potência ativa CC resultante no nó k ;

G_{km}^{CC} é elemento da matriz de condutância nodal CC, associados com os nós k e m .

Analisando-se o modelo de otimização (5.25)-(5.31), pode-se destacar que:

- i) Os coeficientes da função objetivo são calculados, da mesma maneira como no FPO CA, utilizando as expressões de (5.15) a (5.17).
- ii) As restrições de igualdade de (5.26)-(5.29) estabelecem o balanço nodal de potência ativa CC e definem o problema de fluxo de potência CC na microrrede CC.
- iii) A canalização (5.30) define os limites para a potência de saída ativa, respectivamente, das GD.
- iv) A canalização (5.31) define a região factível para a tensão CC a fim de evitar o desligamento das cargas devido as suas proteções ou pela sua sensibilidade intrínseca a variações de tensão de longa duração.
- vi) Assim como no FPO CA, as restrições de carregamento nos ramos CC são relaxadas.
- vii) Restrições de balanço de potência reativa e os limites de geração de potência reativa são ignorados no FPO CC não-linear, pois a reatância e a potência reativa são inexistentes em microrredes CC.

5.5 Formulação do FPO CC Linear

O modelo linearizado de FPO CC introduzido nesta tese de doutorado utiliza a aproximação linear das injeções de potência CC nodal, dada em (5.32), obtida da mesma forma como o FMFL-CC2 apresentado no Capítulo 4.

$$G^{CC}V^{CC} = Pg^{CC} - Pd^{CC} \quad (5.32)$$

A partir de (5.32) pode-se formular o seguinte problema de FPO CC linearizado para determinar as tensões CC e potências de referências dos geradores:

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{i \in \mathcal{G}^{CC}} P g_i^{CC} \times C g_i \quad (5.33)$$

Sujeito a:

$$[\mathbf{G}^{CC} \quad \bar{\mathbb{T}}^{CC}] \begin{bmatrix} \mathbf{V}^{CC} \\ \mathbf{P} \mathbf{g}^{CC} \end{bmatrix} = [-\mathbf{P} \mathbf{d}^{CC}] \quad (5.34)$$

$$P g_i^{CC \min} \leq P g_i^{CC} \leq P g_i^{CC \max}, \forall i \in \mathcal{G}^{CC} \quad (5.35)$$

$$V_k^{CC \min} \leq V_k^{CC} \leq V_k^{CC \max}, \forall k = 1, \dots, N^{node^{CC}} \quad (5.36)$$

Onde:

$\bar{\mathbb{T}}^{CC}$ é a matriz de incidência, de ordem $N^{node^{CC}} \times N^{GD^{CC}}$, das GD com relação aos nós da microrrede CC. Os elementos de $\bar{\mathbb{T}}^{CC}$ são definidos como se segue:

$$\bar{\mathbb{T}}_{ij}^{CC} = \begin{cases} -1, & \text{se a GD } j \text{ está conectado no nó } i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases}$$

5.6 Aplicação do FPO CA Linear

O FPO CA linear proposto é aplicado na microrrede MG-1438 CA. É a mesma microrrede utilizada nos capítulos 3 e 4.

O problema de FPO CA linear definido em (5.19)-(5.24) foi solucionado usando-se a função `linprog` do MATLAB, configurando-se o algoritmo de otimização para `interior-point`. Esta solução foi obtida assumindo-se os limites superiores para a geração de potência ativa e reativa iguais a 90% dos seus respectivos valores máximos nominais. Esta suposição tem como objetivo assegurar uma reserva de geração de potência de 10% na solução ótima. As constantes usadas no cálculo do custo (C_g) para as GD da MG-1438 CA, são apresentadas na Tabela 5.1 [110]. Os limites inferior e superior de 0,95 pu e 1,05 pu, respectivamente, para a tensão foram adotados.

Tabela 5.1 – Valores das constantes dos custos das GD

FF	FHV	P₀
5905000	0,7720	625 kW

A Tabela 5.2 mostra as potências de referências das GD da MG-1438 CA obtidas a partir da solução do FPO CA linear.

Tabela 5.2 – Potência ativa e reativa de referências obtidas utilizando o FPO CA linear.

GD	Pg^{ref} (kW)	Qg^{ref} (kW)
1	334,5581	138,6230
2	338,7723	194,2734
3	493,6274	207,1328
4	462,8227	295,7059
5	451,6885	241,2498
6	511,5884	306,4460
7	488,0122	335,3996
8	558,3408	410,2246
9	562,4342	421,9823
10	557,8953	404,9928

Com a intenção de avaliar a precisão do FPO CA linear, um fluxo de potência não-linear (FP não-linear) foi executado usando os valores de potência obtidos no FPO linearizado. A solução do fluxo de potência não-linear foi comparada com a solução do FPO linear com base nas perdas de potência e no perfil de tensão. O FPO linear não considera a modelagem do controle droop nem a frequência angular da microrrede. Desta forma, usou-se um fluxo de potência não-linear baseado no MSC com barra de folga única para validar os resultados do FPO linear. É importante destacar que no FPO linear a potência das cargas e as perdas são supridas pelas GD e a injeção de potência no PAC da microrrede é fixada em zero. Portanto, as injeções de potência ativa e reativa no PAC na solução do fluxo de potência não-linear deverão ser próximos de zero, isto é, apenas um resíduo.

As Figuras 5.1 e 5.2 mostram os módulos e ângulos, respectivamente, das tensões nodais obtidos pelo FPO CA linear e pelo MSC na MG-1438 CA. A partir destas figuras, pode-se observar que as tensões calculadas pelo MSC são próximas daquelas geradas pelo FPO CA linear. É também importante mencionar que nenhuma magnitude de tensão nodal violou o limite inferior de 0,95 pu para os módulos das tensões. Em outras palavras, as aproximações usadas para derivar o modelo linearizado de FPO não degradaram a qualidade da solução ótima na microrrede testada. Uma avaliação quantitativa da precisão do perfil de tensão é mostrada na Tabela 5.3. Esta tabela mostra algumas estatísticas referentes a amostra de erros relativos das tensões (com relação ao Método de Soma de Correntes). A partir desta tabela, pode-se observar que nenhum erro significativo foi introduzido pela linearização das equações de fluxo de

potência. Logo, os resultados do fluxo linearizado são significativamente próximos ao do fluxo CA.

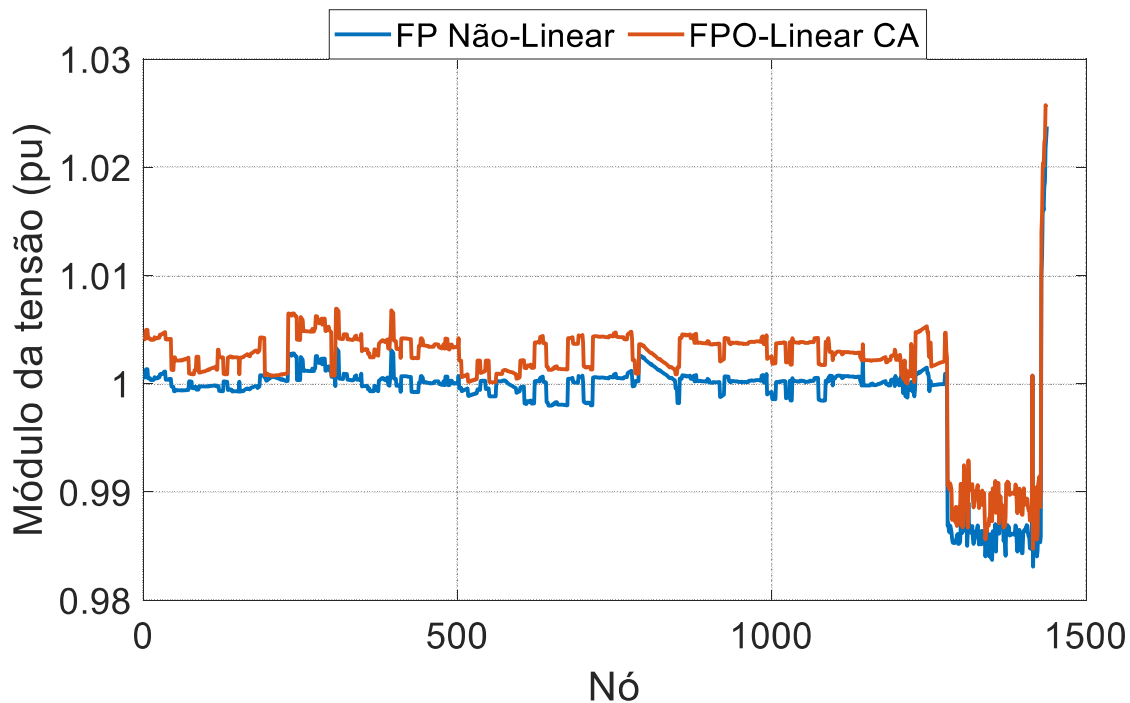


Figura 5.1 – Módulo da tensão nodal obtido pelo fluxo de potência não-linear (FP não-linear) e pelo FPO CA linear.

Fonte: Elaboração própria.

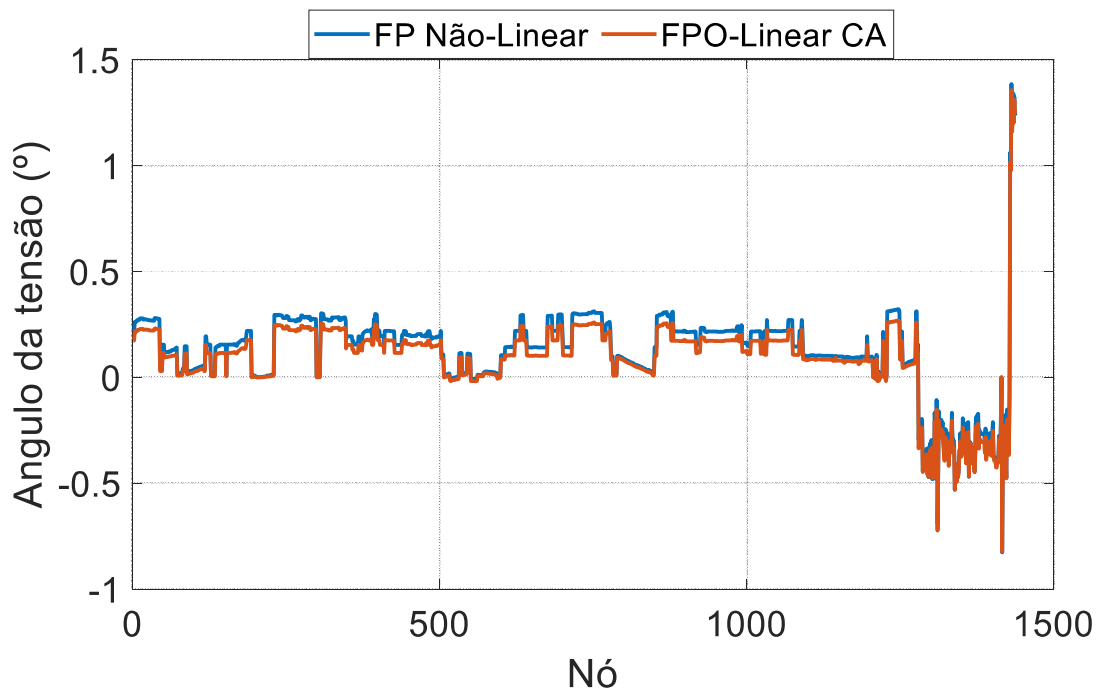


Figura 5.2 – Ângulo da tensão nodal obtido pelo fluxo de potência não-linear (FP não-linear) e pelo FPO CA linear.

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.4 mostra a comparação das perdas e das injeções de potência no PAC obtidas pelo FPO CA linear e pelo MSC. Com base nesta tabela nota-se que as perdas ativa e reativa foram próximas do FP não-linear, pois apresentaram erros relativos de 0,5400% e 2,0608%, respectivamente. As injeções de potência do MSC foram bem próximas de zero.

Tabela 5.3 – Estatísticas associadas com os erros relativos dos módulos das tensões.

Estatística	Porcentagem do erro relativo (%)
Valor Mínimo	0
Valor Médio	0,285196
Valor Máximo	0,411707
Desvio Padrão	0,106101
Quartil Inferior	0,221121
Mediana	0,334186
Quartil Superior	0,363734

Tabela 5.4 – Valores e erros relativos das Perdas e injeção de potência no PAC da MG-1438.

	FP não-linear	FPO CA linear	Erro relativo das perdas (%)
Perdas ativas (kW)	72,0840	72,4733	0,5400
Perdas reativas (kVar)	229,2306	233,9546	2,0608
Injeção de potência ativa no PAC em kW	0,3785	0	-
Injeção de potência reativa no PAC em kVar	1,2037	0	-
Injeção de potência ativa no PAC em pu	0,0004	0	-
Injeção de potência reativa no PAC em pu	0,0012	0	-

5.7 Aplicação do FPO CC Linear

O FPO CC linear proposto é aplicado na microrrede MG-1438 CC. Esta microrrede é utilizada nos capítulos 3 e 4. Vale destacar que as mesmas GD CA utilizadas na microrrede MG-1438 CA foram utilizadas na MG-1438 CC, sendo que estas GD são conectadas à MG-1438 CC através de conversores CA-CC. Deste modo, as constantes usadas no cálculo do custo (C_g) são as mesmas da Tabela 5.1. Os seguintes limites de tensão CC utilizado foi utilizado: [0,95 pu, 1,05 pu].

A Tabela 5.5 mostra as potências de referências das GD da MG-1438 CC obtidos na solução do FPO CC linear.

Tabela 5.5 – Potência ativa e reativa de referências obtidas utilizando o FPO CC linear.

GD	Pg^{ref} (kW)
1	403,3609
2	396,3330
3	528,2051
4	434,9431
5	426,0646
6	524,4991
7	464,2593
8	559,7930
9	504,8039
10	517,4779

A precisão do FPO CC linear foi avaliada da mesma forma do FPO CA linear, ou seja, um fluxo de potência não-linear CC foi executado usando os valores de potência obtidos com o FPO CC linear e o perfil da tensão CC. A Figura 5.3 exibe o perfil de tensão do fluxo de potência não-linear CC e o do FPO CC linear. A Tabela 5.6 mostra índices estatísticos associados com os erros relativos da tensão CC. A partir da Tabela 5.6 e da Figura 5.3, pode-se concluir que o perfil de tensão obtido com o FPO CC linear é muito próximo daquele calculado pelo fluxo de potência não-linear. Além disso, nenhuma tensão violou os limites especificados. Estes resultados demonstram a precisão e a qualidade da solução do modelo de FPO linear para microrredes CC ilhadas.

A Tabela 5.7 mostra a comparação das perdas e das injeções de potência no PAC obtidas pelo FPO CC linear e pelo fluxo de potência não-linear CC. Com base nesta tabela nota-se que as perdas foram próximas, com erro relativo de 0,8175%. A injeção de potência no PAC foi muito próxima de zero.

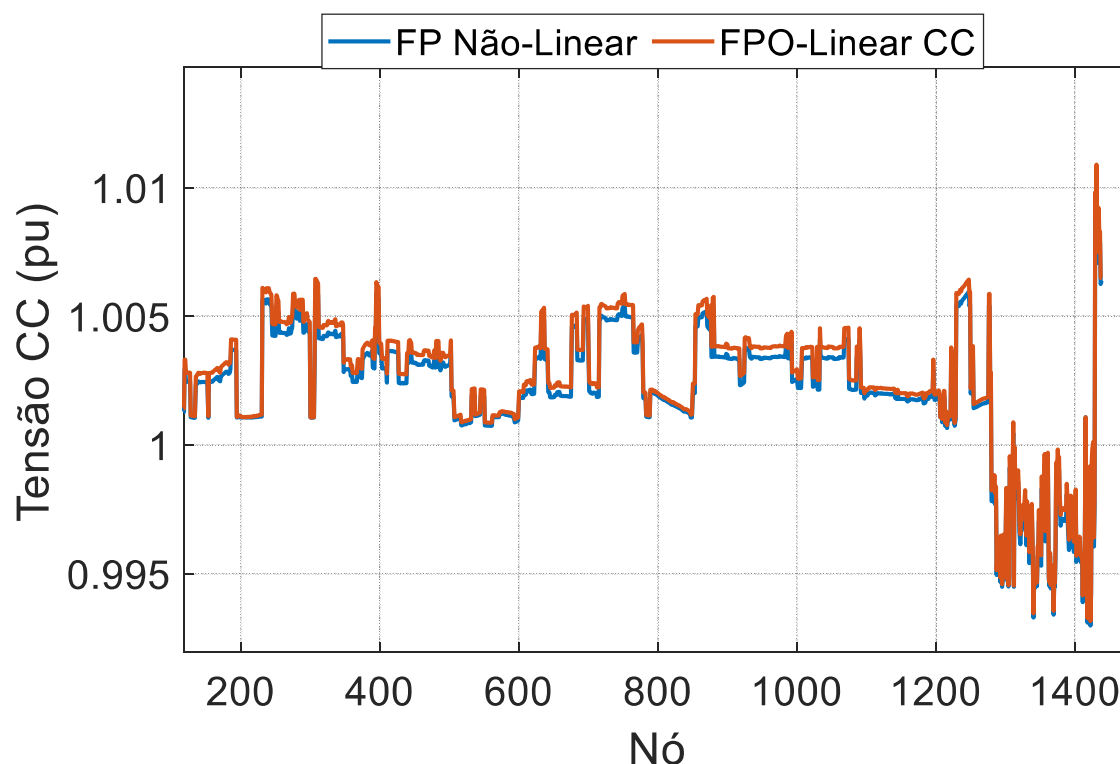


Figura 5.3 – Módulo da tensão nodal obtido pelo fluxo de potência não-linear (FP não-linear) e pelo FPO CC linear.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.6 – Estatísticas associadas com os erros relativos das tensões CC na MG-1438 CC.

Estatística	Porcentagem do erro relativo (%)
Valor Mínimo	0
Valor Médio	0,031640
Valor Máximo	0,050513
Desvio Padrão	0,013399
Quartil Inferior	0,020820
Mediana	0,037285
Quartil Superior	0,041380

Tabela 5.7 – Valores e erros relativos das Perdas e injeção de potência no PAC da MG-1438 CC

	FP não-linear	FPO CC linear	Erro relativo das perdas (%)
Perdas ativas (kW)	52,0629	52,4886	0,8175
Injeção de potência no PAC (kW)	0,2734	0	-
Injeção de potência no PAC (pu)	$2,7338 \times 10^{-4}$	0	-

5.8 Obtenção dos Valores de Referência dos Controles Droop Considerando a Variação Cronológica na Carga e na GD Renovável

Os FPO CA e FPO CC lineares propostos nas seções anteriores são modelos estáticos aplicados apenas para microrredes CA e CC, respectivamente. Em outras palavras, estes métodos obtêm os ajustes dos parâmetros do controle droop para um intervalo de tempo (uma hora, meia hora, 15 min. etc.) de um período especificado (diário, semanal, mensal, etc.). Contudo, em termos práticos, a maioria da GD em uma microrrede é renovável. Devido a isso, é necessário incluir os efeitos da variação cronológica de potência da carga e da GD renovável na determinação dos valores de referência do controle droop. Em princípio, estas variações cronológicas podem ser consideradas executando-se os FPO CA e CC para cada intervalo de tempo horário no período anual. Contudo, isto resultaria na execução de 8760 (365×24) FPO para um estudo anualizado. Este elevado número de soluções do FPO consome muito tempo de processamento e memória (armazenamento dos parâmetros calculados para cada hora) mesmo para estudos off-line de planejamento da operação em microrredes de grande porte. Uma alternativa para minimizar o tempo de CPU requerido para o ajuste anualizado dos parâmetros do controle droop via FPO é utilizar técnicas de agrupamento de dados (“clustering”) [101], [128]. As técnicas de agrupamento de dados reduzem o número de patamares de carga e, conseqüentemente, o tempo de CPU exigido para o ajuste dos parâmetros do controle droop. É importante destacar que há uma perda de precisão com a substituição das curvas cronológicas de carga e geração renovável originais por curvas agrupadas (reduzidas/equivalentes). Contudo, esta técnica fornece resultados com precisão aceitável em estudos de confiabilidade em sistemas de geração e transmissão [115].

O algoritmo k-means é um processo iterativo cujos passos para realizar o agrupamento de dados são descritos a seguir [101], [128]:

Passo #1: Escolha aleatoriamente k centros de cluster (centróide).

Passo #2: Calcule as distâncias de todo os dados para cada centróide e agrupe cada dado ao centroide mais próximo.

Passo #3: Calcule os novos valores de centroide para cada grupo formado no passo #2.

Passo #4: Repetir os passos 2 e 3 até que os grupos sejam os mesmos.

Após o agrupamento dos dados de carga e da GD renovável via algoritmo k-means, realiza-se os seguintes passos para incluir os efeitos da variação cronológica da carga e da fonte primária da GD renovável:

Passo #1: Defina o número de grupos para a carga e para a fonte primária da GD renovável. Eles são especificados para garantir um compromisso aceitável entre custo e precisão computacional.

Passo #2: Usando o algoritmo k-means defina os grupos de carga e de fonte primária da GD renovável e obtenha o centroide de cada grupo.

Passo #3: O FPO CA Linear ou o FPO CC Linear é resolvido para cada combinação de cluster de carga e fonte primária da GD renovável. Em seguida, armazena-se os valores de referência de potência dos controles droop para cada combinação de clusters.

Os valores de referência das potências do controle droop calculados via FPO e k-means são usados na SMC para emular a operação ilhada das microrredes após a ocorrência de falhas à jusante de seus PCC. Estas falhas podem ocorrer em qualquer intervalo de tempo do período anual. Desta forma, é necessário decidir quais potências de referência serão usadas nos controles droop dos geradores nas microrredes CA e CC. Uma alternativa para selecionar potências de referência é identificar o cluster de carga/geração cuja distância euclidiana entre os valores agrupados e amostrados de carga/geração é mínima. Os valores das potências de referência para este cluster serão usados na simulação da operação ilhada para o evento de falha sorteado.

Finalmente, deve-se mencionar que os custos da GD renovável não são incluídos na função objetivo, ou seja, somente as GD convencionais participam do FPO. Isto é, a potência de saída da GD renovável é modelada como uma carga negativa.

6 Fluxo de Potência Probabilístico Linear para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado

6.1 Introdução

O sucesso da operação de uma microrrede no modo ilhado está associado com a sua capacidade para suprir a carga nativa com geração própria sem violar restrições técnicas, tais como os limites para a frequência angular e magnitudes das tensões. A factibilidade destas restrições está sujeita a incertezas de natureza diversificada, por exemplo: indisponibilidades dos equipamentos (geradores e circuitos), intermitência da GD renovável e flutuações na carga. Conseqüentemente, existe um risco (probabilidade) de violar as restrições técnicas no modo de operação ilhado. Além disso, as violações destas restrições também podem causar eventos de perda de carga total ou parcial (local/nodal). Conseqüentemente, é importante quantificar as probabilidades de violações e o valor esperado da perda de carga. Conforme discutido na introdução, a técnica mais adequada para estimar estes índices em microrredes ilhadas com incertezas é o Fluxo de Potência Probabilístico (FPP). Neste capítulo são apresentados os modelos probabilísticos das incertezas que são usados no FPP via Simulação Monte Carlo (SMC) Não-Sequencial para avaliar a adequação de microrredes malhadas CA no modo ilhado. Adicionalmente, são também introduzidos alguns aspectos associados com as falhas nos circuitos da microrrede, tais como: a resposta do sistema de proteção e o processamento topológico da rede. Estes aspectos precedem o cálculo de fluxo de potência na análise de uma contingência para identificar violações em restrições técnicas. Finalmente, descreve-se como a SMC é usada para estimar índices probabilísticos associados com a operação ilhada da microrrede.

6.2 Modelos Probabilísticos

Esta seção descreve os modelos probabilísticos usados neste estudo para considerar as incertezas relacionados com o erro de precisão de carga e falhas dos componentes. Estas incertezas são amostradas pela SMC Não-Sequencial para estimar índices probabilísticos relacionados com a frequência angular, tensões nodais e adequação da microrrede.

6.2.1 Modelo de Carga CA

As variações de pico de carga devido a erros de previsão são consideradas no FPP proposto através da aplicação da distribuição normal de acordo com (6.1) e (6.2) [73].

$$Pd_k^{(i)} = Pd_k^{nom} + N(0, \sigma_k^P) \quad \forall k = 1, \dots, N^{node} \quad (6.1)$$

$$Qd_k^{(i)} = Qd_k^{nom} + N(0, \sigma_k^Q) \quad \forall k = 1, \dots, N^{node} \quad (6.2)$$

Onde:

$$\sigma_k^P = \frac{Pd_k^{nom} \times \varepsilon_{\%}^P}{3 \times 100} \quad (6.3)$$

$$\sigma_k^Q = \frac{Qd_k^{nom} \times \varepsilon_{\%}^Q}{3 \times 100} \quad (6.4)$$

Pd_k^{nom} (Qd_k^{nom}) é a potência ativa (reativa) para a carga conectada no nó k ;

$N(0, \sigma_k^P)$ ($N(0, \sigma_k^Q)$) é um número aleatório com distribuição normal com média e desvio padrão iguais a 0 e σ_k^P (σ_k^Q), respectivamente;

$Pd_k^{(i)}$ e $Qd_k^{(i)}$ são valores amostrados das cargas ativa e reativa no nó k para o estado i da microrrede;

$\varepsilon_{\%}^P$ ($\varepsilon_{\%}^Q$) é o máximo erro de previsão de carga para potência ativa (reativa).

6.2.2 Modelo de Carga CC

A variações de pico das cargas CC é modelada de forma simular a carga CA conforme (6.5).

$$Pd_k^{CC(i)} = Pd_k^{nomCC} + N(0, \sigma_k^{PCC}) \quad \forall k = 1, \dots, N^{nodeCC} \quad (6.5)$$

$$\sigma_k^{PCC} = \frac{Pd_k^{nomCC} \times \varepsilon_{\%}^{PCC}}{3 \times 100} \quad (6.6)$$

Onde:

Pd_k^{nomCC} é a potência ativa CC para a carga conectada no nó k ;

$N(0, \sigma_k^{PCC})$ é um número aleatório com distribuição normal com média e desvio padrão iguais a 0 e σ_k^{PCC} , respectivamente;

$Pd_k^{CC(i)}$ é o valor amostrado das cargas ativa CC no nó k para o estado i da microrrede CC;
 $\varepsilon_{\%}^{PCC}$ é o máximo erro de previsão de carga para potência ativa CC.

6.2.3 Modelo da Falha de Componentes

As falhas dos componentes das microrrede CA ou CC são modeladas neste estudo usando o modelo Markoviano de dois estados (operação e reparo). Dessa maneira, o estado do componente para uma amostra do sistema é definido conforme (6.7).

$$s_j^{(i)} = \begin{cases} 0 \text{ (operação)}, & \text{if } 0 \leq X^{uni} < U_{C_j} \\ 1 \text{ (reparo)}, & \text{if } U_{C_j} \leq X^{uni} < 1,0 \end{cases} \quad (6.7)$$

Onde: $s_j^{(i)}$ é o status do componente j no estado i do sistema; X^{uni} é um número aleatorio com distribuição uniforme e U_{C_j} é a indisponibilidade do componente j definida como se segue:

$$U_{C_j} = \frac{\lambda_{C_j}}{\lambda_{C_j} + \mu_{C_j}}$$

λ_{C_j} é a taxa de falha do componente j ;

$\mu_{C_j} = MTTR_{C_j}^{-1}$ é taxa de reparo do componente j ;

$MTTR_{C_j}$ é o tempo médio de reparo do componente j .

Consequentemente, um estado de uma microrrede CA ou CC é definido das seguinte formas:

$$S^{(i)} = [S^{D^{(i)}}, S^{G^{(i)}}, S^{C^{(i)}}] \quad (6.8)$$

Onde:

$S^{(i)}$ é o i estado da microrrede, respectivamente;

$S^{D^{(i)}}$ é o vetor de amostras associados ao erro de previsão de cargas para o i estado da microrrede.

$S^{G^{(i)}}$ e $S^{C^{(i)}}$ são os vetores de estados de componentes, obtidos a partir do modelo Markoviano de dois estados, associados com as GDs e ramos, respectivamente.

Após a amostragem de um estado do sistema, o estudo do fluxo de potência é realizado para avaliar a adequação da microrrede. Os resultados do fluxo de potência para a amostra de estados das microrredes são utilizados para estimar índices probabilísticos com base na definição de valor médio apresentada em (6.9).

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{S} \sum_{i=1}^S F[S^{(i)}] \quad (6.9)$$

Onde:

$S^{(i)}$ é o i estado da microrrede CA ou CC;

$\tilde{E}[F]$ é o valor esperado estimado para o índice F ;

S é o tamanho da amostra dos estados da microrrede;

$F[S^{(i)}]$ é a função de teste associada a um índice probabilístico para o estado da microrrede ($S^{(i)}$), conforme (6.10);

$$F[S^{(i)}] = \begin{cases} 1 & \text{se } S^{(i)} \text{ atende a uma condição} \\ 0 & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (6.10)$$

Por exemplo, o valor da função de teste para o risco de inafectibilidade é unitário se houver violações nos limites da operação, caso contrário, a função de teste será nula.

6.2.4 Análise de Contingências para Redes de Distribuição Malhadas

Geralmente, as redes de distribuição CA e CC são projetadas com topologia radial devido as seguintes vantagens:

- i) Baixo custo: a topologia radial conecta todos os nós com o menor número de ramos;
- ii) Baixos níveis de curto-circuito;
- iii) Facilidade para coordenar as proteções: as proteções associadas com uma falta são aquelas entre a falta e fonte. Portanto, deve-se apenas assegurar que o tempo de operação da proteção mais próxima da falta seja menor que os das demais proteções envolvidas.

Todavia, a redundância estrutural mínima (a falha de qualquer componente causa uma interrupção) devido a radialidade resultar em baixos níveis de confiabilidade. Este aspecto se

torna crítico quando o fornecimento de energia é realizado para grandes distritos comerciais com alta densidade de carga. Uma alternativa para atender as exigências destes consumidores por altos níveis de confiabilidade é usar uma topologia malhada. Este tipo de topologia também tem atraído atenção das concessionárias na era das REI devido a:

- i) Redução nas perdas;
- ii) Perfil de tensão mais elevado;
- iii) Maior capacidade de acomodação de GD;
- iv) Mais flexibilidade para implementação de projetos para melhorar a resiliência da rede.

Desta forma, diversos estudos associados com a formação de microrredes malhadas para melhorar a resiliência da rede elétrica têm sido realizados na literatura técnica [74], [75], [76]. Conseqüentemente, é importante se conhecer os processos envolvidos nas falhas dos equipamentos de microrredes malhadas para se realizar uma análise de sua adequação de forma apropriada. Portanto, são apresentados a seguir uma descrição dos principais processos associados com a resposta da proteção a eventos de falha em redes de distribuição malhadas.

As contingências são falhas em componentes da rede elétrica e todos os componentes estão sujeitos a elas. Contudo, as redes são projetadas com dispositivos de proteção que impedem a propagação dos efeitos da falha de um dado componente por toda a rede. A análise de contingência consiste em simular a resposta dos dispositivos de proteção da rede, identificando quais componentes serão isolados a fim de evitar a propagação da falha.

Com o auxílio da Figura 6.1, define-se as seguintes considerações em relação a resposta da proteção para redes malhadas [123], [132]:

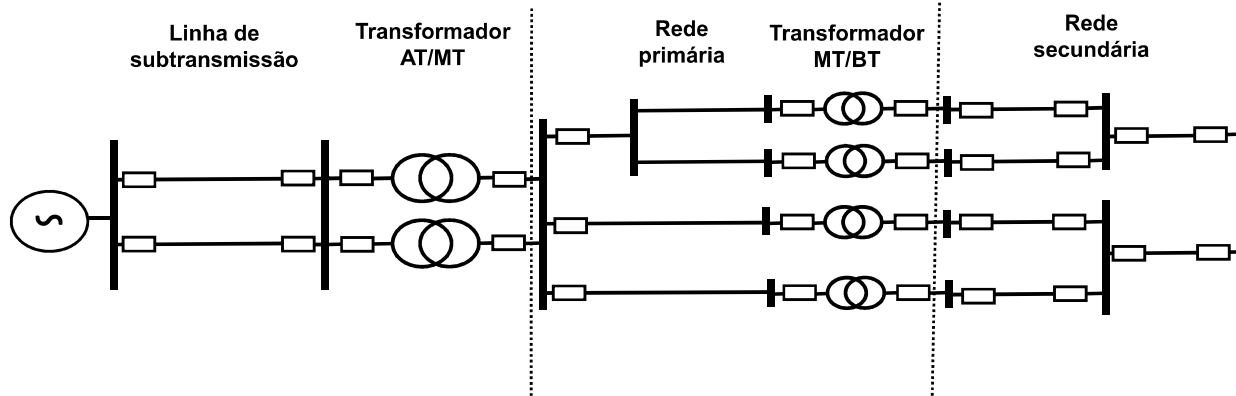


Figura 6.1 – Pequeno sistema de potência.

Fonte: Elaboração própria.

i) As falhas na rede de subtransmissão causam a interrupção apenas no ramo que sofreu a falha devido à operação do relé de sobrecorrente direcional. Esta situação é ilustrada na Figura 6.2. Nota-se que quando ocorre um curto-circuito em uma das linhas de subtransmissão do sistema da Figura 6.1, a operação do relé remove a linha defeituosa e o sistema passa a operar com uma linha a menos, conforme mostra a Figura 6.3.

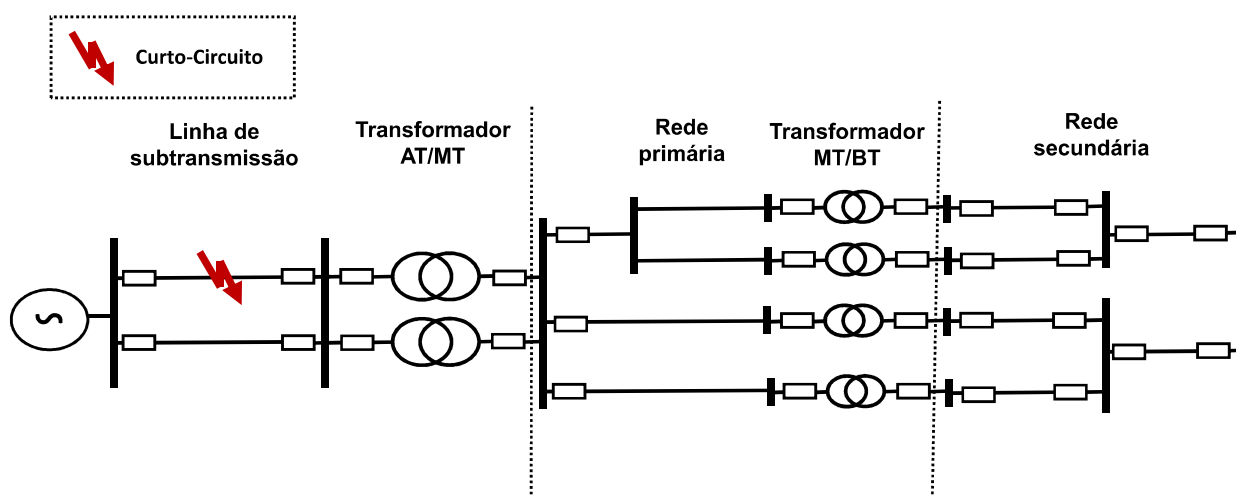


Figura 6.2 – Curto-circuito na linha de subtransmissão.

Fonte: Elaboração própria.

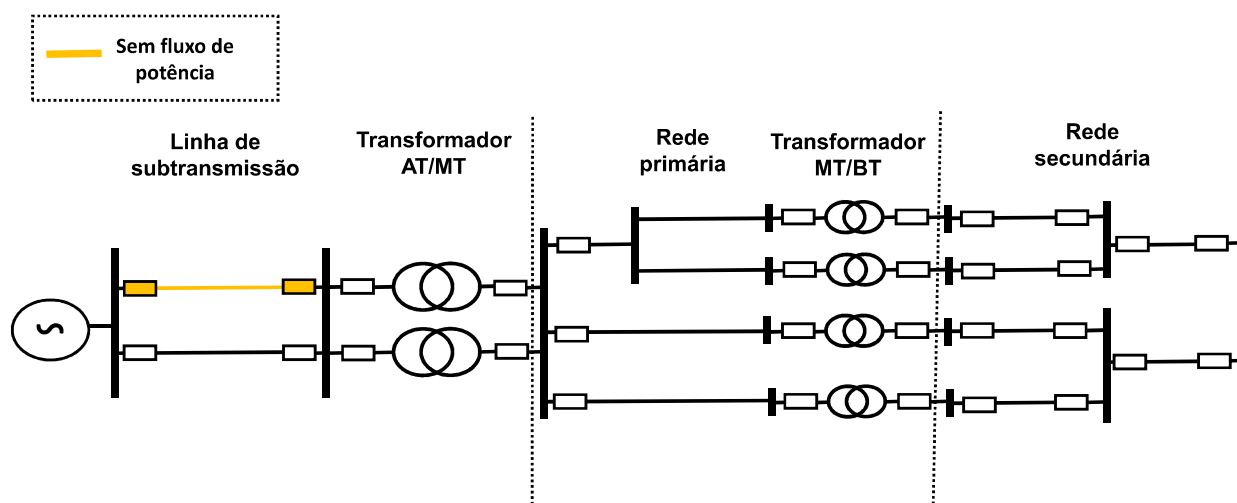


Figura 6.3 – Resposta da proteção para um curto-circuito na linha de subtransmissão.

Fonte: Elaboração própria.

ii) Falhas nos transformadores de potência causam uma interrupção apenas do transformador, devido à operação de proteção diferencial em transformadores de AT/MT ou fusíveis ou protetores de rede nos transformadores de MT/BT. A Figura 6.4 mostra a ocorrência de curtos-circuitos nos transformadores de AT/MT e MT/BT, não necessariamente simultâneos. Como os transformadores são dotados de proteção diferencial, após a atuação deste tipo de proteção o sistema continua operando, contudo sem os transformadores onde ocorreram as faltas, conforme mostra a Figura 6.5.

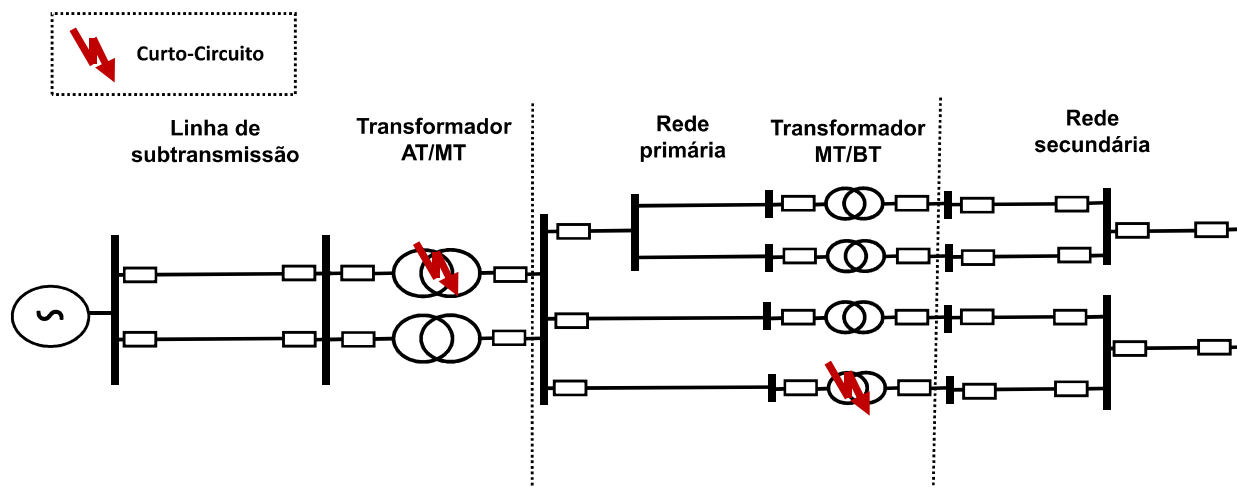


Figura 6.4 – Curto-circuito nos transformadores AT/MT e MT/BT.

Fonte: Elaboração própria.

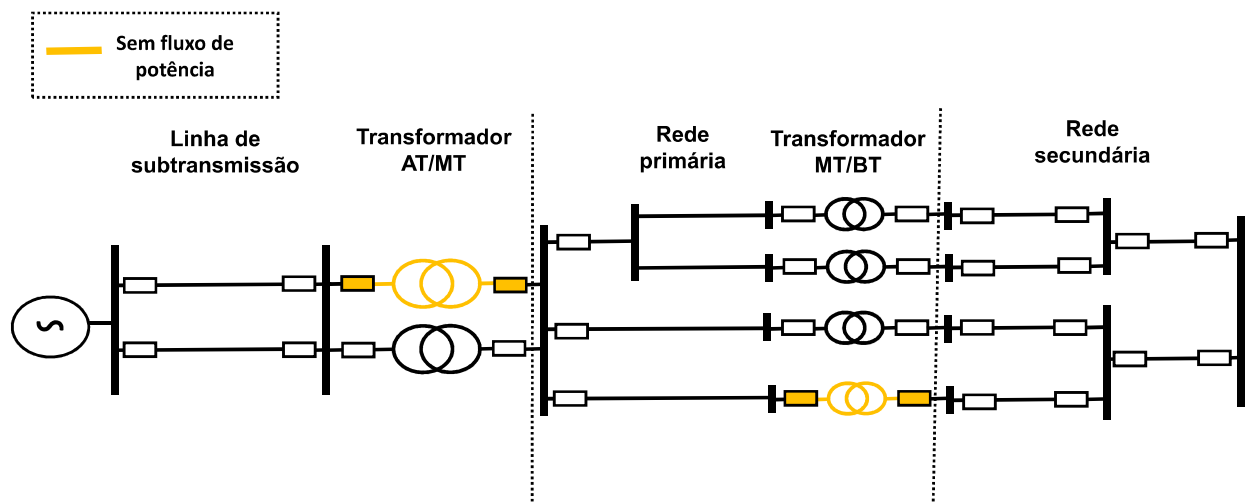


Figura 6.5 – Resposta da proteção para curtos-circuitos nos transformadores AT/MT e MT/BT.

Fonte: Elaboração própria.

iii) As falhas nas seções secundárias causam uma interrupção apenas na seção com falha, pois os limitadores derreterão para eliminar a falha e evitar que o isolamento do cabo seja danificado. Esse caso é ilustrado na Figura 6.6, onde mostra um curto-circuito em um ramo da rede secundária. A Figura 6.7 exibe a operação do sistema sem o ramo onde ocorreu o defeito.

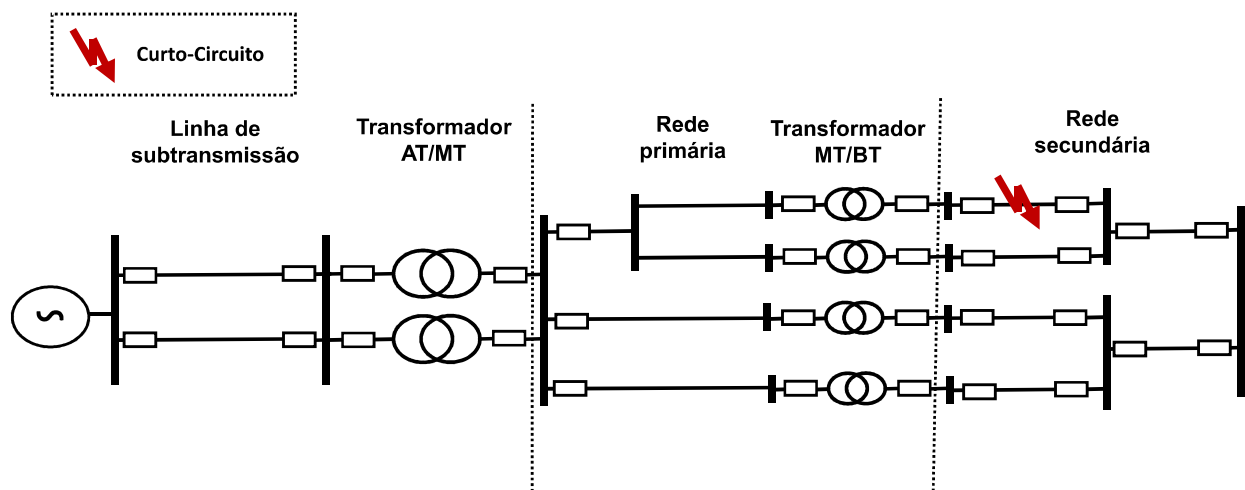


Figura 6.6 – Curto-circuito no ramo da rede secundária.

Fonte: Elaboração própria.

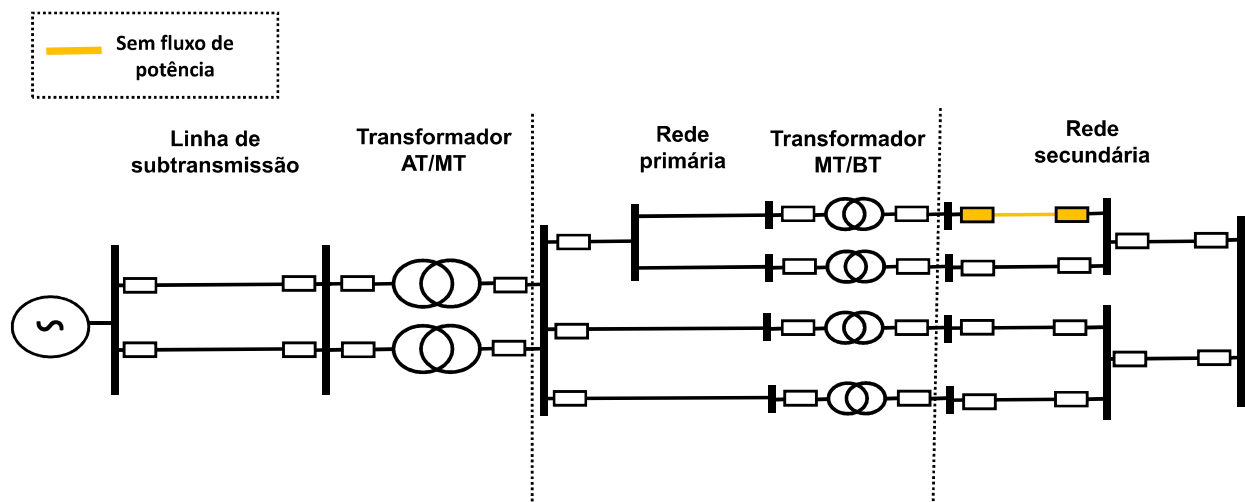


Figura 6.7 – Resposta da proteção do curto-circuito no ramo da rede secundária.

Fonte: Elaboração própria.

iv) Falhas em uma seção primária resultam na interrupção de todos os componentes do alimentador onde ocorreu a falta (seções primárias e transformadores MT/BT). Esse estado de contingência é devido à operação do disjuntor do alimentador e dos protetores de rede dos transformadores conectados ao alimentador com falha. Os protetores de rede são acionados pelos fluxos reversos que continuam alimentando a falha da rede secundária após a operação do disjuntor do alimentador. Este caso é ilustrado nas Figuras 6.8 e 6.9.

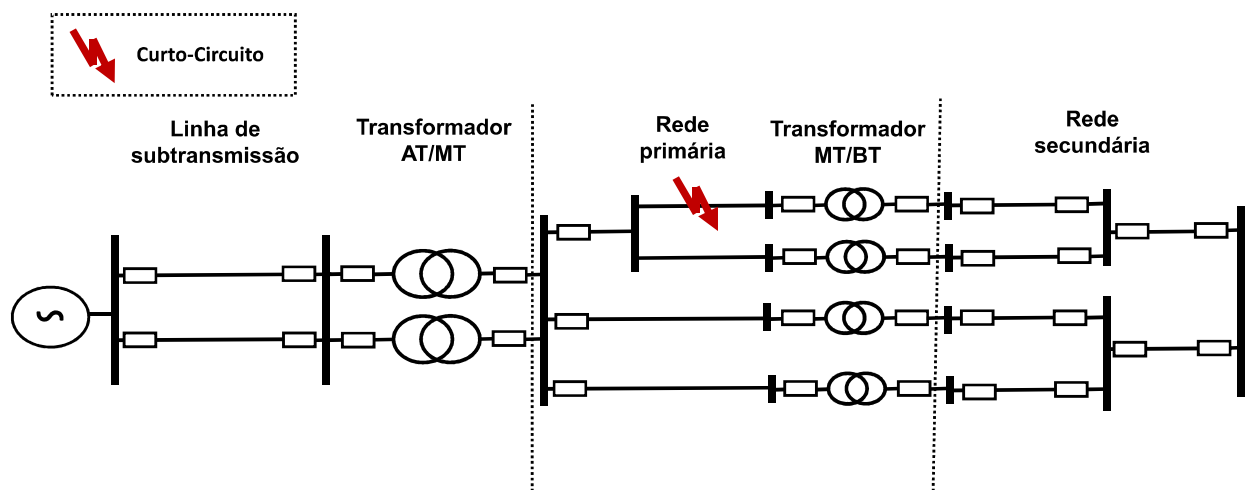


Figura 6.8 – Curto-circuito no ramo da rede primária.

Fonte: Elaboração própria.

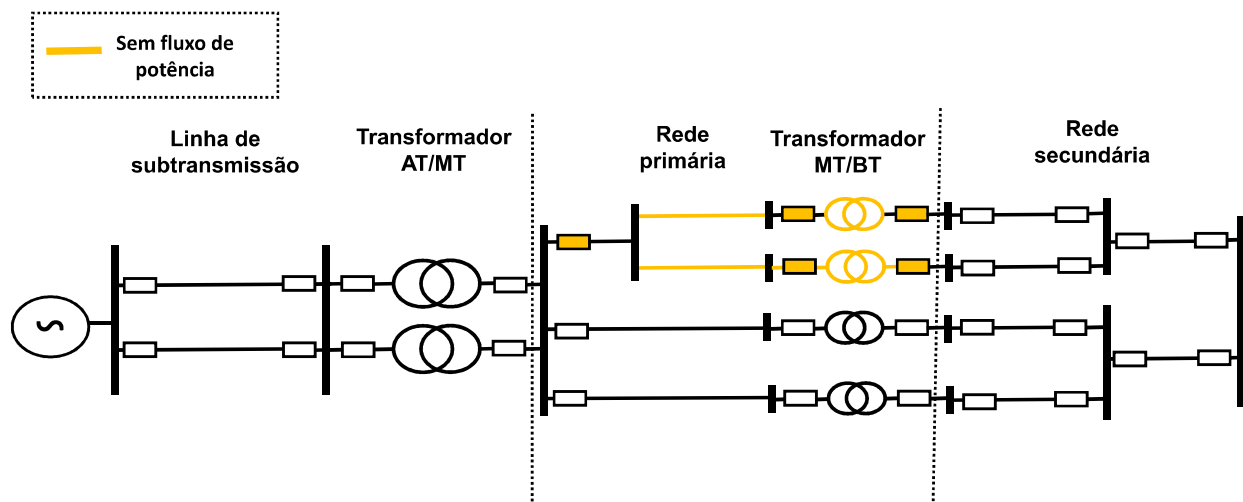


Figura 6.9 – Resposta da proteção para um curto-circuito no ramo da rede primária.

Fonte: Elaboração própria.

A partir da Figura 6.9, pode-se observar que todos os componentes associados com o alimentador onde ocorreu a falta ficaram desenergizados (componentes destacados de amarelo). Desta forma, estes componentes devem ser excluídos do cálculo de fluxo de potência, pois as tensões nos mesmos são nulas. O primeiro passo para realizar esta exclusão é identificar os nós isolados dos pontos de fornecimento pela atuação das proteções. Esta identificação é realizada usando-se algoritmos de processamento topológico que se baseiam em técnicas de varredura em grafos, tais como: as buscas em superfície e profundidade. Após a identificação ser realizada, os nós desenergizados são eliminados dos dados nodais (de barra) do fluxo de potência e os nós terminais dos ramos energizados são renumerados devido a exclusão de nós da rede elétrica. Após a geração dos dados nodais e de circuitos para o estado pós-contingência, pode-se realizar o cálculo do fluxo de potência. Finalmente, é importante destacar que só há necessidade de realizar o processamento topológico quando houver falhas nos circuitos dos alimentadores da rede de MT.

6.3 Algoritmo do FPP Linear via SMC Não-Sequencial para Microrredes CA e CC

A estimativa dos índices probabilísticos com base na SMC Não-Sequencial é realizada através do seguinte algoritmo conceitual generalizado que pode ser usado tanto para microrrede CA quanto para microrrede CC:

Algoritmo #6.1**Algoritmo Generalizado do FPP Linear via SMC Não-Sequencial para Microrredes CA ou CC ilhadas**

Entrada: Leia os dados dos componentes da microrrede (GD, cargas e circuitos), tamanho da amostra \mathcal{S} .

Saída: Estatísticas para os índices de adequação da microrrede, isto é, média, desvio padrão e distribuição de probabilidade.

01

Para cada $i = 1, \dots, \mathcal{S}$ faça

02

Amostrar o estado da microrrede $S^{(i)}$ a partir da amostragem dos seus componentes individuais (cargas, geradores, circuitos) de acordo com (6.1)-(6.10).

03

Simule a resposta de proteção com base no estado $S^{(i)}$.

04

Execute o processador topológico para identificar e eliminar subredes sem GD (nós isolados).

05

/*Para estudos envolvendo uma microrrede CA*/

06

Obter as tensões CA e a frequência da microrrede através do FMFL-CA dado no Capítulo 4.

07

/*Para estudos envolvendo uma microrrede CC*/

08

Obter as tensões CC microrrede CC através do FMFL-CC ou FMFL-MSA-CC dados no Capítulo 4.

09

Avaliar as funções de teste para os índices probabilísticos.

10

Atualize e armazene as amostras de índices probabilísticos.

11

fim

12

Estimar estatísticas para os índices probabilísticos, isto é, média, desvio padrão e distribuição de probabilidades.

7 Análise da Confiabilidade de Redes de Distribuição Radiais

A rede de distribuição é o elo mais fraco da cadeia de zonas funcionais (geração, transmissão e distribuição) do sistema elétrico de potência. Devido a topologia radial, a falha de qualquer componente irá causar uma interrupção no fornecimento de energia. As redes de distribuição são responsáveis por até 90% de todos os problemas de confiabilidade dos consumidores [120]. Redes de distribuição confiáveis minimizam esse impacto, permitindo que falhas sejam eliminadas com um número mínimo de consumidores afetados pelas operações dos dispositivos de proteção e restaurando, no menor tempo possível, o fornecimento para o maior número possível de consumidores por meio da reconfiguração do sistema [121]. Portanto, melhorias na continuidade do fornecimento de energia elétrica em redes de distribuição terão impacto significativo na confiabilidade global (geração, transmissão e distribuição) do sistema de energia elétrica.

O processo de reestruturação do setor elétrico foi caracterizado pela desverticalização da estrutura tradicional do setor elétrico. Ou seja, foram separadas as zonas funcionais de geração, transmissão e distribuição e muitas empresas, principalmente, de distribuição foram privatizadas [122]. Esta característica impactou diretamente no nível de confiabilidade da rede de distribuição, pois neste novo ambiente do setor elétrico, as empresas de energia têm que maximizar seus lucros para garantir a sobrevivência em um mercado competitivo. Uma estratégia para atingir esta finalidade é postergar os investimentos em manutenção e reforço da rede elétrica. Conseqüentemente, a confiabilidade do sistema tende a se deteriorar. Devido a isso, órgãos reguladores, que foram criados na reestruturação do setor elétrico, definem metas para índices de continuidade do fornecimento de energia e penalidades para as concessionárias que violarem estas metas com a intenção de garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

A avaliação da confiabilidade da rede de distribuição é realizada através de dois enfoques:

- i) Pretérito (diagnose): a confiabilidade de uma rede de distribuição é quantificada através

de índices que avaliam o desempenho passado da rede. Estes índices são usados para identificar as causas raízes das interrupções experimentadas pela configuração atual da rede.

- ii) Preditivo (prognose): se baseia na previsão do desempenho futuro da rede com relação as interrupções no fornecimento de energia. Desta forma, esta abordagem é capaz de estimar o nível de confiabilidade quando há mudanças na rede de distribuição.

A previsão de índices de confiabilidade para configurações e cenários futuros da rede elétrica é conhecida como Análise de Confiabilidade Preditiva (ACP). A principal vantagem da ACP é a sua capacidade para prever impactos na confiabilidade de projetos de expansão e reformas da rede elétrica, tais como interligação de alimentadores, substituição de componentes em estágio de degradação avançado, alocação ótima de GD. Isso permite que as concessionárias aumentem as suas receitas devido a diminuição das penalidades através da seleção dos projetos de reforço que tem maior impacto nos índices de confiabilidade. Em outras palavras, a aplicação da ACP possibilitará uma alocação de recursos mais eficaz para reduzir as multas e, conseqüentemente, aumentar as receitas das concessionárias.

Um dos principais requisitos para a realização de uma ACP é avaliar o impacto da falha de um ou mais componentes na continuidade do fornecimento de energia para os pontos de carga dos consumidores. Esta avaliação está basicamente relacionada com dois parâmetros: o número de consumidores interrompidos pelo componente defeituoso e o tempo necessário para restabelecer o fornecimento de energia para estes consumidores. Estes dois parâmetros são determinados através da análise de contingência da rede de distribuição. Ou seja, pela simulação dos eventos de falha para determinar o seu impacto (número de consumidores interrompidos e tempo de restabelecimento do fornecimento) de acordo com as características da rede elétrica (topologia, carga, comprimentos das seções, etc.) e procedimentos operacionais (filosofias de proteção, localização de faltas, reparo, manobras, etc.). A próxima subseção apresenta uma descrição dos aspectos básicos relacionados com a análise de contingência da rede de distribuição radial.

7.1 Análise de Contingência em Redes de Distribuição Convencionais Radiais

Uma contingência, no sistema elétrico de potência, ocorre quando há uma falha em um componente da rede elétrica. As falhas nos equipamentos são muito comuns no dia-a-dia da

operação do sistema elétrico. Elas são causadas por diversos motivos, tais como: fenômenos da natureza, desgaste de equipamentos, atuação indevida de proteções, falha de equipamentos, entre outros [121], [123].

A ocorrência de uma contingência na rede de distribuição radial é seguida por uma sequência complexa de eventos. Devido a isso, cada contingência pode impactar diferentes consumidores de diversas maneiras, como por exemplo, interrupções de curta e longa duração, problemas com subtensões devido a transferência de carga e outros. A análise de contingência consiste basicamente em analisar a operação da rede após uma falha. O principal aspecto associado com a realização de uma análise de contingências é modelar precisamente a sequência de eventos após uma contingência para identificar as diferentes consequências para os consumidores. Estes eventos fazem parte do plano de contingência das empresas de distribuição de energia elétrica, que são [121]:

1 – **Ocorrência de contingência:** uma falha ou um defeito em um componente que geralmente provoca um curto-circuito (falta).

2 – **Resposta da proteção:** Os dispositivos de proteção (disjuntores, fusíveis) atuam para eliminar a falta. A resposta do sistema de proteção em uma rede de distribuição radial é simples, pois a corrente de falta circula apenas no caminho entre a fonte e o ponto de falta. Este efeito é devido a impedância da falta (curto-circuito) ser muito menor do que as impedâncias dos outros componentes shunt, por exemplo, as cargas. Desta forma, os demais componentes shunt podem ser considerados como circuitos-abertos com relação a falta. Conseqüentemente, somente os dispositivos de proteção no caminho entre a falta e a fonte são percorridos pela corrente de falta. Se o sistema de proteção estiver devidamente coordenado e funcionar corretamente, o dispositivo de proteção mais próximo da falha operará antes de outros dispositivos à montante. Após a falta ser eliminada, o sistema pode ser reconfigurado para isolar a falta e restaurar o fornecimento para certos consumidores. Esta reconfiguração geralmente é realizada por manobras de chaves. As estratégias de reconfiguração do sistema, realizadas pelo fechamento de chaves normalmente abertas (NA) e pela abertura de chaves normalmente fechadas (NF), podem ser categorizados em restauração à montante e restauração à jusante.

3 – **Restauração à montante:** dispositivos de seccionamento à montante, tais como chaves NF, desconectores e fusíveis são abertos para isolar a falta. Esta operação permite que o dispositivo de proteção que atuou para eliminar a falta seja reinicializado e o fornecimento de energia seja

restaurado para todos os consumidores entre a proteção e o dispositivo de seccionamento à montante da falta.

4 – **Restauração à jusante:** outras seções que permanecem desenergizadas são isoladas com a abertura de dispositivos de seccionamento à jusante da falta. Esta operação permite que alguns consumidores localizados à jusante da falta possam ser restaurados para pontos de fornecimento alternativos através do fechamento de chaves NA. Ou seja, transferindo-se os consumidores interrompidos para alimentadores adjacentes.

5 – **Reparo:** A equipe de manutenção se desloca até o componente que sofreu a falta para repará-lo, de modo que o sistema retorne ao seu estado de operação normal.

Os eventos descritos acima são ilustrados usando-se a rede de distribuição da Figura 7.1. Adicionalmente, supõem-se a ocorrência de um curto-circuito permanente, também conhecido como falta, na seção indicada na Figura 7.2. A resposta da proteção para esta falta é realizada pelo religador R1, que é o primeiro dispositivo de proteção a montante da falta. Após isso, todos os consumidores, à jusante do religador, ficam com o fornecimento de energia interrompido. A Figura 7.3 ilustra essa situação. Para restaurar o fornecimento para parte dos consumidores, a rede é reconfigurada usando os procedimentos de restauração à montante e à jusante do componente falhado. Na restauração à montante, a primeira chave NF à montante a falta, ou seja, a chave NF2, é aberta, com isso os consumidores à montante da falta podem ter o fornecimento restaurado, fechando o religador, como mostra a Figura 7.4. Na restauração à jusante, a primeira chave à jusante a falta, chave NF3, é aberta e a chave NA é fechada para transferir o consumidor do ponto de carga PC3 para o alimentador adjacente, ou seja para a subestação 2. A Figura 7.5 mostra o sistema após a restauração à jusante, que é a configuração que a rede passa a operar após os eventos do plano de contingência serem executados. Deste modo, apenas o consumidor do ponto de carga PC2 ficará com o fornecimento interrompido, e terá o fornecimento restabelecido somente após o reparo da seção onde ocorreu a falta. Enquanto que os demais pontos de carga da subestação 1 ficam com o fornecimento interrompido, apenas durante o tempo de chaveamento.

Deve-se destacar que como a rede foi alterada, é importante analisar o estado de operação da rede no estado pós-restauração, a fim de identificar possíveis violações de tensão ou carregamento devido à transferência de cargas para alimentadores adjacentes. A violação de carregamento inviabiliza a transferência de carga, pois a sobrecarga pode resultar na atuação da

proteção de saída do alimentador que recebeu a transferência de carga. Esta atuação imprevista da proteção pode causar interrupções em pontos de carga não conectados ao alimentador que sofreu a falta. Deste modo, os consumidores que seriam transferidos permanecem com interrupção no fornecimento de energia durante todo o período de reparo. A violação de tensão é um problema menos grave, pois as cargas podem ser incorporadas com proteções contra variações de tensão. Deste modo, a transferência de carga é realizada, entretanto os nós de carga nos quais há violações de tensão há uma interrupção no fornecimento de energia devido a atuação das proteções.

A ferramenta usada na ACP para identificar violações de tensão e carregamento após a transferência de carga é o fluxo de potência.

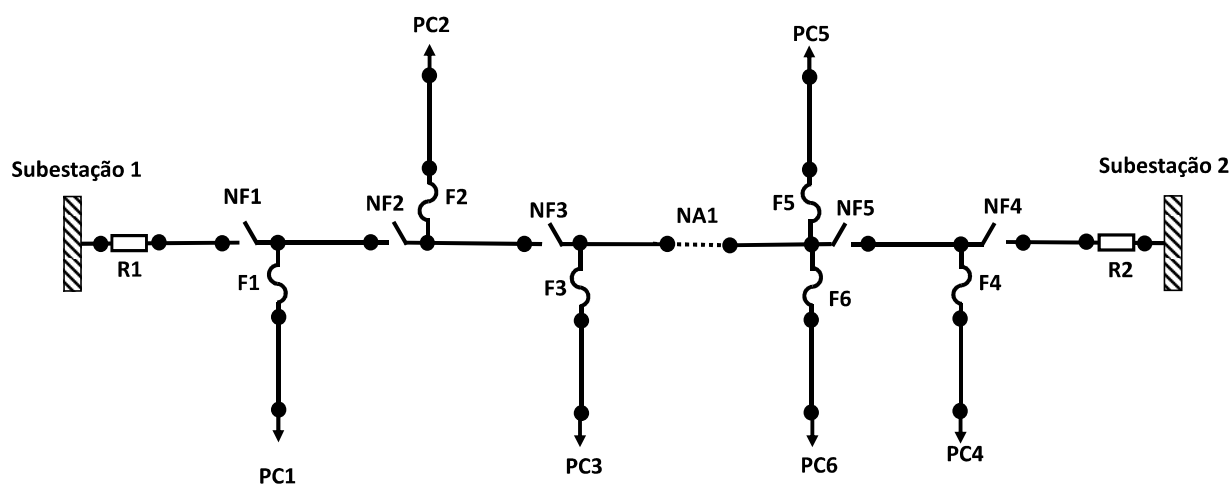


Figura 7.1 – Rede de distribuição radial.

Fonte: Elaboração própria.

Ocorrência da contingência

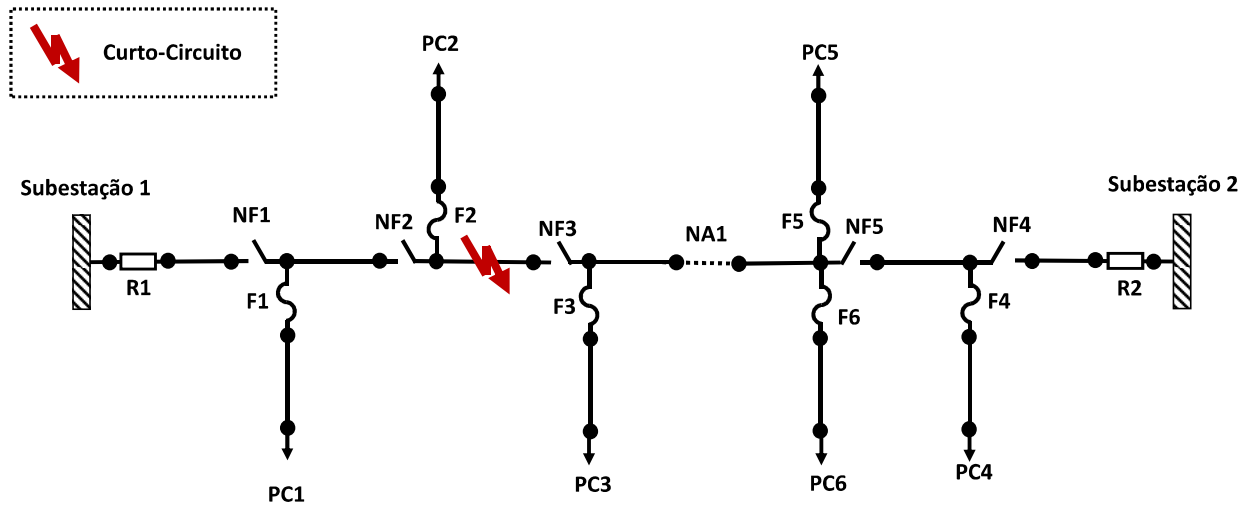


Figura 7.2 – Ocorrência da contingência.

Fonte: Elaboração própria.

Resposta da proteção

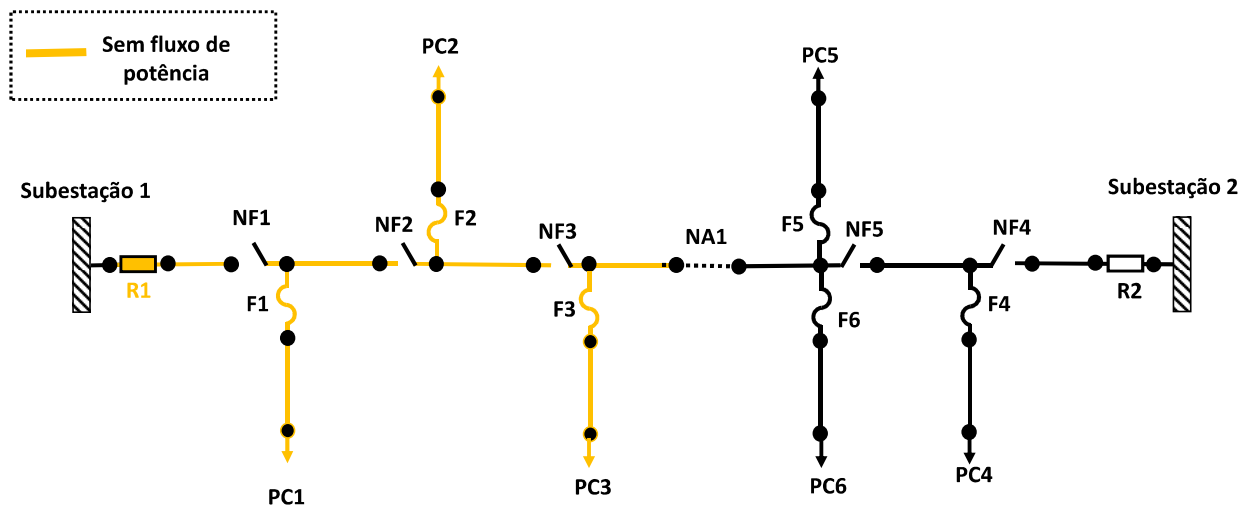


Figura 7.3 – Resposta da proteção.

Fonte: Elaboração própria.

Restauração a montante

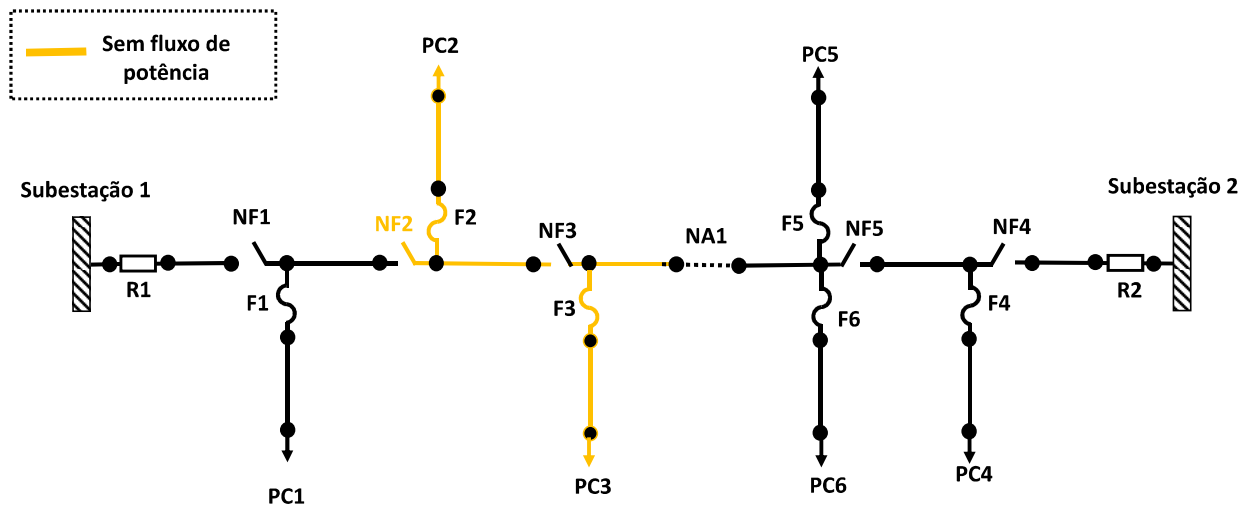


Figura 7.4 – Resposta a montante.

Fonte: Elaboração própria.

Restauração a jusante

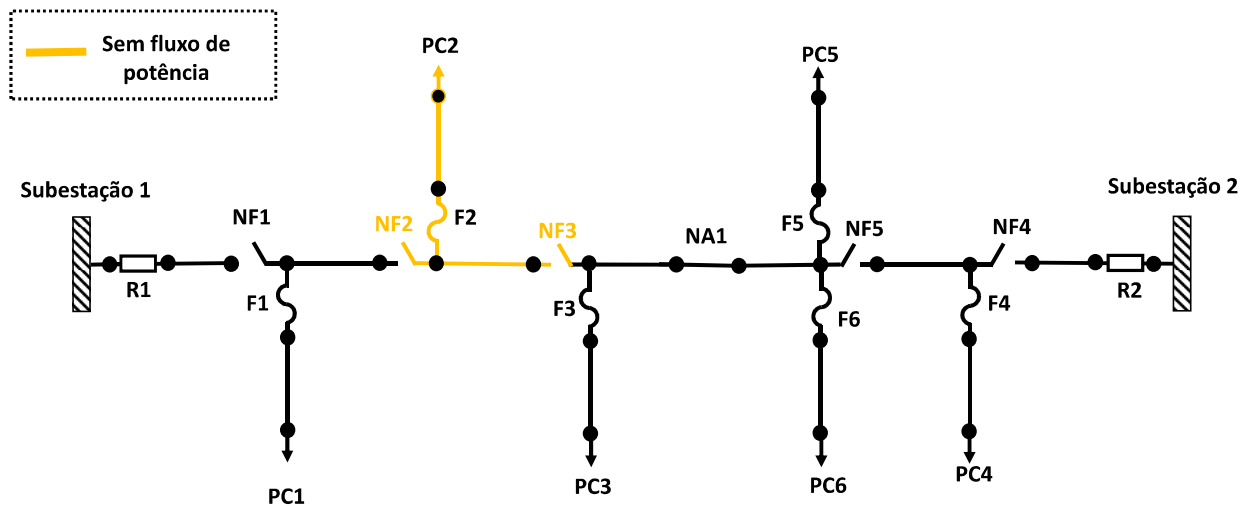


Figura 7.5 – Resposta a jusante e configuração após aos eventos do plano de contingência.

Fonte: Elaboração própria.

O exemplo dado anteriormente foi para uma contingência na seção principal da rede. Contudo, podem ocorrer contingências em seções laterais protegidas por fusíveis. Quando isso ocorre os consumidores que estão fora da seção lateral onde ocorre a contingência não são afetados, pois o fusível protetor da lateral derrete para eliminar a falta, interrompendo o

fornecimento de energia. As Figuras 7.6 e 7.7 ilustram essa situação. Supondo que ocorra um curto-circuito na seção lateral mostrada Figura 7.6, a resposta da proteção se dá pela queima do fusível F1, que é o primeiro dispositivo de proteção a montante da falta. Deste modo, como mostra a Figura 7.7, apenas o ponto de carga PC1 ficará com o fornecimento interrompido, e terá o fornecimento restabelecido somente após o reparo da seção onde ocorreu a falta. Os demais consumidores não serão afetados pela falta. Neste caso não há restauração à montante e à jusante. Contudo, pode haver seções laterais nas quais seja possível transferir os consumidores de uma seção lateral para outro alimentador, ou seja, realizar a restauração à jusante.

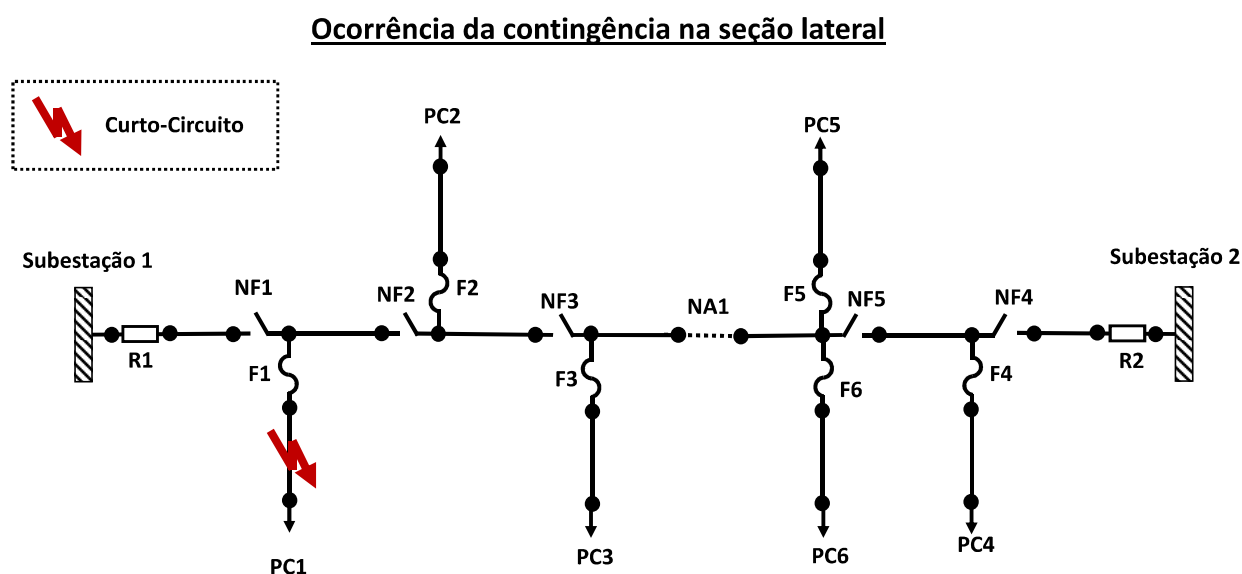


Figura 7.6 – Ocorrência da contingência em uma seção lateral.

Fonte: Elaboração própria.

Resposta da proteção na seção lateral

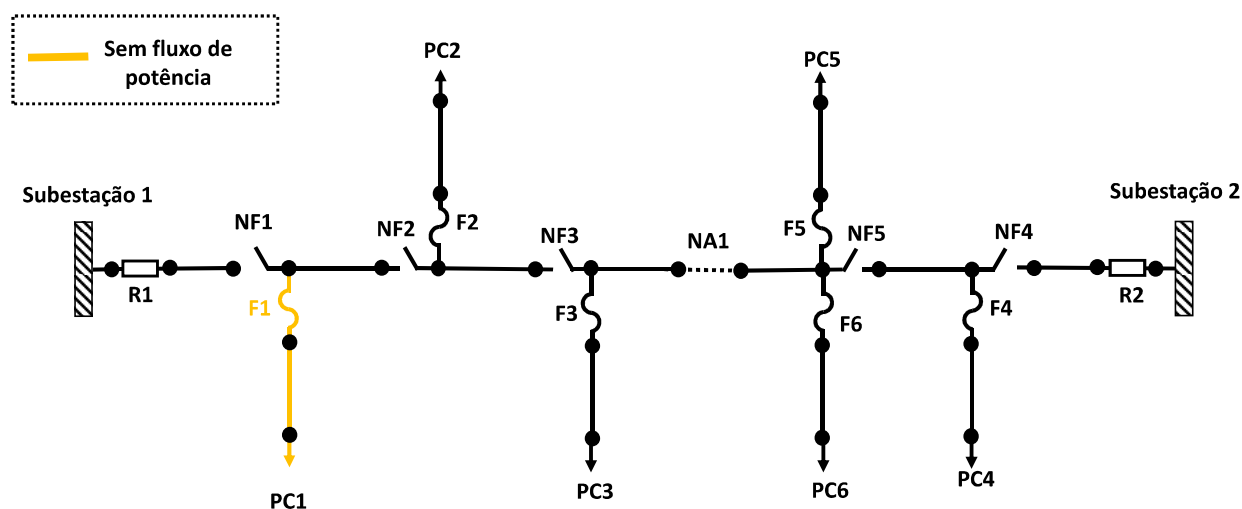


Figura 7.7 – Resposta da proteção em uma seção lateral.

Fonte: Elaboração própria.

7.2 Análise de Contingência em Redes Híbridas CA-CC Radiais

Para redes híbridas CA-CC radiais a análise de contingência segue a mesma forma da rede de distribuição convencional, como visto na seção 7.1. Contudo, a rede híbrida CA-CC apresenta algumas características intrínsecas que podem reduzir a frequência e a duração de interrupções no fornecimento de energia. A seguir são compiladas tais características intrínsecas da rede híbrida CA-CC.

i) Na restauração à jusante o fornecimento de energia é restaurado para consumidores interrompidos através da transferência de carga para alimentadores adjacente. Entretanto, após a transferência de carga pode haver violações de tensão e carregamento que torna a restauração à jusante inviável. Em redes híbridas CA-CC uma das vantagens, da parte CC, é o aumento da capacidade de transmissão de potência, em relação a uma rede CA. Além disso, as variações de tensão de longa duração tendem a ser menores em redes CC do que nas redes CA devido a eliminação da componente da queda de tensão relativa as indutâncias séries das seções dos alimentadores. Deste modo, a transferência de carga por meio de chaves NA alocadas na parte CC pode reduzir o risco de violações de carregamento e tensões.

ii) Além disso, os conversores VSC que conectam a parte da rede CC com a rede CA podem ser usados para fornecer suporte de tensão para a rede CA, fazendo uso de sua capacidade de injetar energia reativa como compensador de reativos. Isso gera um melhoramento do perfil de tensão na rede CA, além de aliviar a capacidade de transferência de carga para outro alimentador, caso seja necessário.

iii) Os conversores VSC criam uma zona de proteção adicional, impedindo que os efeitos das contingências à jusante desses conversores se propagem por toda a rede.

7.3 Análise de Contingência em Redes de Distribuição com Formação de Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado

Os sistemas de distribuição com microrredes requerem procedimentos específicos de proteção e restauração de faltas. A microrrede é conectada na rede principal através de uma chave estática automática no PAC. A chave estática automática é um dispositivo constituído por elementos de eletrônica de potência que exerce a mesma função de uma chave. A grande vantagem desta chave é a velocidade de acionamento que é praticamente instantânea. O diagrama unifilar de uma chave de transferência estática é ilustrado na Figura 7.8.

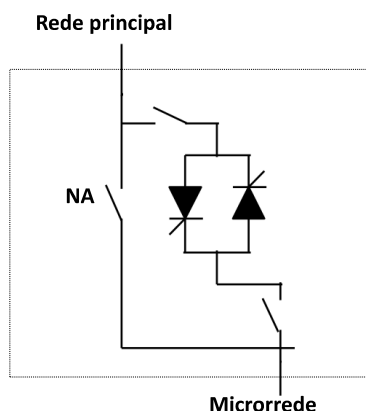


Figura 7.8 – Diagrama unifilar de uma chave estática.

Fonte: Brown (2009) [121].

Uma das principais características das microrredes, a fim de garantir a continuidade de fornecimento, é a possibilidade de operar no modo ilhado através da abertura da chave estática, quando ocorre alguma contingência na rede principal à montante da microrrede. Ou seja, em termos mais simples pode-se dizer que o PAC opera como dispositivo chave de transferência

estática automática para a operação da microrrede no modo ilhado que passa a ser suprida por sua geração nativa. Essa característica evita que os consumidores da microrrede sofram interrupção de fornecimento de energia devido a contingências na rede principal. Essa situação é ilustrada a seguir. Considere a rede de distribuição com uma microrrede mostrada na Figura 7.9. Suponha que ocorra um curto-circuito fora da microrrede, conforme indicado na Figura 7.10. A Figura 7.11 mostra a resposta da proteção. Note que o disjuntor interrompe o fornecimento de energia do alimentador. Contudo, a microrrede continua operando, mas no modo ilhado através da abertura da chave estática, ou seja, do desacoplamento do PAC com a rede principal. A Figura 7.12 mostra a restauração à montante realizada pela abertura da chave NF2. Resumindo, os pontos de cargas PC4 e PC5 da microrrede não sofrem interrupção no fornecimento de energia. Já o ponto de carga PC1 sofre interrupção, mas com duração igual ao tempo de chaveamento. Os pontos de cargas PC2 e PC3 têm o fornecimento reestabelecido apenas quando o reparo do componente falhado for finalizado.

A utilização de microrredes CA ou CC tem um grande impacto na capacidade de restauração, pois quando a microrrede está operando no modo ilhado podem haver violações (tais como os desvios de frequência angular) que podem tornar a operação ilhada inviável. Para microrredes CA, pode haver violações de tensão e de frequência. A violação de frequência é mais severa, pois pode levar ao desligamento de todos os geradores que desenergizará toda a microrrede CA resultando em um evento de perda de carga total. Desta forma, todos os nós da microrrede experimentam uma interrupção no fornecimento de energia quando há violações de frequência devido a atuação das proteções de frequência dos geradores. Para microrredes CC, a violação de frequência não é um problema pois esta grandeza elétrica é inexistente, mas pode haver violações de tensão nodais.

As violações de tensão são menos severas em microrredes, pois uma característica intrínseca das microrredes CA e CC é que elas podem operar no modo ilhado mesmo quando há violação de tensão. Esta característica é devida à natureza local (nodal) da violação de tensão ao contrário da violação de frequência que é global (sistêmica ou coletiva). Desta forma, somente os nós nos quais há violações de tensão há uma interrupção no fornecimento de energia devido a atuação das proteções das cargas ou de sua sensibilidade intrínseca a variações de tensão. Em outras palavras, pode-se dizer que as violações de tensão resultam em eventos de perda de carga parcial.

As restrições de carregamento nos ramos das microrredes CA e CC geralmente são relaxadas. Este é um aspecto contraditório, pois as restrições de carregamento são consideradas nas transferências de carga, mas são ignoradas na microrrede operando no modo ilhado. Uma justificativa para isto é o fato de que a topologia da rede após uma transferência está associada com a proteção principal (de saída) do alimentador para o qual a carga foi transferida. Desta forma, esta proteção pode ser acionada se houver uma sobrecarga no estado pós-reconfiguração para restauração do fornecimento de energia. Todavia, não há disjuntores localizados nas microrredes que foram ilhadas para restaurar o fornecimento de energia. Além disso, os equipamentos da rede distribuição toleram sobrecargas de curta duração e o tempo de ilhamento não é longo, pois é igual ao tempo de reparo do componente defeituoso.

A ferramenta usada na ACP para identificar violações de tensão e de frequência na microrrede operando no modo ilhado é o FMF. Nos capítulos 3 e 4 foram apresentados novos modelos de FMF não-lineares e lineares, respectivamente.

Outro benefício da microrrede é que além da chave estática instalada no PAC, há dispositivos de proteção no PAC para contingências internas à microrrede. Neste caso, os consumidores que estão fora da microrrede não sofrem interrupção do fornecimento de energia. Essa situação é ilustrada a seguir. Para um curto-circuito na seção dentro da microrrede, mostrada na Figura 7.13, o PAC se desconecta de forma automática da rede principal e apenas os consumidores da microrrede sofrem interrupção, como mostra a Figura 7.14. Se for possível isolar a contingência dentro da microrrede, uma parte dos seus consumidores pode ter o fornecimento restabelecido.

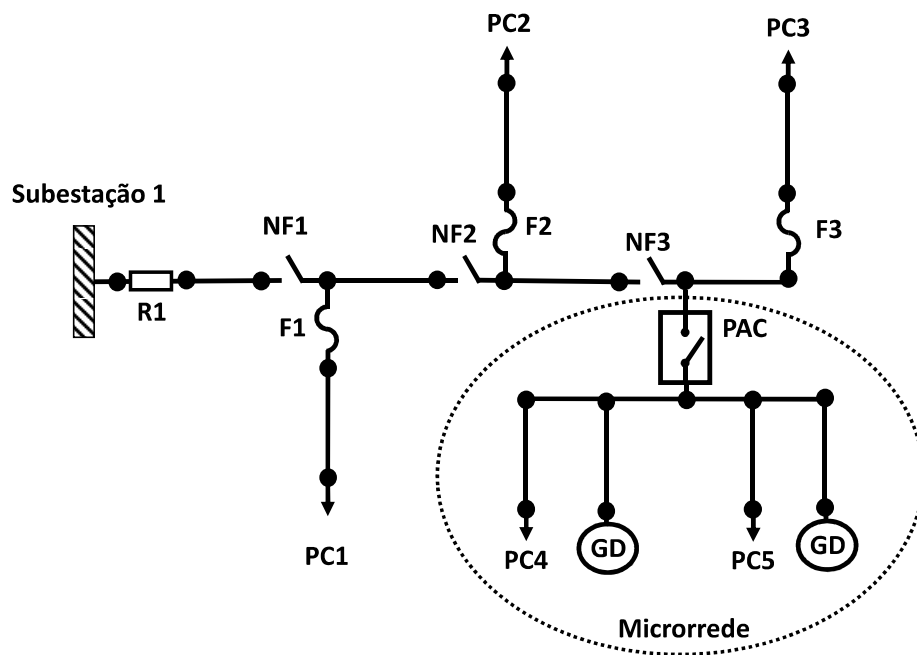


Figura 7.9 – Rede de distribuição com microrrede.

Fonte: Elaboração própria.

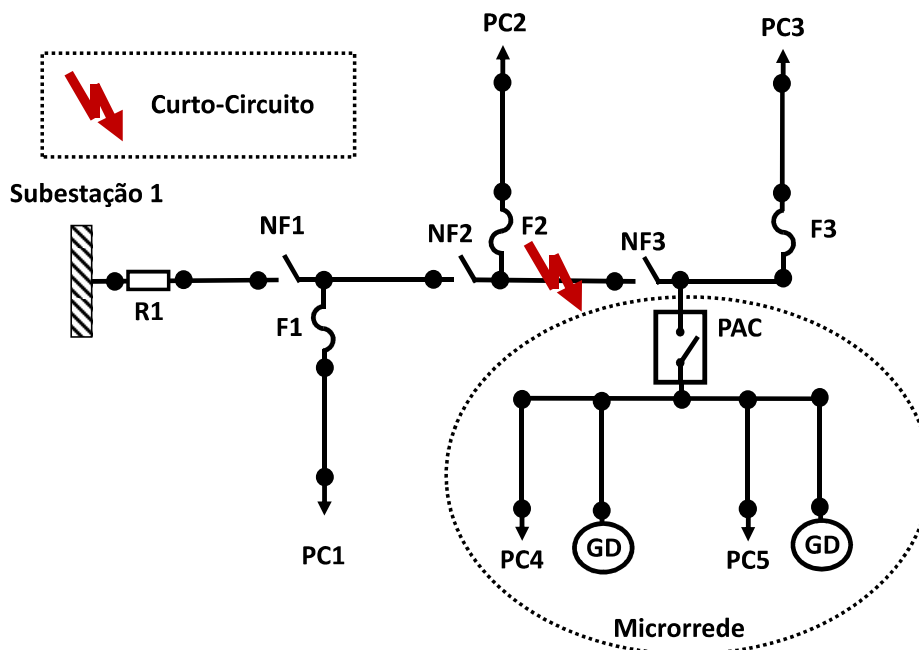


Figura 7.10 – Ocorrência de contingência na rede de distribuição com microrrede.

Fonte: Elaboração própria.

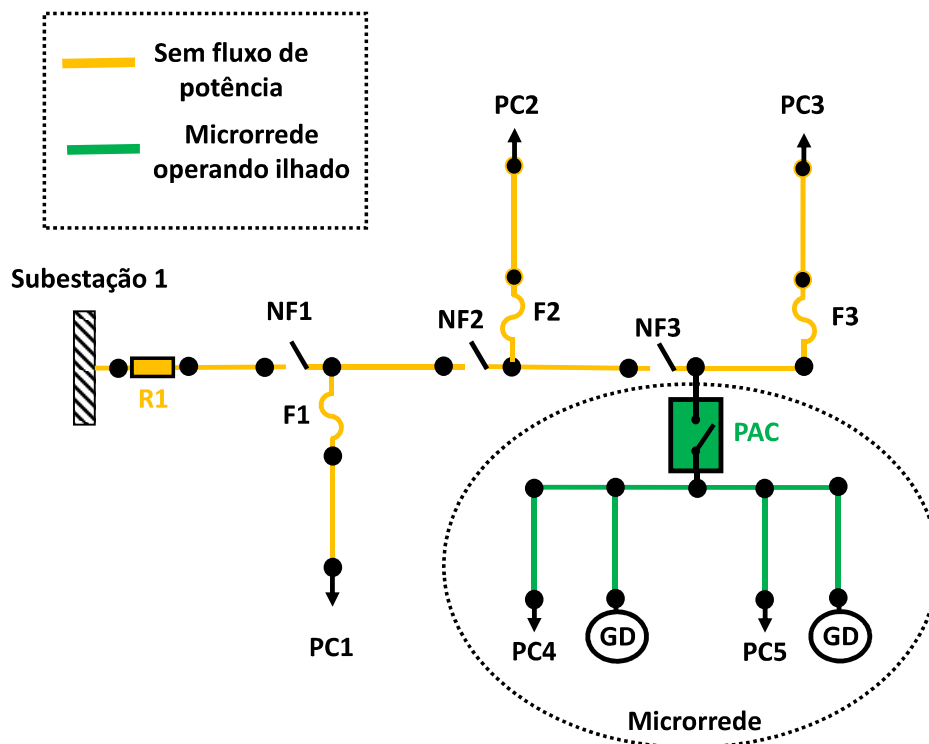


Figura 7.11 – Resposta da proteção na rede de distribuição com microrrede.

Fonte: Elaboração própria.

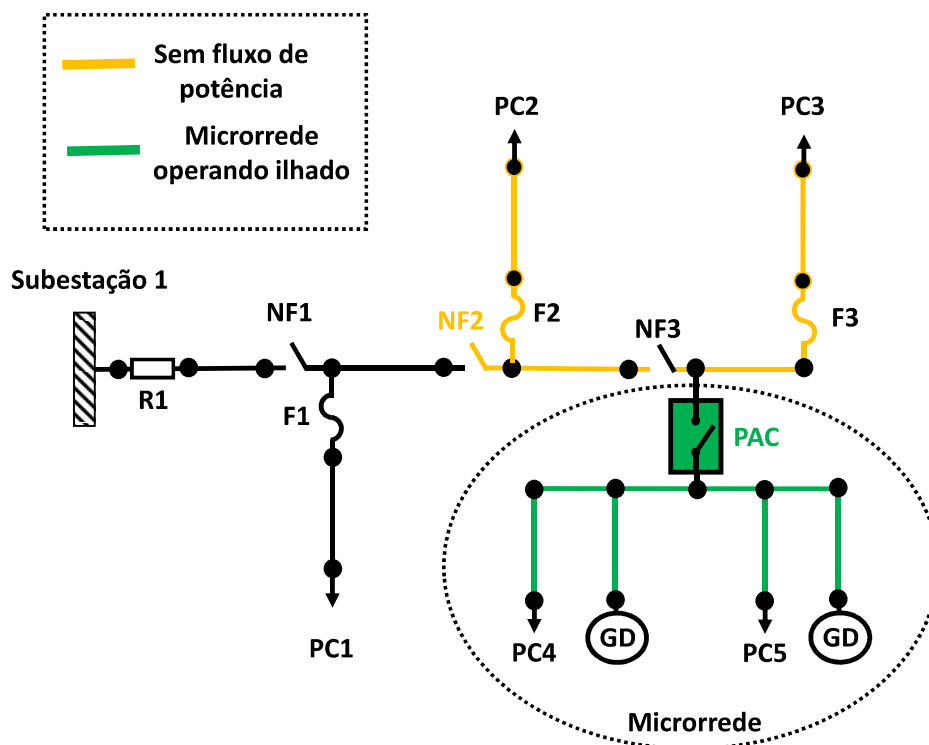


Figura 7.12 – Restauração à montante da rede de distribuição com microrrede.

Fonte: Elaboração própria.

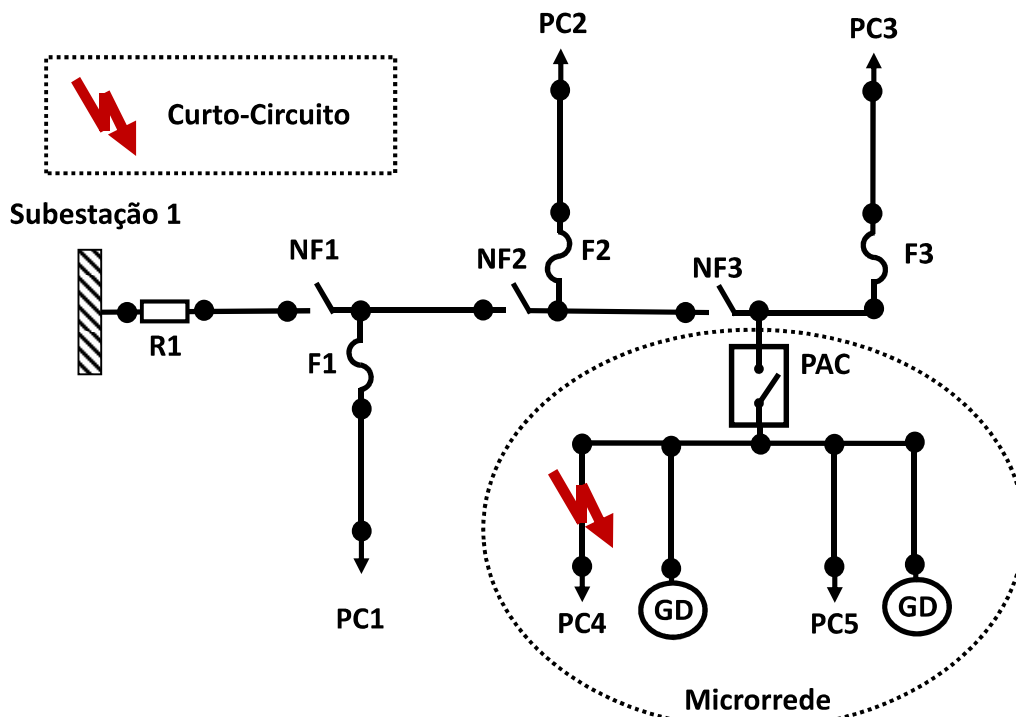


Figura 7.13 – Contingência dentro da microrrede.

Fonte: Elaboração própria.

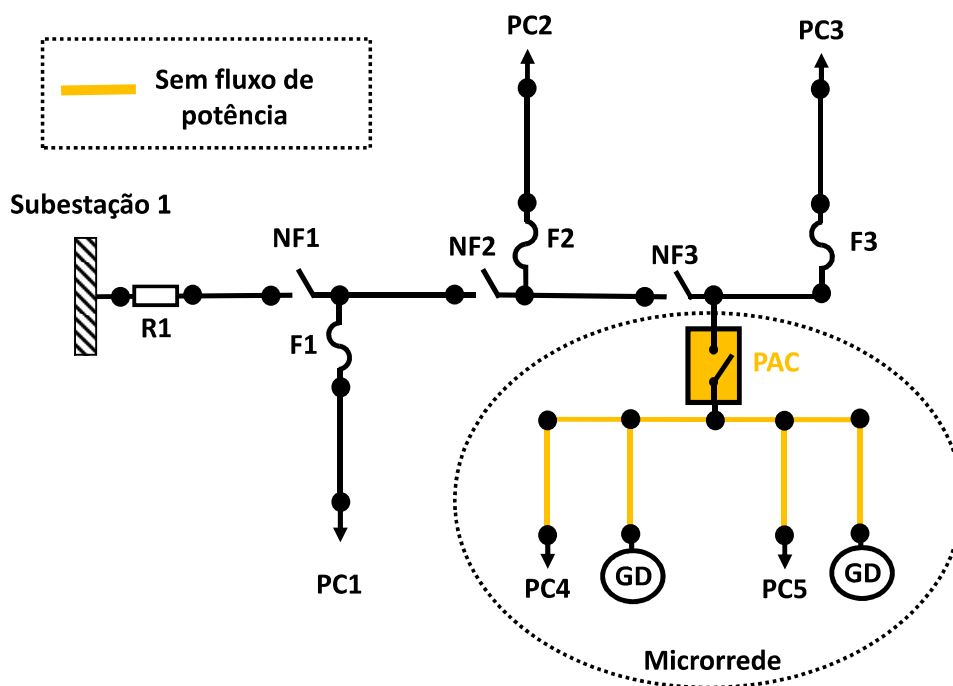


Figura 7.14 – Resposta da proteção para uma contingência dentro da microrrede.

Fonte: Elaboração própria.

7.4 Estimação dos Índices de Confiabilidade

A fim de avaliar o nível de continuidade do fornecimento de energia elétrica, existem normas técnicas que definem indicadores que quantificam a confiabilidade do sistema de distribuição. Estes indicadores são utilizados por órgãos reguladores que estabelecem metas para os índices, penalizando as empresas de distribuição que não conseguem alcançá-las, a fim de minimizar as interrupções do fornecimento. Os índices de confiabilidade em redes de distribuição podem ser estimados de acordo com dois paradigmas: pretérito (estatístico) e preditivo (probabilístico). Na próxima subseção são apresentadas as definições destes dois paradigmas.

7.4.1 Estimação Pretérita

Na estimação pretérita, os índices de confiabilidade são calculados com base nos registros históricos das interrupções experimentadas pelos consumidores. Este tipo de análise pode ser utilizada para identificar a causa raiz das falhas, avaliar tendências nos índices e localizar áreas críticas. Todavia, os índices da análise de confiabilidade pretérita somente são válidos para a configuração atual do sistema. Ou seja, análise pretérita não é capaz de estimar os índices de confiabilidade quando são realizadas alterações ou reforços na rede elétrica, tais como: instalação de chaves e/ou proteções, conexão de GD, reconfiguração, construção de novos alimentadores e/ou subestações, etc. Consequentemente, a análise pretérita não pode ser aplicada no planejamento de redes de distribuição orientado para confiabilidade. Portanto, a estimação pretérita de índices de confiabilidade está associada com o enfoque do diagnóstico da confiabilidade da rede de distribuição.

A ANEEL define os seguintes índices pretéritos relacionados à continuidade de fornecimento de energia elétrica [122]:

➤ **Duração Equivalente de Interrupção de Energia Elétrica por Unidade Consumidora (DEC)**

Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu interrupção do fornecimento de energia elétrica. A definição do DEC é dada em (7.1).

$$DEC = \frac{\sum_i N_{c_i} \times t_i}{N} \quad [horas/ano] \quad (7.1)$$

Onde:

N_{c_i} é o número de consumidores com fornecimento interrompido quando ocorre a contingência i ;

N é o número total de consumidores que compõem o conjunto de consumidores;

t_i é a duração da interrupção quando ocorre a contingência i .

➤ **Duração de Interrupção de Energia Elétrica Individual por Unidade Consumidora (DIC)**

Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu a interrupção do fornecimento de energia elétrica. A definição do DIC é dada em (7.2).

$$DIC = \sum_i t_i \quad [horas/ano] \quad (7.2)$$

t_i é a duração da interrupção quando ocorre a contingência i .

➤ **Frequência Equivalente de Interrupção de Energia Elétrica por Unidade Consumidora (FEC)**

Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observações, em cada unidade consumidora do conjunto considerado. A definição do FEC é dada em (7.3).

$$FEC = \frac{\sum_i N_{c_i}}{N} \quad [falhas/ano] \quad (7.3)$$

Onde:

N_{c_i} é o número de consumidores com fornecimento interrompido quando ocorre a contingência i ;

N é o número total de consumidores que compõem o conjunto de consumidores;

t_i é a duração da interrupção quando ocorre a contingência i .

➤ **Frequência de Interrupção de Energia Elétrica Individual por Unidade Consumidora (FIC)**

Número de interrupções ocorridas, no período de observações, em cada unidade consumidora. A definição do FIC é dada em (7.4).

$$FIC = n \quad [falhas/ano] \quad (7.4)$$

Deve-se destacar que a ANEEL define metas para os indicadores definidos em (7.1)-(7.4) e as concessionárias devem atender estas metas. No caso de transgressões nas metas, as concessionárias são penalizadas.

7.4.2 Estimação Preditiva

Na estimação preditiva os índices de confiabilidade são obtidos com base nos seguintes dados: tipos dos componentes (chaves, proteções, transformadores, seções dos alimentadores, etc.), taxas de falha e tempos de reparo dos componentes, topologia da rede elétrica, status (aberto ou fechado) dos componentes e parâmetros elétricos (impedâncias séries e capacidades nominais). Além destes dados, a análise de confiabilidade preditiva exige a definição dos seguintes procedimentos operacionais: resposta do sistema de proteção e estratégias de restauração (transferências de carga, automação, localização e isolamento da falta, etc.). Uma vez que estes dados e estratégias são definidos, pode-se determinar as variações nos índices de confiabilidade estimados devido a alterações nos dados de entrada, por exemplo, a reconfiguração da rede e a instalação de novas chaves. Desta forma, a estimação preditiva tem capacidade para expressar o impacto de estratégias de reforço e expansão da rede de distribuição nos índices de confiabilidade. Esta característica é muito importante em estudos de planejamento, pois nestes estudos deve-se avaliar um grande número de alternativas de projeto para identificar aquelas que obtêm as melhorias mais significativas na confiabilidade com o menor custo de investimento. Portanto, a estimação preditiva de índices de confiabilidade está associada com o prognóstico da confiabilidade da rede de distribuição.

Todos os índices calculados na estimação pretérita podem ser obtidos na estimação preditiva através da combinação das seguintes técnicas: métodos probabilísticos e análise de contingências em redes de distribuição. Os principais métodos probabilísticos usados na

estimação preditiva de índices de confiabilidade em redes de distribuição são o Método Analítico de Enumeração de Estados (MAEE) e a Simulação Monte Carlo (SMC). O MAEE se baseia na combinação do critério N-1 (todos os componentes em operação menos um) com o cálculo aproximado de índices de frequência e duração de sistemas série. A aplicação do cálculo aproximado de índices de frequência e duração em sistemas série pode ser realizada devido a maioria das redes de distribuição ter topologia radial. Isto é, a falha de qualquer componente causa uma interrupção em pelo menos um ponto de carga. Desta forma, não é necessário aplicar a teoria de conjuntos de cortes mínimos para identificar os pontos de carga interrompidos por uma falha. Além disso, as probabilidades de ocorrência de contingências de ordem elevada (com dois ou mais componentes fora de serviço) são muito pequenas. Desta forma, pode-se calcular os índices de confiabilidade considerando-se somente contingências de primeira ordem, ou seja, análise N-1 (todos os componentes em operação menos o componente falhado). Por outro lado, a SMC estima os índices de confiabilidade simulando os processos de operação e falha dos componentes individuais a partir das distribuições de probabilidade que descrevem estes processos, por exemplo, a distribuição exponencial e a lognormal, respectivamente. Estas distribuições são usadas para gerar sequências sintéticas de operação e falha dos componentes para um período de estudo (mensal, semestral ou anual) a partir de geradores de números aleatórios. A principal vantagem da SMC é a sua capacidade para gerar distribuições de probabilidade dos índices de confiabilidade e emular aspectos complexos da operação da rede de distribuição. No entanto, a principal desvantagem da SMC é o seu alto custo computacional devido a necessidade de realizar a análise de contingências para cada cenário simulado. Desta forma, o MAEE é mais usado em estudos de planejamento de redes de distribuição devido ao seu baixo custo computacional. Esta restrição é mais crítica na solução de problemas de planejamento que são resolvidos usando-se algoritmos de otimização meta-heurísticos, por exemplo, os algoritmos genéticos. Nestes casos, é necessário calcular os índices de confiabilidade para diversas gerações (por exemplo, 1000 gerações) de uma população de indivíduos (por exemplo, 50 indivíduos) para se obter uma solução ótima.

Com base na análise de contingências e no cálculo aproximado para índices de confiabilidade de sistemas em série têm-se as seguintes definições para os índices de confiabilidade nodais (de ponto de carga) no MAEE:

$$E[FIC_i] = \sum_{j=1}^{N^{comp}} F_{ij}^{FIC} \text{ [falhas/ano]} \quad (7.5)$$

$$E[DIC_i] = \sum_{j=1}^{N^{comp}} F_{ij}^{DIC} \text{ [horas/ano]} \quad (7.6)$$

$$E[r_i] = \frac{E[DIC_i]}{E[FIC_i]} \text{ [horas]} \quad (7.7)$$

Em que:

$E[FIC_i]$ é o valor esperado do índice FIC no ponto de carga i ;

N^{comp} é o número de componentes da rede de distribuição;

F_{ij}^{FIC} é a função-teste do índice FIC no ponto de carga i para uma falha no componente j . Esta função é definida como:

$$F_{ij}^{FIC} = \begin{cases} \hat{\lambda}_{T_j} & \text{se a falha no componente } j \text{ causa uma interrupção no ponto de carga } i. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

T é o vetor de tipos dos componentes, isto é: disjuntor, fusível, chave, seção do tronco, seção de lateral e transformador.

T_j é o tipo do componente j .

$\hat{\lambda}_{T_j}$ é a taxa de falha do componente j cujo tipo é T_j . As taxas de falha para cada tipo de componente são determinadas como:

$$\hat{\lambda}_t = \frac{N_t^{falhas}}{N_t^{comp} \times T} \quad (7.8)$$

$t \in \{\text{disjuntor, fusível, chave, seção do tronco, seção de lateral, transformador}\}$

T é o período histórico (por exemplo, 10 anos) nos quais as falhas foram observadas.

N_t^{falhas} é o número de falhas para um componente do tipo t .

N_t^{comp} é o número de componentes do tipo t .

$E[DIC_i]$ é o valor esperado do índice DIC no ponto de carga i .

F_{ij}^{DIC} é função-teste do índice DIC no ponto de carga i para uma falha no componente j . Esta função é definida como:

$$F_{ij}^{DIC} = \begin{cases} \hat{\lambda}_t \times t_{ij}^{rest} & \text{se a falha no componente } j \text{ causa uma interrupção} \\ & \text{no ponto de carga } i. \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

t_{ij}^{rest} é o tempo médio de restauração do ponto de carga i para uma falha no componente j . Este tempo é definido como:

$$t_{ij}^{rest} = \begin{cases} \widehat{MTTR}_{T_j} & \text{se o fornecimento para o ponto de carga } i \text{ é restaurado} \\ & \text{apenas após o reparo do componente } j. \\ MTTs, & \text{se o fornecimento para o ponto de carga } i \text{ é restaurado} \\ & \text{após a manobra de dispositivos de chaveamento à montante} \\ & \text{e/ou à jusante da falta.} \end{cases}$$

\widehat{MTTR}_{T_j} (“Mean Time To Repair – MTTR”) é o tempo médio de reparo estimado para o componente j cujo tipo é T_j . Os valores de \widehat{MTTR}_{T_j} são calculados como:

$$\widehat{MTTR}_t = \frac{\sum_{k=1}^{N_t^{falhas}} MTTR_{t,k}}{N_t^{falhas}} \quad (7.9)$$

$MTTR_{t,k}$ é o tempo de reparo observado para a falha k em um dos componentes do tipo t .

$MTTs$ (“Mean Time To Switching – MTTs”) é o tempo médio de chaveamento. Este tempo é geralmente definido com base na experiência e conhecimento prático das equipes de manutenção.

Neste ponto, é importante mencionar que outra diferença importante entre a estimação pretérita e a estimação preditiva dos índices de confiabilidade é na aplicação da inferência estatística. Na análise pretérita, a inferência estatística é aplicada na amostra de índices de confiabilidade, enquanto na estimação preditiva aplica-se a inferência estatística na amostra de dados de falha dos tipos de componentes.

Em termos de pontos de carga o índice $E[FIC_i]$ representa a frequência de interrupção que o consumidor conectado ao ponto de carga sofre durante um período anual. O índice $E[DIC_i]$, quando expresso de forma adimensional (probabilidade), representa a probabilidade do

consumidor sofrer uma interrupção. Por outro lado, se estiver na forma dimensional, representa a duração anual acumulada (tempo total) das interrupções experimentadas por um consumidor.

Embora, esses três principais índices sejam fundamentais, eles nem sempre dão uma completa representação do comportamento do sistema. Por exemplo, não é possível usar os índices para classificar alimentadores, subestações ou áreas de serviço de acordo com o nível de confiabilidade. Esta situação requer a definição de métricas de confiabilidade globais ou sistêmicas. Os principais índices de confiabilidade sistêmicos são:

➤ **Valor esperado do FEC ($E[FEC]$)**

$$E[FEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons} \times E[FIC_i]}{N_{tot}^{cons}} \quad (7.10)$$

Onde:

$E[FEC]$ é o valor esperado do índice FEC;

N^{PC} é o número de pontos de carga do sistema;

$E[FIC_i]$ é o valor esperado do índice FIC_i ;

N_i^{cons} é número de consumidores no ponto de carga i ;

$N_{tot}^{cons} = \sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons}$ é o número total de consumidores do sistema.

➤ **Valor Esperado do DEC ($E[DEC]$)**

$$E[DEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons} \times E[DIC_i]}{N_{tot}^{cons}} \quad (7.11)$$

Onde:

$E[DEC]$ é o valor esperado do índice DEC;

N^{PC} é o número de pontos de carga do sistema;

$E[DIC_i]$ é o valor esperado do índice DIC_i ;

N_i^{cons} é o número de consumidores no ponto de carga i ;

$N_{tot}^{cons} = \sum_{i=1}^{NPC} N_i^{cons}$ é o número total de consumidores do sistema.

7.4.2.1 Algoritmo do Método Analítico de Enumeração de Estados (MAEE)

Nesta seção é apresentado o algoritmo para estimação dos índices de confiabilidade preditiva usando o método MAEE. O algoritmo do MAEE tem como estrutura base os procedimentos para análise de contingência, descritos nas seções 7.1, 7.2 e 7.3.

O algoritmo proposto considera a análise da factibilidade da transferência de carga para alimentadores adjacentes, ou seja, através da solução de um fluxo de potência convencional (com barra de folga única) é verificada a existência de violações de carregamento e de tensões. Quando há violação de carregamento a transferência de carga não é realizada, quando há violações de tensão a transferência de carga é realizada sujeita a eventos de perda de carga parcial. A formação e a análise da factibilidade das microrredes operando no modo ilhado também são levadas em consideração através da execução de um FMF. A seguir é apresentado o algoritmo do método MAEE.

Algoritmo #7.1 Algoritmo do Método MAEE

Entrada: Dados dos componentes da rede e das microrredes (GD, cargas e ramos);
Valores de referências dos controles droop das GD (obtidos pelo FPO CA Linear para microrredes CA e FPO CC Linear para microrredes CC);
 Ω_μ conjunto de todas as microrredes; $MTTS$; λ_j e $MTTR_j$.

Saída: Índices de confiabilidade

01 **Para cada** $j = 1, \dots, NC$ **faça**

02 Obtenha λ_j e $MTTR_j$

03 Identificar o subconjunto $\Omega_\mu^j \subseteq \Omega_\mu$

04 **Para cada** $i_\mu = 1, \dots, |\Omega_\mu^j|$ **faça**

05 **Se (a microrrede** i_μ **for CA) então**

06 Resolva um fluxo de potência FMF-CA

07 **Se (há apenas violações de tensão CA) então**

08 Obter o conjunto $\mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$ formado pelos pontos de cargas da microrrede i_μ nos quais ocorreram violações de tensão CA

09 $E[FIC_i^{sim}] = E[FIC_i^{sim}] + \lambda_j \quad \forall i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$

10 $E[DIC_i^{sim}] = E[DIC_i^{sim}] + \lambda_j \times t_j^{rep} \quad \forall i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$

11 **fim**

12 **Se (há violação de frequência) então**

13 $E[FIC_i^{sim}] = E[FIC_i^{sim}] + \lambda_j \quad \forall i \in \mathcal{C}_{i_\mu}$

14 $E[DIC_i^{isim}] = E[DIC_i^{isim}] + \lambda_j \times t_j^{rep} \quad \forall i \in C_{i_\mu}$

15 **fim**

16 **fim**

17 **Se (a microrrede i_μ for CC) então**

18 Resolva o fluxo de potência FMF-CC

19 **Se (não há violações de tensão CC) então**

20 $E[FIC_i^{isim}] = E[FIC_i^{isim}] + 0 \quad \forall i \in C_{i_\mu}$

21 $E[DIC_i^{isim}] = E[DIC_i^{isim}] + 0 \quad \forall i \in C_{i_\mu}$

22 **fim**

23 **Se (há violações de tensão CC) então**

24 Obter o conjunto $\mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$ formado pelos pontos de cargas nos quais ocorreram violações de tensão CC

25 $E[FIC_i^{isim}] = E[FIC_i^{isim}] + \lambda_j \quad \forall i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$

26 $E[DIC_i^{isim}] = E[DIC_i^{isim}] + \lambda_j \times t_j^{rep} \quad \forall i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$

27 **fim**

28 **fim**

29 **fim**

30 **/* Verificar a resposta do sistema de proteção*/**

31 Obter o conjunto \mathcal{P}_j formado pelos elementos interrompidos pela proteção, com exceção dos elementos do conjunto Ω_μ^j

32 **/*Realizar restauração à montante*/**

33 Obter o conjunto \mathcal{K}_j formado pelos elementos interrompidos que são restabelecidos pela restauração à montante

34 **/* Realizar restauração à jusante*/**

35 Obter o conjunto \mathcal{J}_j formado pelos elementos interrompidos que são restabelecidos pela restauração à jusante

36 Obter o conjunto \mathcal{L}_j formado pelos elementos do alimentador que receberá o conjunto \mathcal{J}_j .

37 **/*Verificar violações durante a restauração à jusante**

38 Resolva um fluxo de potência convencional (com barra de folga única) para o conjunto $(\mathcal{L}_j \cup \mathcal{J}_j)$ **/*o conjunto $(\mathcal{L}_j \cup \mathcal{J}_j)$ pode formar uma rede CA ou uma rede híbrida CA-CC*/**

39 **Se (não há violação na transferência de carga) então**

40 $t_{\mathcal{J}_j}^{rest} = MTTTS$

41 **fim**

42 **Se (há violação na transferência de carga) então**

43 $t_{\mathcal{J}_j}^{rest} = MTTR_j$

44 **fim**

45 **Se (há violações de tensão CA ou CC) então**

46 Obter o conjunto \mathcal{Y}_j^V formado pelos pontos de cargas nos quais ocorreram violações de tensão CA ou CC

47 **fim**

48 **/*Cálculo das contribuições dos índices de confiabilidade*/**

49 **/*Para o conjunto \mathcal{P}_j */**

```

49   E[FICi] = E[FICi] + λj  ∀i ∈ CPj
50   /*Para o conjunto Pj – (Kj ∪ Jj)*
51   E[DICi] = E[DICi] + λj × MTTRj  ∀i ∈ [CPj – (CKj ∪ CJj)]
52   /*Para o conjunto Kj*
53   E[DICi] = E[DICi] + λj × MTTTS  ∀i ∈ CKj
54   /*Para o conjunto Jj – YjV*
55   E[DICi] = E[DICi] + λj × tJjrest  ∀i ∈ CJj
56   /*Para o conjunto YjV*
57   E[DICi] = E[DICi] + λj × MTTRj  ∀i ∈ CYjV
58   fim
59   /*Cálculo dos índices sistêmicos*/
60   Para cada i= 1, ..., PC faça
61
62
63
64
65

```

$$E[FEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons} \times E[FIC_i]}{N_{tot}^{cons}}$$

$$E[DEC] = \frac{\sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons} \times E[DIC_i]}{N_{tot}^{cons}}$$

```

61
62
63   fim
64   /*Armazena a solução obtida*/
65   E[FEC] e E[DEC]

```

Onde:

NC é o número de componentes sujeitos a falhas;

j é o componente considerando no estado de falha;

λ_j ($MTTR_j$) é a taxa de falha (tempo de reparo) do componente j ;

P_j é o conjunto formado por todos os componentes interrompidos pela atuação da proteção;

K_j é o conjunto formado pelos componentes interrompidos que são restabelecidos pela restauração à montante;

J_j é o conjunto formado pelos componentes interrompidos que são restabelecidos pela restauração à jusante;

Y_j^V é o conjunto formado pelos componentes no quais ocorreram violações de tensão CA ou CC na restauração à jusante;

Ω_μ^j é o subconjunto das microrredes que entram no modo de operação ilhado para uma falha no componente j ;

Ω_μ^j é a cardinalidade do conjunto $|\Omega_\mu^j|$;

\mathcal{C}_{i_μ} é o conjunto de pontos de carga pertencentes a microrrede i_μ ;

$\mathcal{C}_{\mathcal{P}_j}$, $\mathcal{C}_{\mathcal{K}_j}$, $\mathcal{C}_{\mathcal{J}_j}$ e $\mathcal{C}_{Y_j^V}$ são os conjuntos de pontos de carga pertencentes aos conjuntos de componentes \mathcal{P}_j , \mathcal{K}_j , \mathcal{J}_j e Y_j^V respectivamente;

\mathcal{L}_j é o conjunto formado pelos elementos do alimentador que receberá a carga que será transferida durante a restauração à jusante, ou seja, o conjunto \mathcal{J}_j ;

$t_{\mathcal{J}_j}^{rest}$ é o tempo de restauração para os componentes pertencentes ao conjunto \mathcal{J}_j ;

N^{PC} é o número de pontos de carga;

$N_{tot}^{cons} = \sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons}$ é o número total de consumidores.

Finalmente, é importante comentar que as linhas de 12 até 15 do algoritmo acima emulam a resposta do sistema de proteção para desvios de frequência para os limites considerados em uma microrrede CA. Neste tipo de microrrede, todos os pontos de carga da ilha são desenergizados (evento de perda de carga total) quando há uma violação de frequência devido a operação das proteções dos geradores. Portanto, o modelo de ACP considera de forma simplificada a resposta do sistema de proteção de frequência na estimação dos índices de confiabilidade.

7.4.2.2 Algoritmo do Método de Simulação Monte Carlo Sequencial

Há diversas incertezas que afetam o planejamento e a operação da rede de distribuição. Tais incertezas são devido a intermitência da potência produzida pela GD renovável, erros de previsão de carga e falhas de componentes da rede como alimentadores, transformadores e GD. Essas incertezas também afetam os índices de confiabilidade da rede. Logo, a fim de realizar um estudo mais realístico essas incertezas devem ser consideradas. Um método probabilístico utilizado para considerar incertezas em estudos de confiabilidade é a Simulação Monte Carlo Sequencial (SMC Sequencial). Na SMC Sequencial os estados amostrados dos componentes preservam as características cronológicas do processo estocástico da operação do sistema, existindo a preocupação de se amostrar os estados do sistema preservando-se a sua conexão

temporal, bem como seguir as curvas de carga e geração [135]. Nesta tese de doutorado, os tempos de operação e reparo dos componentes são amostrados com base nas distribuições de probabilidade exponencial [128]. Entretanto, pode-se adotar outras distribuições de probabilidade para representar estes processos desde que existam dados estatísticos para validar estas escolhas. Por exemplo, o tempo de reparo pode ser modelado usando-se a distribuição lognormal [128].

A SMC Sequencial obtém os índices de confiabilidade pela simulação do processo real e característica aleatória do sistema, gerando resultados mais realistas. Geralmente, a SMC Sequencial é adotada como referência para validação de outras metodologias devido a sua precisão e flexibilidade para modelar aspectos operacionais complexos.

A seguir é apresentado o algoritmo para estimação dos índices de confiabilidade em redes de distribuição via SMC sequencial. A estrutura base do algoritmo é o MAEE. Deve-se destacar que nesta versão do algoritmo é levada em conta a análise da infactibilidade da transferência de carga através das violações de carregamento e tensão. Além da formação e análise da factibilidade da operação de microrredes operando no modo ilhado. O algoritmo apresentado considerou apenas um tipo de GD renovável que foi a GD fotovoltaica (GDFV).

Algoritmo #7.2 Algoritmo MSC Sequencial

Entrada: Leia os dados dos componentes da rede e da microrrede (GD, cargas e ramos), Número de simulações da SMC NS ;
 Curva de carga;
 Dados de irradiância solar;
 Valores de referências dos controles droop das GD (obtidos pelo FPO CA Linear para microrredes CA e FPO CC Linear para microrredes CC);
 Ω_μ conjunto de todas as microrredes
 T é o tempo de missão
Saída: Amostra dos índices de confiabilidade

01 **Para cada** $isim = 1, \dots, NS$ **faça**
 02 $FIC_i^{isim} = 0, DIC_i^{isim} = 0 \quad \forall i \in (\mathcal{D} \cup \mathcal{D}^{CC})$
 03 **Para cada** $j = 1, \dots, NC$ **faça**
 04 $t_s = 0$
 05 **Enquanto** $(t_s < T)$ /* t_s e T são os tempos de simulação e missão, respectivamente*/
 06 Obtenha λ_j e $MTTR_j$
 07 /*Calcule os tempos de operação e reparo do componente j */
 08 $t_j^{op} = -\frac{T}{\lambda_j} \times \ln(U_1)$
 09 $t_j^{rep} = -MTTR_j \times \ln(U_2)$

10 $t^c = -MTTS \times \ln(U_3)$
11 $t_s = t_s + t_j^{op}$
12 **/* U_1, U_2 e U_3 são números aleatórios com distribuição uniforme entre 0 e 1*/**
13 **Se ($t_s < T_{missao}$) então**
14 Identificar o subconjunto $\Omega_\mu^j \subseteq \Omega_\mu$
15 Determine a potência média da curva de carga durante o tempo de reparo
16 Determine a potência média das GD renováveis durante o tempo de reparo
17 **Para cada $i_\mu = 1, \dots, |\Omega_\mu^j|$ faça**
18 **Se (a microrrede i_μ for CA) então**
19 Resolva um fluxo de potência FMF-CA
20 **Se (há violações de tensão CA e não há frequência) então**
21 Obter o conjunto $\mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$ formado pelos pontos de cargas nos quais
22 ocorreram violações de tensão CA
23 $E[FIC_i^{isim}] = E[FIC_i^{isim}] + 1 \quad \forall i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$
24 $E[DIC_i^{isim}] = E[DIC_i^{isim}] + t_j^{rep} \quad \forall i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CA}$
25 **fim**
26 **Se (há violação de frequência) então**
27 $E[FIC_i^{isim}] = E[FIC_i^{isim}] + 1 \quad \forall i \in \mathcal{C}_{i_\mu}$
28 $E[DIC_i^{isim}] = E[DIC_i^{isim}] + t_j^{rep} \quad \forall i \in \mathcal{C}_{i_\mu}$
29 **fim**
30 **fim**
31 **Se (a microrrede i_μ for CC)**
32 Resolva um fluxo de potência FMF-CC
33 **Se (há violações de tensão CC) então**
34 Obter o conjunto $\mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$ formado pelos pontos de cargas que houveram
35 violação de tensão durante o intervalo de tempo Δt
36 $E[FIC_i^{isim}] = E[FIC_i^{isim}] + 1 \quad \forall i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$
37 $E[DIC_i^{isim}] = E[DIC_i^{isim}] + t_j^{rep} \quad \forall i \in \mathcal{V}_{i_\mu}^{CC}$
38 **fim**
39 **fim**
40 **/* Verificar a resposta do sistema de proteção*/**
41 Obter o conjunto \mathcal{P}_j formado pelos elementos interrompidos pela proteção,
42 com exceção dos elementos do conjunto Ω_μ^j
43 **/*Realizar restauração à montante*/**
44 Obter o conjunto \mathcal{K}_j formado pelos elementos interrompidos que são
restabelecidos pela restauração à montante
/* Realizar restauração à jusante*/
Obter o conjunto \mathcal{J}_j formado pelos elementos interrompidos que são
restabelecidos pela restauração à jusante
Obter o conjunto \mathcal{L}_j formado pelos elementos do alimentador que receberá o
conjunto \mathcal{J}_j .
/*Verificar violações na restauração à jusante

45 Resolva um fluxo de potência convencional (com barra de folga única) para
o conjunto $(\mathcal{L}_j \cup \mathcal{J}_j)$ /*o conjunto $(\mathcal{L}_j \cup \mathcal{J}_j)$ pode formar uma rede CA ou
uma rede híbrida CA-CC*/

46 Se (não há violação na transferência de carga) então

47
$$t_{\mathcal{J}_j}^{rest} = t^c$$

48 fim

49 Se (há violação de carregamento na transferência de carga) então

50
$$t_{\mathcal{J}_j}^{rest} = t_j^{rep}$$

51 fim

52 Se (há violações de tensão CA ou CC) então

53 Obter o conjunto \mathcal{Y}_j^V formado pelos pontos de cargas nos quais
ocorreram violações de tensão CA ou CC

54 fim

55 /*Para o conjunto \mathcal{P}_j */

56
$$FIC_i^{isim} = FIC_i^{isim} + 1 \quad \forall i \in \mathcal{C}_{\mathcal{P}_j}$$

57 /*Para o conjunto $[\mathcal{P}_j - (\mathcal{K}_j \cup \mathcal{J}_j)]$ */

58
$$DIC_i^{isim} = DIC_i^{isim} + t_j^{rep} \quad \forall i \in [\mathcal{C}_{\mathcal{P}_j} - (\mathcal{C}_{\mathcal{K}_j} \cup \mathcal{C}_{\mathcal{J}_j})]$$

59 /*Para o conjunto \mathcal{K}_j */

60
$$DIC_i^{isim} = DIC_i^{isim} + t^c \quad \forall i \in \mathcal{C}_{\mathcal{K}_j}$$

61 /*Para o conjunto $(\mathcal{J}_j - \mathcal{Y}_j^V)$ */

62
$$DIC_i^{isim} = DIC_i^{isim} + t_{\mathcal{J}_j}^{rest} \quad \forall i \in (\mathcal{C}_{\mathcal{J}_j} - \mathcal{C}_{\mathcal{Y}_j^V})$$

63 /*Para o conjunto \mathcal{Y}_j^V */

64
$$DIC_i^{isim} = DIC_i^{isim} + t_j^{rep} \quad \forall i \in \mathcal{C}_{\mathcal{Y}_j^V}$$

65 /*Atualizar tempo de simulação com o tempo de reparo

66
$$t_s = t_s + t_j^{rep}$$

67 fim

68 fim

69 fim

70 /*Cálculo dos índices sistêmicos*/

71 Para cada $i = 1, \dots, PC$ faça

72
$$FEC^{isim} = \frac{\sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons} \times FIC_i^{isim}}{N_{tot}^{cons}}$$

73
$$DEC^{isim} = \frac{\sum_{i=1}^{N^{PC}} N_i^{cons} \times DIC_i^{isim}}{N_{tot}^{cons}}$$

74 fim

75 fim

76 /*Armazenar as amostra de FEC e DEC */

77 FEC e DEC

Onde:

t^c é o tempo de chaveamento necessário para realizar a transferência de carga;

T é o tempo de estudo é anual.

Analisando-se o algoritmo 7.2 acima, pode-se observar que calcula-se as médias da carga e da GDFV para o intervalo de tempo associado com o reparo do componente falhado. Este procedimento é usado na modelagem da curva de carga e da geração eólica no cálculo de custos de interrupção em redes de distribuição via SMC Sequencial [129], [130], [131]. Os valores médios da carga e da GDFV são usados como dados de entrada dos algoritmos de fluxo de potência (FMF CA, FMF CC, MSP CA e MSP CA-CC) para identificar a violações de restrições técnicas no ilhamento (de microrredes CA e CC) e/ou nas transferências de carga (em redes CA e CA-CC) durante o processo de restauração. Outro benefício da técnica baseada no valor médio da carga e da GDFV é redução no custo computacional, pois é necessário realizar apenas um fluxo de potência para cada falha de um componente durante um período anual simulado (amostrado). O custo computacional é um aspecto crítico na estimação de índices de confiabilidade via SMC Sequencial, pois a SMC é um método estatístico computacionalmente intensivo e a representação sequencial (cronológica) de eventos é a versão da SMC que possui o maior custo computacional [128].

7.5 Modelagem Cronológica Determinística da Carga e da GDFV

O algoritmo para estimação de índices de confiabilidade via Simulação Monte Carlo Sequencial, proposto na seção anterior, precisa dos dados cronológicos da curva de carga e da fonte primária da GD renovável. Nesta tese de doutorado, a GDFV é utilizada. Portanto, é necessário um conjunto de dados de irradiância solar, para obter a potência de saída da GDFV.

A modelagem cronológica da curva de carga é realizada de forma determinística, ou seja, usando-se os valores médios dos patamares da curva de carga sem amostragem dos seus respectivos valores com base em distribuições de probabilidade, tal como a Distribuição Normal. A modelagem cronológica da GDFV é realizada de forma semelhante a curva de carga, isto é, considerando-se os valores médios horários de radiação sem sortear a irradiância horária a partir de uma distribuição de probabilidade, por exemplo, a Distribuição Beta.

A potência que a GDFV injeta na rede é obtida através do modelo simplificado dado a seguir.

$$T_{C_t} = T_A + G_t \times \left(\frac{N_{OT} - 20}{0,8} \right) \quad (7.12)$$

$$I_t = G_t \times [I_{sc} + K_i \times (T_{C_t} - 25)] \quad (7.13)$$

$$V_t = V_{oc} - K_v \times T_{C_t} \quad (7.14)$$

$$FF = \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (7.15)$$

A potência CC é dada por:

$$Pg_{FV_t}^{CC} = N \times FF \times V_t \times I_t \quad (7.16)$$

A potência CA ativa e reativa são dadas por:

$$Pg_{FV_t}^{CA} = n \times N \times FF \times V_t \times I_t \quad (7.17)$$

$$Qg_{FV_t}^{CA} = P_t^{CA} \times \tan(\theta_{FP}) \quad (7.18)$$

Onde:

T_{C_t} é a temperatura em °C da célula fotovoltaica no instante t ;

T_A é a temperatura ambiente em °C;

N_{OT} é a temperatura em °C de operação na célula;

K_v é o coeficiente de temperatura de tensão V/°C;

K_i é o coeficiente de temperatura de corrente I/°C;

I_{sc} é a corrente de curto-circuito em A;

V_{oc} é a tensão de circuito aberto em V;

I_{MPP} é a máxima corrente em A;

V_{MPP} é a máxima tensão em V;

G_t é a irradiância solar na hora t ;

n é a eficiência de conversão da potência CC para CA;

N é o número de painéis fotovoltaicos da GDFV;

θ_{FP} é o ângulo do fator de potência (FP) da GDFV ($\cos^{-1}(\theta_{FP}) = FP$).

O modelo da GDFV adotado é muito simplificado, entretanto, pode ser usado um modelo mais sofisticado como o proposto na referência [137].

7.6 Cálculo de Penalidades

A fim de forçar as concessionárias de distribuição de energia elétrica a melhorar os índices de confiabilidade, as agências reguladoras de energia estão adotando cada vez mais, uma estrutura de recompensa e penalidade para garantir que os índices de confiabilidade permaneçam dentro dos limites aceitáveis. Essa estrutura de recompensa/penalidade é comumente conhecida como PBR, do inglês “Performance-Based Rate” [121]. O PBR, por meio de índices de interrupção como FEC e DEC, consiste em recompensar as concessionárias pelos bons níveis de confiabilidade alcançados e penalizá-las pelo baixo nível de confiabilidade da rede de distribuição.

A estrutura do PBR é mostrada na Figura 7.15. O PBR possui uma zona morta sem recompensas ou penalidades. Se a confiabilidade for pior que o limite superior da zona morta, uma penalidade é calculada. As penalidades aumentam à medida que o índice de confiabilidade piora e são limitadas quando uma penalidade máxima é atingida. Recompensas por bons índices de confiabilidade podem ser implementadas de maneira semelhante. Se o índice de confiabilidade for melhor que o limite inferior da zona morta, um bônus será concedido. O bônus aumenta à medida que a confiabilidade melhora e é limitado a um valor máximo. Os bônus são muito menos comuns do que as multas, uma vez que as agências reguladoras não têm fontes de receita.

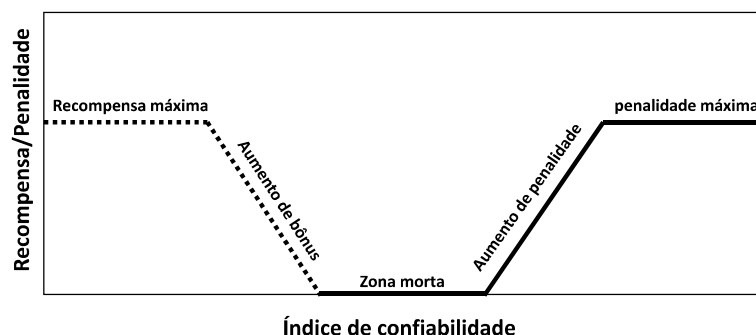


Figura 7.15 – Estrutura do PBR.

Fonte: Brown (2009) [121].

A fim de facilitar o modelo matemático, a estrutura padrão do PBR exibida na Figura 7.15 pode ser modificada conforme a Figura 7.16. Deste modo, o modelo matemático dado em (7.19) é obtido.

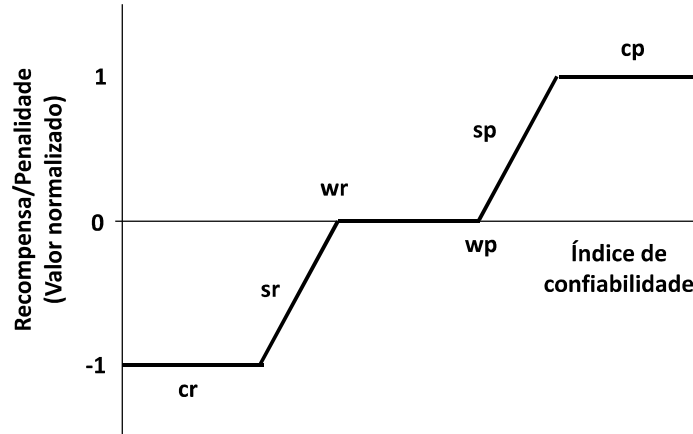


Figura 7.16 – Estrutura modificada do PBR.

Fonte: Brown (2009) [121].

$$PBR_i^{amostra} = \begin{cases} Valor \times cr & se IC_i^{amostra} \leq wr + cr/sr \\ Valor \times (IC_i^{amostra} - wr)sr & se IC_i^{amostra} \in [wr + cr/sr, wr] \\ 0 & se IC_i^{amostra} \in [wr, wp] \\ Valor \times (IC_i^{amostra} - wp)sp & se IC_i^{amostra} \in [wp, wp + cp/sp] \\ Valor \times cp & se IC_i^{amostra} \geq wp + cp/sp \end{cases} \quad (7.19)$$

Onde:

$IC_i^{amostra}$ é a i -ésima amostra do índice de confiabilidade IC (que pode ser o FEC ou DEC .) gerada via SMC Sequencial para um período de estudo anual;

wr e wr são limites inferior e superior da zona morta definidos como $wr = E(IC) - \sigma_{IC}$ e $wp = E(IC) + \sigma_{IC}$;

$E(IC)$ e σ_{IC} são média e desvio padrão, respectivamente, do índice IC ;

cr e cp são -1 e 1 , respectivamente;

sr e sp são as inclinações das retas que representam o aumento da recompensa e penalidade, respectivamente;

$Valor$ é o máximo valor de recompensa e penalidade.

8 Resultados das Aplicações dos Fluxos de Potência para Microrredes CA e CC Operando no Modo Ilhado

Os fluxos de potência desenvolvidos nesta tese de doutorado foram aplicados em estudos de fluxo de potência probabilístico e de cálculo de índices de confiabilidade em redes de distribuição radiais.

8.1 Resultados dos Testes do Fluxo de Potência Probabilístico Linear para Microrredes CA

8.1.1 Descrição da Microrrede CA

Nesta seção será analisado para microrrede CA o algoritmo generalizado do FPP Linear via SMC Não-Sequencial. Nesta análise a SMC foi usada para modelar incertezas associadas com: erros de previsão de carga e falhas nos componentes (geradores, transformadores e seções dos alimentadores). Os estados amostrados pela SMC são avaliados usando-se o FMFL-CA para avaliar a adequação da operação ilhada da microrrede, isto, a ocorrência de violações em restrições operativas. A fim de avaliar a precisão e o custo computacional do algoritmo, testes foram realizados na microrrede malhada MG-310 CA [92]. Esta microrrede foi selecionada devido ao custo computacional da SMC se tornar consideravelmente elevado com dimensões elevadas (número de nós). Dessa maneira, é possível avaliar mais claramente as vantagens do método proposto em relação à economia de custo computacional. Os dados de confiabilidade dos equipamentos, para a microrrede MG-310 CA, foram obtidos de [128]. As potências de referências dos controles droop foram determinados utilizando o FPO linear CA proposto no Capítulo 5. Deve-se destacar que é necessário realizar um processamento topológico para identificar e eliminar regiões da microrrede que ficaram sem GD (sem fontes de potência) devido à ocorrência de uma contingência na rede de média tensão.

Além disso, assumiu-se que:

- O tamanho da amostra usado na SMC é 50000. É possível usar outros critérios de parada na SMC baseados na precisão dos índices estimados, por exemplo: a incerteza relativa (coeficiente de variação beta) e a largura do intervalo de confiança [128]. Contudo, a aplicação destes critérios produziria amostras com tamanhos diferentes, pois a precisão do FMFL-CA não é a mesma do MNR. Consequentemente, a comparação dos custos computacionais seria tendenciosa, pois as medições de tempo de CPU seriam realizadas em amostras com tamanhos distintos. Desta forma, o método com a menor amostra seria indevidamente considerado como mais eficiente do ponto de vista computacional. Adicionalmente, a definição do tamanho máximo da amostra permite uma comparação consistente dos índices probabilísticos estimados pelos métodos exatos e aproximados, pois os índices calculados por ambos os métodos se baseiam em amostras com a mesma dimensão. Portanto, elimina-se o viés causado por uma amostra subdimensionada nas comparações baseadas em índices estatísticos (média, desvio padrão, distribuições de probabilidade, etc.). Finalmente, deve-se enfatizar que o tamanho de amostra especificado (50000) é grande o suficiente [128] para garantir que os índices estatísticos usados nas comparações tem boa precisão.
- A indisponibilidade dos geradores é de 4%;
- O máximo erro de previsão de carga para potência ativa e reativa é 50%, ou seja, $\varepsilon_{\%}^P = \varepsilon_{\%}^Q = 50\%$.
- O intervalo factível para a tensões CA é [0,95-1,05] pu.
- O intervalo factível para a frequência angular da microrrede ilhada é [59,8-60,5] Hz.
- A precisão dos resultados do FPP via FMFL-CA foi avaliada por meio do FPP via MNR.

8.1.2 Resultados Probabilísticos

A Tabela 8.1 apresenta alguns índices estatísticos para o módulo da tensão CA no nó de referência angular P1 da microrrede obtidos através do FPP com base no MNR (valores entre colchetes) e no FMFL-CA. Deve-se destacar que o FMFL-MGZ-CA também é aplicado no FPP, devido a alta precisão desse fluxo de potência, os resultados estimados são idênticos ao MNR. Os índices também foram estimados para os nós S47, S52 e S239, pois esses nós apresentam os maiores desvios dos valores médios em relação ao MNR. Além disso, a Tabela 8.1 mostra os índices para as perdas ativa e reativa totais na microrrede. A partir desta tabela, pode-se concluir

que o FMFL-CA proposto é adequado para o FPP, pois os índices probabilísticos estimados estão muito próximos dos índices estimados via MNR.

A Figura 8.1 mostra as funções de densidade de probabilidade (“PDF-Probability Density Function”) para os módulos das tensões nodais nos nós P1, S47, S52 e S239 obtidas através do FPP baseado no MNR, FMF-MGZ-CA e no FMFL-CA. A partir desta figura, pode-se concluir que a PDF do FMFL-CA possui boa aderência às PDF do MNR e do FMF-MGZ-CA.

A Figura 8.2 ilustra os desvios padrão para os nós de carga obtidos por meio de modelos PPF baseados em MNR, FMF-MGZ-CA e FMFL-CA. A partir desta figura, percebe-se que os desvios-padrão estimados pelo FMFL-CA estão muito próximos dos relacionados ao MNR e ao FMF-MGZ-CA.

As Figuras 8.3 e 8.4 exibem as PDF das perdas e da frequência angular, respectivamente, para a MG-310 CA. Novamente, as PDF obtidas através do FMFL-CA possuem alta qualidade de ajuste em relação aquelas geradas pelo MNR e pelo FMF-MGZ-CA.

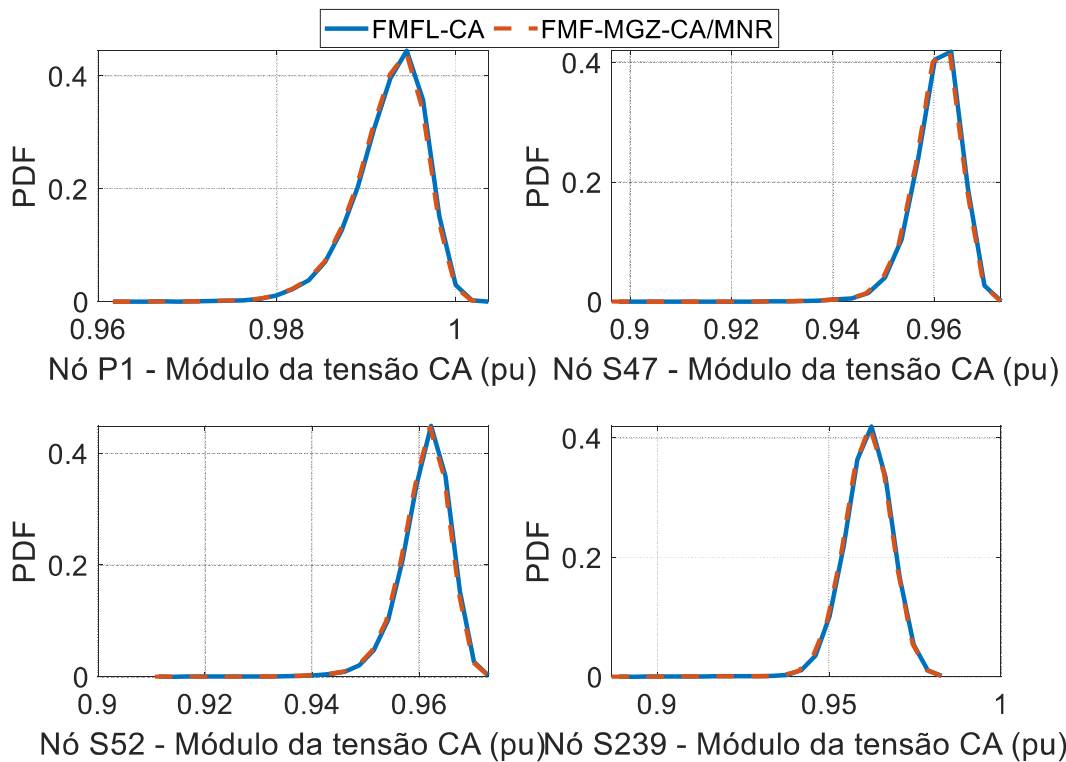
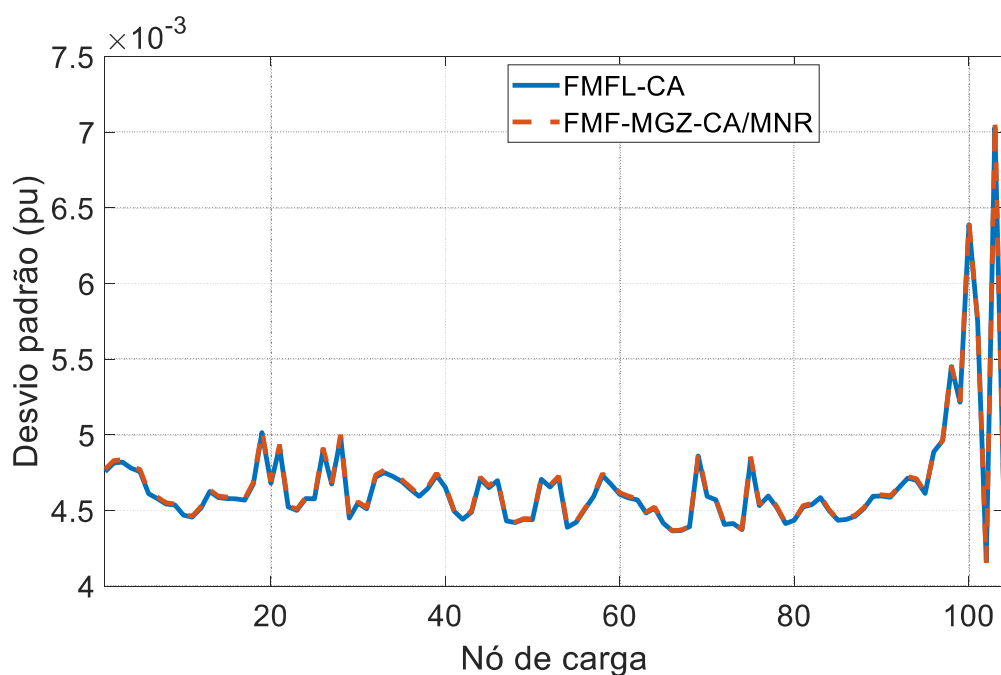


Figura 8.1 – PDF para os módulos das tensões nodais nos nós P1, S47, S52 e S239 na MG-310 CA.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 8.1 – Estatísticas para o módulo da tensão CA nodal (pu) e para as perdas ativa e reativa.

Nós e perdas	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Média	Desvio Padrão
Nó P1	0,9904 (0,9902)	0,9932 (0,9930)	0,9955 (0,9953)	0,9926 (0,9925)	0,0040 (0,0039)
Nó S47	0,9569 (0,9566)	0,9615 (0,9612)	0,9658 (0,9655)	0,9611 (0,9608)	0,0070 (0,0071)
Nó S52	0,9580 (0,9577)	0,9611 (0,9608)	0,9637 (0,9635)	0,9605 (0,9602)	0,0047 (0,0048)
Nó S239	0,9585 (0,9583)	0,9617 (0,9614)	0,9643 (0,9640)	0,9611 (0,9608)	0,0046 (0,0047)
P^{loss} (pu)	0,2847 (0,2850)	0,2932 (0,2935)	0,3021 (0,3025)	0,2949 (0,2952)	0,0189 (0,0190)
Q^{loss} (pu)	1,8397 (1,8416)	1,8992 (1,9013)	1,9622 (1,9647)	1,9059 (1,9081)	0,1041 (0,1048)



Fonte: Elaboração própria.

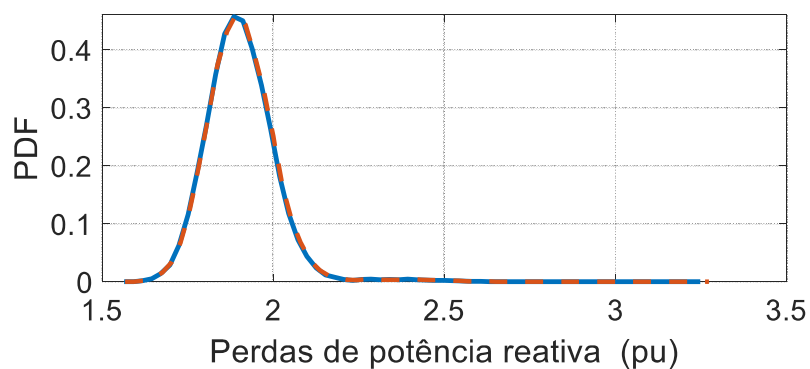
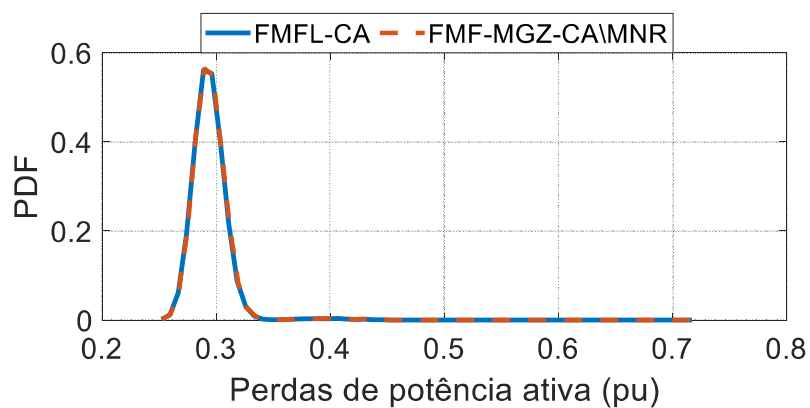


Figura 8.3 – PDF das perdas ativa e reativa na MG-310 CA.

Fonte: Elaboração própria.

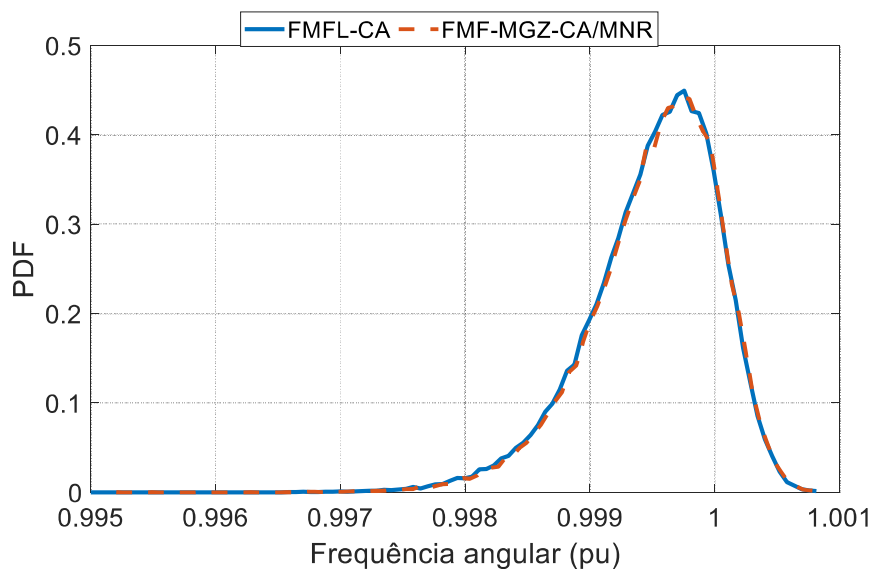


Figura 8.4 – PDF da frequência angular na MG-310 CA.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 8.5 apresenta os riscos de violação para as tensões nodais estimadas pelo FMFL-CA, FMF-MGZ-CA e MNR e também os erros relativos desses riscos em relação ao FPP via MNR. A partir desta figura, é possível perceber que os riscos estimados pelos três FPP estão

muito próximos. Por exemplo, todos os erros relativos associados aos riscos nodais são iguais ou inferiores a 9%. As probabilidades de infeasibilidade (violações nos limites de frequência e/ou tensão) para a microrrede MG-310 CA estimadas pelos FPP via FMFL-CA e MNR/FMF-MGZ-CA são iguais a 7,3560%, e 7,9840%, respectivamente. Conseqüentemente, o erro relativo associado à probabilidade de infeasibilidade estimada pelo FMFL-CA, em relação ao MNR/FMF-MGZ-CA, é de apenas 7,87%. Logo, mais uma vez, o FPP via FMFL-CA estimou com precisão os índices probabilísticos em relação ao FPP via MNR/FMF-MGZ-CA.

A Tabela 8.2 apresenta os computacionais exigidos pelos FPP baseados no MNR, FMF-MGZ-CA e no FMFL-CA. Tais custos computacionais são de 68403,0631 segundos, 745,7523 segundos e 588,710969 segundos, respectivamente. Dessa maneira, o FPP baseado no FMFL-CA é cerca de 116 vezes mais rápido que o FPP baseado no MNR. Enquanto, que a versão FMF-MGZ-CA é pouco mais de 91 vezes mais rápido.

Os resultados apresentados nesta seção demonstram claramente que o FPP para microrredes ilhadas baseado no método aproximado proposto (FMFL-CA) possui boa precisão e baixo custo computacional com relação ao FPP baseado em métodos iterativos (FMF-MGZ e MNR). É interessante notar que o custo computacional do FPP via FMFL-CA obteve ganhos bastante expressivos no tempo de CPU com relação ao MNR. Esta vantagem é muito importante principalmente em aplicações associadas com Fluxo de Potência Ótimo Probabilístico via SMC. Neste caso, a SMC é executada milhares de vezes para estimar índices probabilísticos associados com as soluções candidatas. Desta forma, o custo computacional torna-se um pré-requisito importante para garantir uma exploração significativa do domínio da solução e a qualidade da solução ótima.

Tabela 8.2 – Custo computacional dos FPP via FMFL-CA, FMF-MGZ-CA e MNR.

Versão do FPP	Tempo de CPU (s)	Ganho
MNR	68403,0631	1,0000
FMF-MGZ-CA	745,7523	91,7236
FMFL-CA	588,710969	116,1912

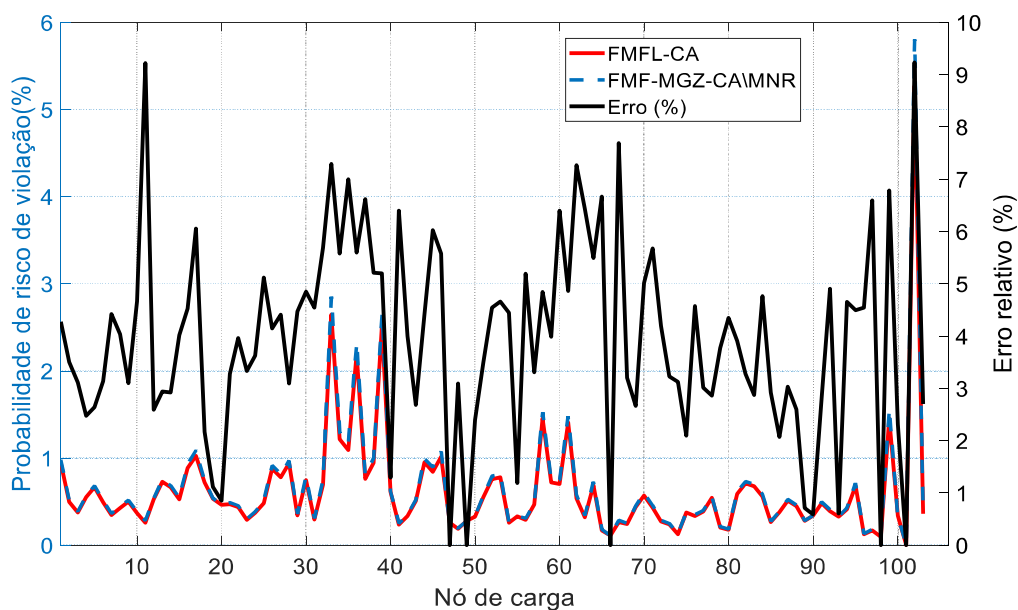


Figura 8.5 – Risco da violação de tensão na MG-310 CA.

Fonte: Elaboração própria.

8.2 Resultados dos Testes do Fluxo de Potência Probabilístico para Microrredes CC

Nesta seção são apresentados os resultados das aplicações dos algoritmos de fluxo de potência lineares (aproximados) para microrredes CC em estudos de Fluxo de Potência Probabilístico (FPP). Os estudos de FPP foram realizados em uma microrrede CC radial com 906 nós (MG-906 CC) e em uma microrrede malhada com 144 nós (MG-144 CC). A seguir são apresentados as descrições das microrredes CC utilizadas e os resultados obtidos.

8.2.1 FPP na Microrrede Radial MG-906 CC

A microrrede MG-906 CC é baseada na rede de distribuição radial europeia de baixa tensão com 906 nós proposta em [92]. A rede de distribuição europeia é originalmente é desequilibrada. Em função disso, as seguintes premissas foram consideradas na obtenção da microrrede MG-906 CC:

- (i) O nível de tensão adotado no MG-906 CC é 3kV CC.
- (ii) As resistências dos ramos foram obtidas a partir das resistências de sequência positiva;

- (iii) As cargas das fases individuais foram adicionadas para obter a carga trifásica equivalente.
- (iv) Além disso, foram alocados 23 geradores de 2.000 kW (6 fotovoltaicos, 17 fósseis com controle droop de potência) na MG-906 de acordo com o diagrama GIS da Figura 8.6.

Os seguintes fluxos para microrrede CC foram implementados no FPP Linear via SMC Não-Sequencial nos estudos realizados na microrrede MG-906 CC:

- FMFL-CC1: versão matricial da análise nodal CC da microrrede CC utilizando a expansão de Taylor.
- FMFL-CC3: versão matricial da análise nodal CC da microrrede CC utilizando a regressão linear.
- FMFL-MSA-CC1: versão do FMFL-MSA-CC para microrredes CC radiais utilizando a expansão de Taylor.
- FMFL-MSA-CC2: versão do FMFL-MSA-CC para microrredes CC radiais utilizando a regressão linear.

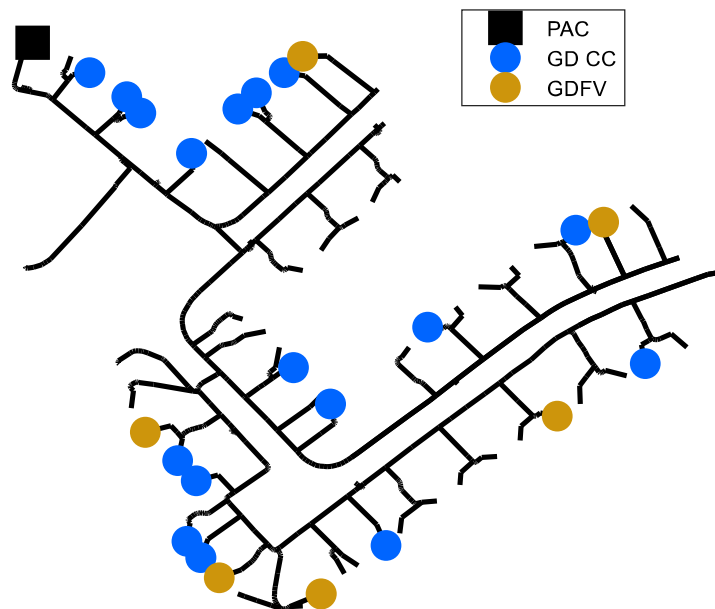


Figura 8.6 – Diagrama unifilar da microrrede MG-906 CC.

Fonte: Elaboração própria.

A estimação de índices probabilísticos por meio do FPP Linear via SMC Não-Sequencial no MG-906 CC considerou os seguintes parâmetros:

- Foram consideradas incertezas na potência da carga CC, potência da GD renovável e indisponibilidade de GD;
- O tamanho da amostra usado na SMC é 50000;
- As indisponibilidades de todas as GD são de 4%;
- O máximo erro de previsão de carga CC é de 50%, ou seja, $\varepsilon_{\%}^{P^{CC}} = 50\%$;
- A precisão dos resultados dos FPP via FMFL-CC e FMFL-MSA-CC foram avaliadas por meio do FPP via MNR-CC;
- Faixa de tensão CC admissível entre 0,95 pu e 1,05 pu.

A Figura 8.7 mostra a o risco de violação de tensão CC para os pontos de carga da na MG-906 CC. Nota-se que os FPP baseados nas versões FMFL-CC1 e FMFL-MSA-CC1 geraram a mesma probabilidade de risco de violação de tensão CC. O mesmo comportamento é obtido utilizando as versões FMFL-CC3 e FMFL-MSA-CC2. Além disso, percebe-se que as versões lineares são bem próximas do FPP via MNR-CC.

A Figura 8.8 e a Tabela 8.3 apresentam a função densidade de probabilidade e algumas estatísticas para as perdas resistivas totais na microrrede MG-906 CC. Pode-se concluir a partir destes resultados que o FPP baseado nas versões aproximadas do FMFL-CC estima com boa precisão, em relação ao MNR-CC, os índices probabilísticos referentes as perdas da microrrede. A Tabela 8.4 apresenta os custos computacionais das versões implementadas. Esta tabela demonstra que todas versões propostas proporcionam expressivas reduções no custo computacional do FPP. Adicionalmente, pode-se observar que os ganhos de tempo de CPU com maior magnitude foram alcançados pelas versões baseadas no MSA. Este resultado é esperado, pois o MSA é livre da solução de sistemas lineares e explora a estrutura radial da rede usando as varreduras regressiva e progressiva.

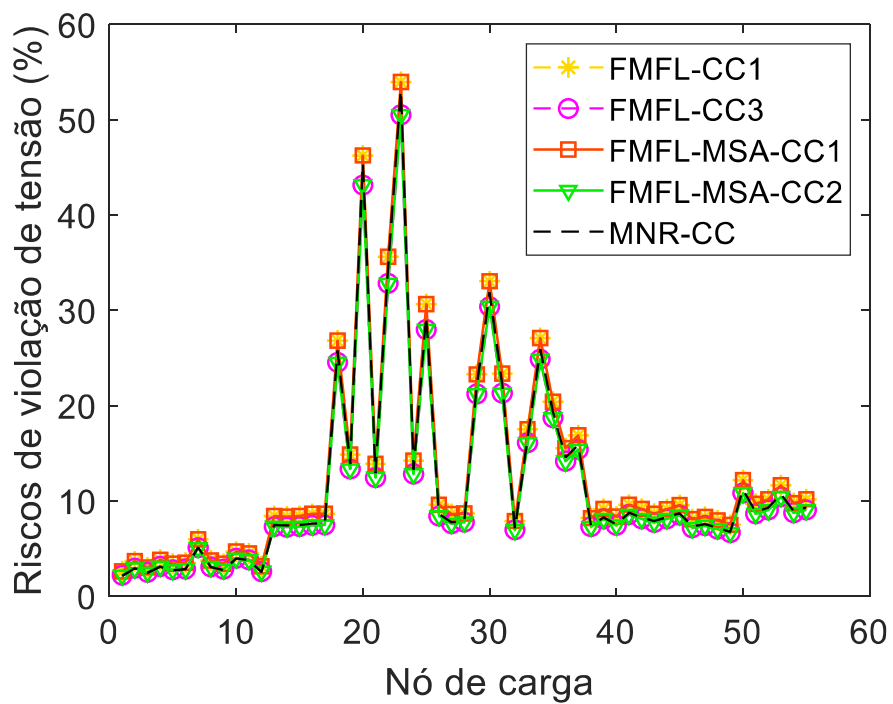


Figura 8.7 – Riscos de violação de tensão na microrrede MG-906 CC.

Fonte: Elaboração própria.

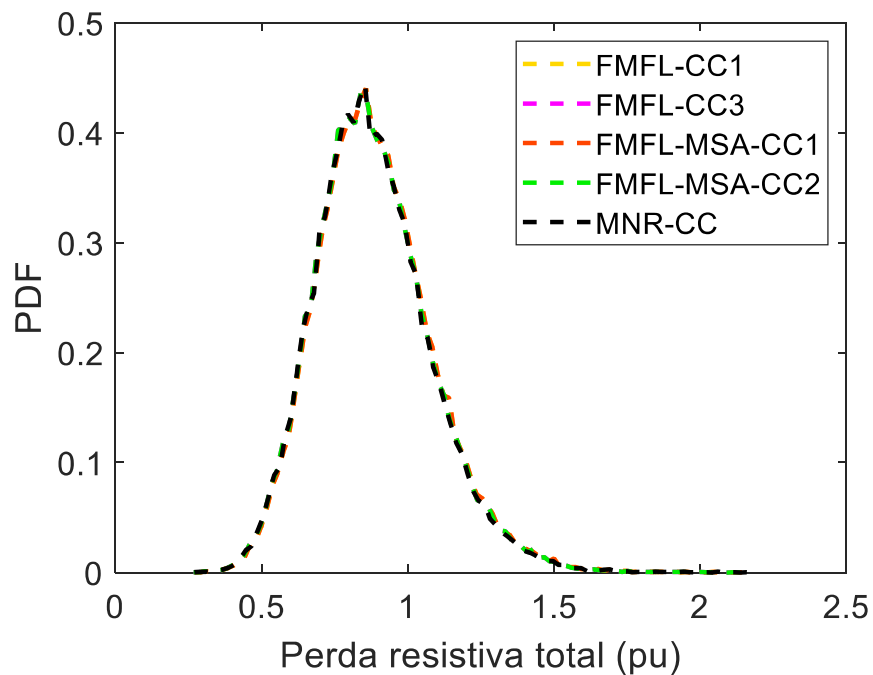


Figura 8.8 – Distribuições de probabilidade das perdas resistivas totais da MG-906 CC.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 8.3 – Estatísticas das perdas resistivas totais na MG-906 CC.

Estatísticas	MG-906 CC (pu)				
	FMFL-CC1	FMFL-CC3	FMFL-MSA-CC1	FMFL-MSA-CC2	MNR-CC
Quartil inferior	0,7497	0,7449	0,7497	0,7449	0,7447
Mediana	0,8698	0,8648	0,8698	0,8648	0,8636
Quartil superior	1,0053	1,0004	1,0053	1,0004	0,9980
Média	0,8865	0,8817	0,8865	0,8817	0,8804
Desvio padrão	0,1976	0,1979	0,1976	0,1979	0,1967
IC*	[0,5427-1,3217]	[0,5383-1,3182]	[0,5427-1,3217]	[0,5383;-1,3182]	[0,5389-1,3145]

* IC- Intervalo de confiança para nível de significância de 95%.

Tabela 8.4 – Custo computacional dos FPP via FMFL-CC, FMFL-MSA-CC e MNR.

FPP Linear via SMC Não-Sequencial	MG-906 CC	
	Tempo de CPU (s)	Ganho
FMFL-CC1	860,660257	3,8252
FMFL-CC3	945,263553	3,4828
FMFL-MSA-CC1	27,723322	118,7517
FMFL-MSA-CC2	22,663284	145,2654
MNR-CC	3292,190891	1

8.2.2 FPP na Microrrede Malhada MG-144 CC

A microrrede CC malhada com 144 nós (MG-144 CC) é derivada da parte de baixa tensão da rede CA malhada do sistema teste 390VNS [92]. As seguintes premissas foram consideradas na obtenção da microrrede MG-144 CC.

- i) O nível de tensão adotado no MG-144 CC é 380V CC.
- ii) As redes spots presentes no sistema teste 390VNS foram removidas e as cargas dessas redes foram concentradas no nó da rede de baixa tensão que realizava a conexão com a rede spot.
- iii) Foram alocadas 20 geradores CC de 1600 kW (10 fotovoltaicos e 10 fósseis com controle droop de potência) na MG-144 de acordo com o diagrama unifilar da Figura

8.9. Um gerador CC fóssil pode ser obtido conectando-se um gerador CA fóssil a rede CC através de um retificador ou diretamente através de um gerador CC convencional conectado a uma fonte de movimento primária com velocidade constante. Este tipo de gerador não é eficaz para produção de energia em larga escala, mas é usado para suprir cargas isoladas ou em aplicações especiais, tais como as microrredes CC [93].

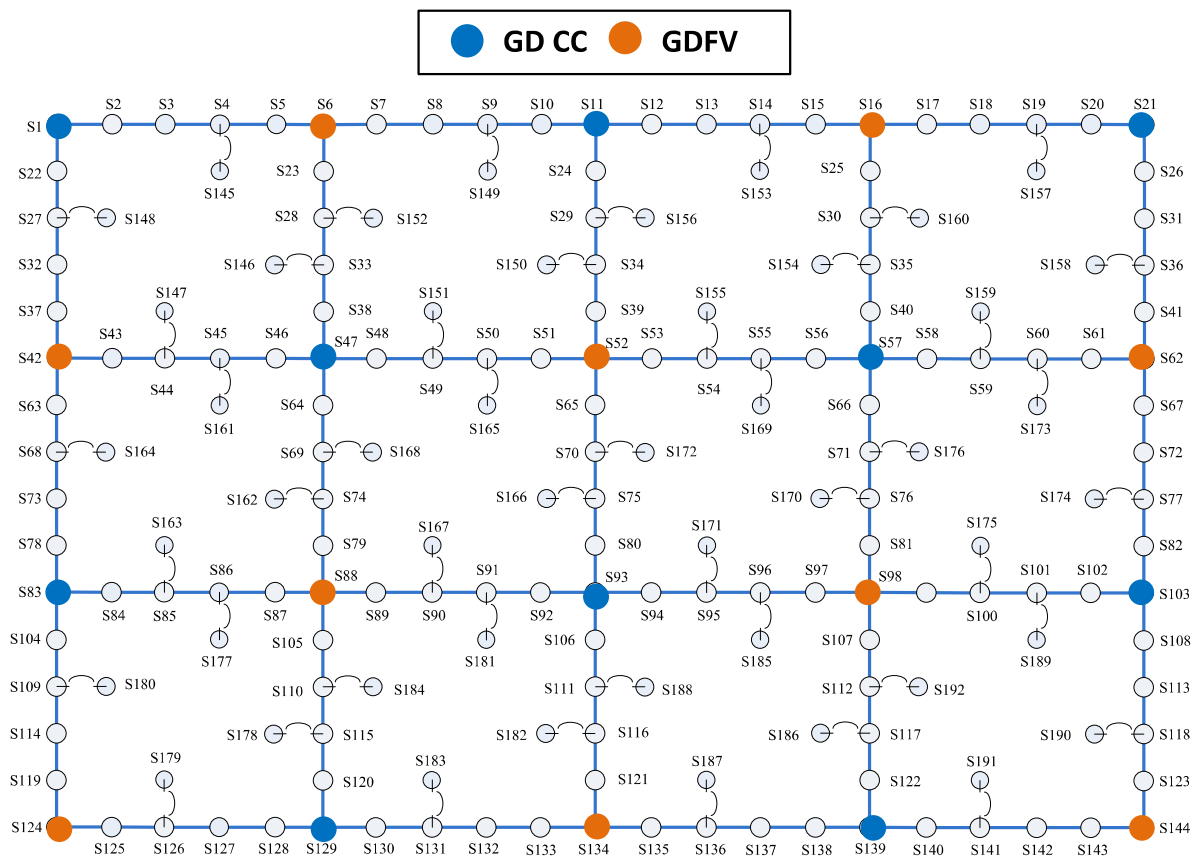


Figura 8.9 – Diagrama unifilar da microrrede MG-144 CC.

Fonte: Elaboração própria.

O estudo de FPP na microrrede malhada MG-144 CC foi realizado considerando-se as seguintes versões do FMF-CC:

- FMFL-CC1: versão matricial da análise nodal CC da microrrede CC utilizando a expansão de Taylor.
- FMFL-CC3: versão matricial da análise nodal CC da microrrede CC utilizando a regressão linear.

- FMF-MGZ-CC: FMF-CC via no Método de Gauss-Zbus.

As mesmas suposições referentes as incertezas e a SMC usadas na seção 8.2.1 foram adotadas no estudo de FPP com a MG-144 CC. Além disso, as falhas nas seções da microrrede malhada também foram modeladas. Os dados de confiabilidade das seções (taxas de falha e tempos de reparo) foram obtidos a partir da referência [119]. A seguir são apresentados os resultados obtidos com o estudo de FPP na MG-144 CC.

A Figura 8.10 exibe a probabilidade de risco de violação de tensão CC dos pontos de carga da na MG-144 CC. O FMF-MGZ-CC obteve o resultado do MNR-CC. Os FPP via FMFL-CC1 e FMFL-CC3, apesar dos desvios em relação ao MNR-CC, acompanham as tendências das probabilidades de risco de violação de tensão. A Figura 8.11 e a Tabela 8.5 mostram a função densidade de probabilidade e algumas estatísticas para as perdas resistivas totais na microrrede MG-144 CC. Nota-se que as versões testadas estimaram com boa precisão os índices probabilísticos associados com as perdas da microrrede. A Tabela 8.6 apresenta os custos computacionais das versões implementadas. Percebe-se que as versões aproximadas FMFL-CC1 e FMFL-CC3 foram significativamente mais rápidas (mais de três vezes) em relação ao MNR-CC. É importante notar que até a versão iterativa FMF-MGZ-CC, que estima com precisão os índices, apresentou um ganho computacional de 1,3 em relação ao MNR-CC. Finalmente, deve-se comentar que os ganhos obtidos com os métodos aproximados para microrredes CC malhadas não foram tão expressivos quanto aqueles obtidos pelos métodos aproximados para microrredes CC radiais. Este fato é devido aos métodos aproximados para microrredes CC radiais se basearem na varredura regressiva e progressiva e serem livres da solução de sistemas lineares. Por outro lado, os métodos projetados para microrredes CC malhadas se baseiam na análise nodal matricial e exigem a solução de um sistema de equações lineares. Todavia, o custo computacional dos métodos matriciais lineares ainda é muito inferior ao do MNR-CC, pois o MNR-CC exige a solução de um sistema linear para cada iteração.

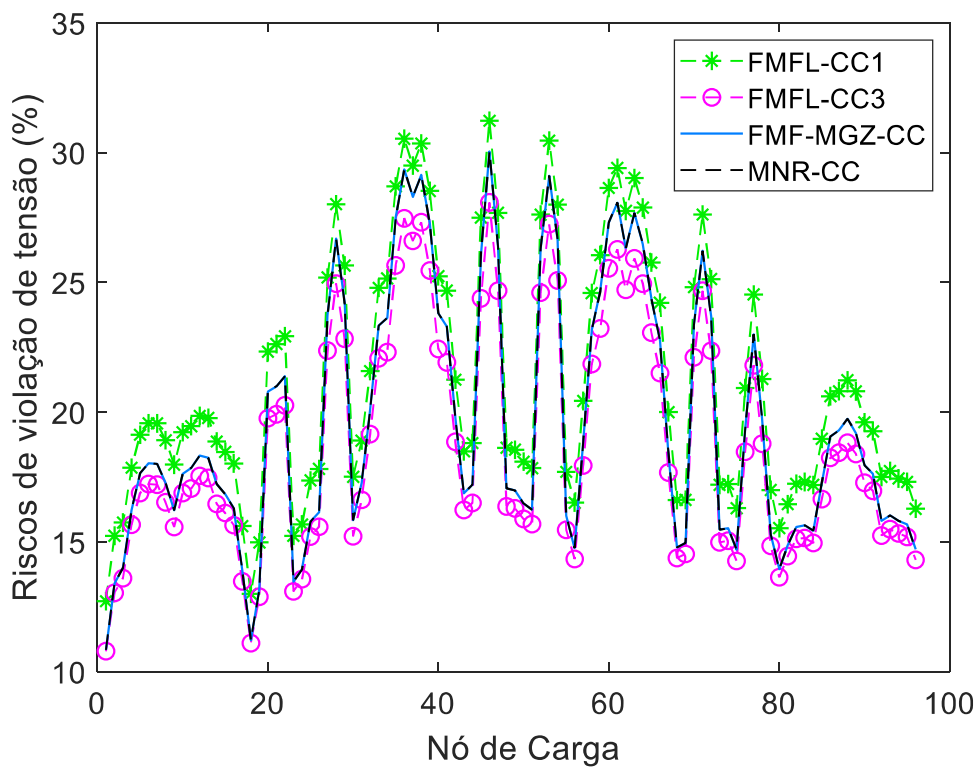


Figura 8.10 – Riscos de violação de tensão na MG-144 CC.

Fonte: Elaboração própria.

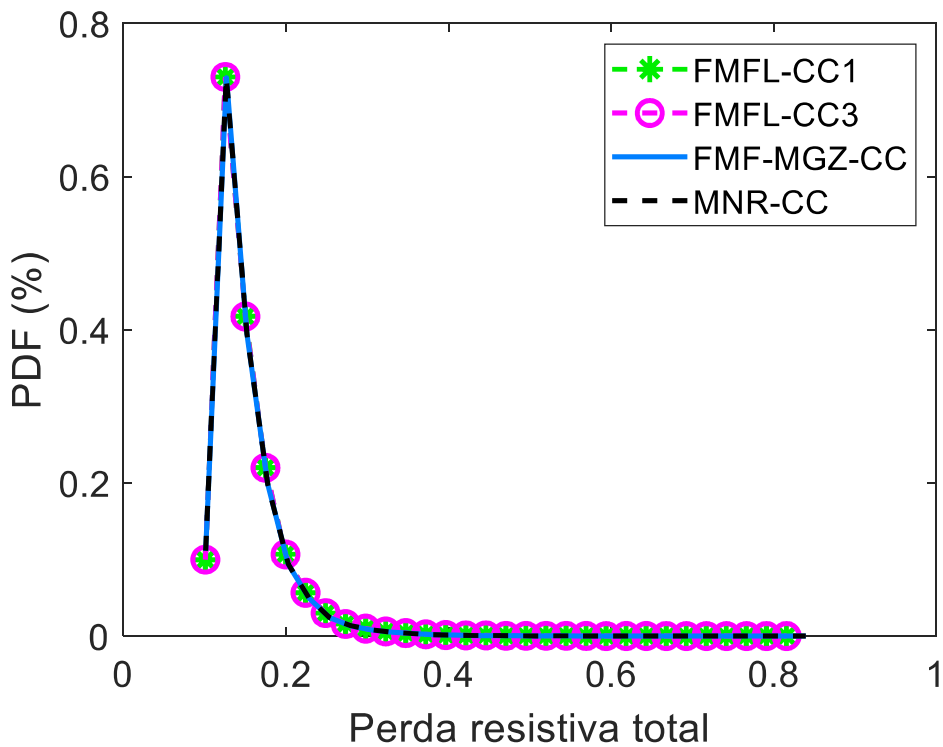


Figura 8.11 – Distribuições de probabilidade das perdas resistivas totais da MG-144 CC.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 8.5 – Estatísticas das perdas resistivas totais na MG-144 CC.

Estatísticas	MG-144 CC (pu)			
	FMFL-CC1	FMFL-CC3	FMF-MGZ-CC	MNR-CC
Quartil inferior	0,1244	0,1243	0,1242	0,1242
Mediana	0,1388	0,1387	0,1383	0,1383
Quartil superior	0,1649	0,1648	0,1641	0,1641
Média	0,1512	0,1512	0,1507	0,1507
Desvio padrão	0,0420	0,0420	0,0417	0,0417
IC*	[0,1092- 0,2612]	[0,1091- 0,2611]	[0,1091- 0,2595]	[0,1091- 0,2595]

* IC- Intervalo de confiança para nível de significância de 95%.

Tabela 8.6 – Custo computacional dos FPP via FMFL-CC, FMFL-MGZ-CC e MNR para a MG-144 CA

FPP via SMC Não-Sequencial	MG-144 CC	
	Tempo de CPU (s)	Ganho
FMFL-CC1	33,0996	3,3089
FMFL-CC3	34,4569	3,1786
FMF-MGZ-CC	79,8090	1,3723
MNR-CC	109,5240	1

8.3 Resultados da Análise de Confiabilidade em Redes de Distribuição Radiais

Nesta seção são apresentados os resultados da análise de confiabilidade em redes de distribuição radiais considerando a operação de microrredes CA ou CC no modo ilhado.

8.3.1 Descrição dos Sistemas Testes

Inicialmente, os índices de confiabilidade são estimados nas redes CA RBTS barra 2 e RBTS barra 4, que são redes de referências para estudos de confiabilidade. Os diagramas unifilares e dados destas redes são obtidos na referência [133]. Os parâmetros da Tabela 8.7 foram adicionados ao estudo, a fim de avaliar o impacto das violações de tensão e carregamento durante a transferência de carga.

Tabela 8.7 – Parâmetros dos cabos das redes RBTS barra 2 e RBTS barra 4

Tipo	Tronco (ACSR 336,4 18/1)	Lateral (ACSR 1/0 6/1)
Resistência	0,2371 Ω	0,6468 Ω
Reatância	0,4139 Ω	0,4907 Ω
Capacidade	520 A	243 A

O estudo considerando a operação de microrredes CA ou CC no modo ilhado foi realizado em outras duas redes testes, uma com microrredes CA e outra com microrredes CC. Estas redes são denominadas Lee-Willis MG-CA e Lee-Willis MG-CC. Tais redes foram obtidas a partir de dois alimentadores do sistema teste do Lee-Willis [134]. As Figuras 8.12 e 8.13 mostram os diagramas unifilares das redes Lee-Willis MG-CA e Lee-Willis MG-CC, respectivamente.

Os seguintes aspectos importantes das redes Lee-Willis MG-CA e Lee-Willis MG-CC devem ser destacados:

- i) Na rede Lee-Willis MG-CA foram criados quatro microrredes CA, duas em cada alimentador. Em cada microrrede foram alocados quatro geradores convencionais CA e quatro geradores fotovoltaicos. As microrredes CA são conectadas à rede principal no PAC através de chaves de transferência estáticas automáticas.
- ii) Os PAC das microrredes CA operam como proteção contra contingências internas à microrrede CA. Adicionalmente, eles atuam como chaves de transferência estáticas automáticas para a operação da microrrede CA no modo ilhado quando ocorre contingências externas à microrrede CA.
- iii) Em ambas as redes, a rede principal está operando no modo CA. Portanto, quando existem microrredes CC, como no caso da rede Lee-Willis MG-CC exibida na Figura 8.13, a rede de distribuição é uma rede híbrida CA-CC.
- iv) A rede Lee-Willis MG-CC é uma conversão das microrredes CA e de uma parte da rede Lee-Willis MG-CA em redes CC. A região da conversão possui quase 70% de cargas CC. Desde modo, a rede Lee-Willis MG-CC possui quatro microrredes CC, duas em cada alimentador. Foram alocados seis conversores VSC, três em cada alimentador, para converter as redes CA em CC.

v) Todas as microrredes CA e CC são radiais.

vi) As cargas CA e CC estão nos mesmos nós em ambas redes. As potências nominais ativa e reativa em cada carga CA são 131,944 kW e 43,3679 kVar, respectivamente. As potências nominais ativas em cada carga CC são 138,8884 kW.

vii) Dados das GDFV:

- Há quatro GDFV em cada microrrede.
- Cada GDFV possui um arranjo fotovoltaico formado por 600 módulos com potência de pico de 243 kWp.
- No instante de pico nas redes Lee-Willis MG-CA e Lee-Willis MG-CC o percentual de penetração de GDFV corresponde 20%.
- Fator de potência unitário
- Eficiência de conversão CA-CC e CC-CA é considerada unitária.

viii) As potências nominais ativas e reativas das GD convencionais são 541 kW e 405,33 kVar, respectivamente. Todos os geradores são CA e estão conectados na rede Lee-Willis MG-CC através de conversores.

ix) Há três chaves NA no final dos alimentadores, tais chaves podem ser utilizadas para realizar transferências de cargas. Na rede Lee-Willis MG-CA estas chaves NA são CA, enquanto que na rede Lee-Willis MG-CC estas chaves NA são CC.

x) Os seguintes modos de controle foram implementados nos conversores VSC:

- Controle $Q - V^{CC}$ quando o conversor operar como retificador. Neste caso Q_s é fixado em um valor especificado e a tensão CC, V^{CC} , é ajustada para 1 pu.
- Controle $V\theta - P^{CC}$ quando o conversor opera como inversor. Neste caso $V\theta$ é ficado em $1\angle 0^\circ$ enquanto P^{CC} é variável.

Deve-se destacar que durante a operação normal o conversor VSC opera como um retificador utilizando o controle $Q - V^{CC}$. Contudo, dependendo da localização da contingência, durante o processo de transferência de carga, algum conversor VSC pode alterar seu modo de operação para inversor.

xi) Os conversores VSC foram integrados com dispositivos de proteção e chaves de transferência estática automática. Desde modo, os VSC também operam como proteção contra contingências

internas à microrrede CC. E também como chaves de transferência estáticas automáticas para a operação da microrrede CC no modo ilhado quando ocorre contingências externas à microrrede CC.

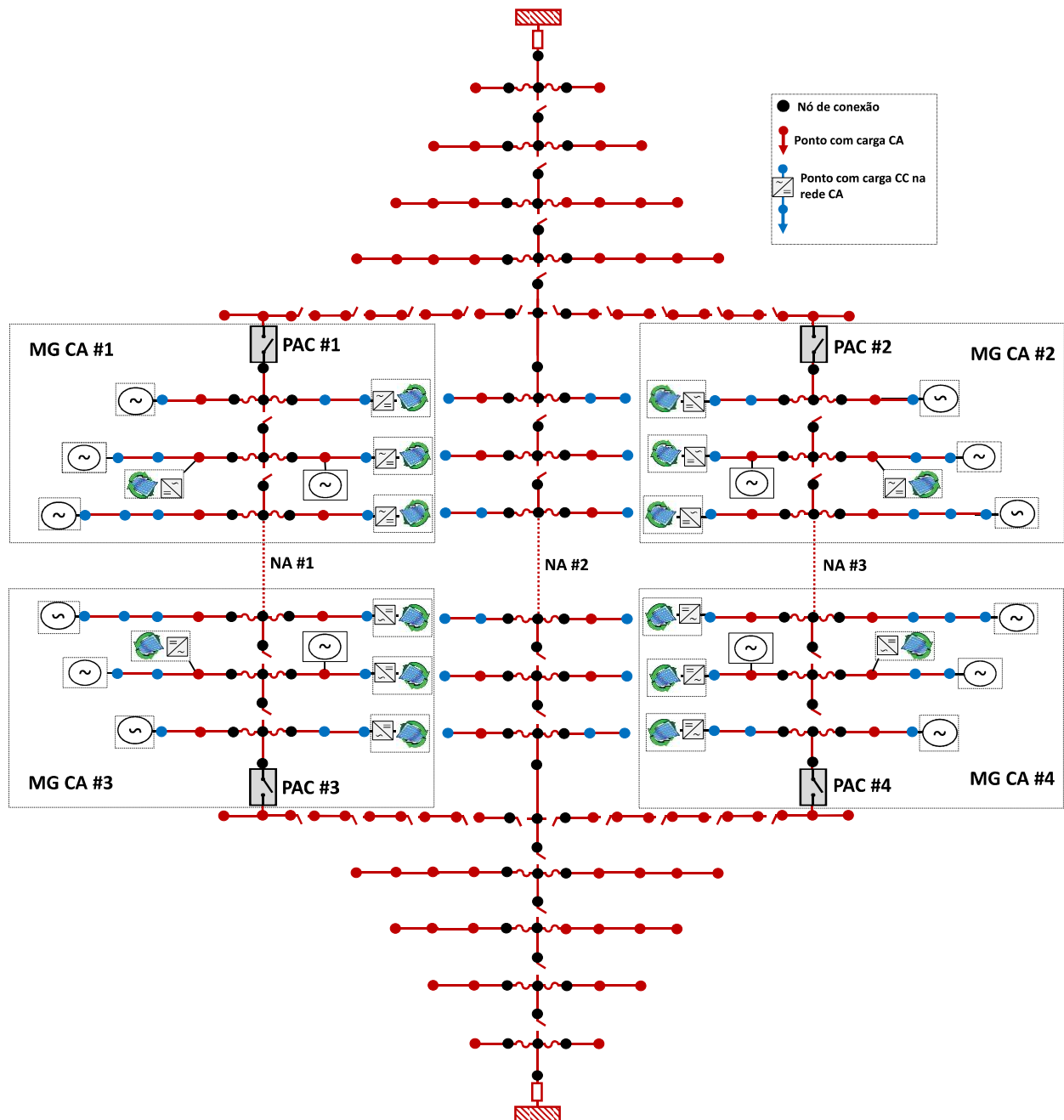


Figura 8.12 – Sistema teste Lee-Willis MG-CA

Fonte: Elaboração própria.

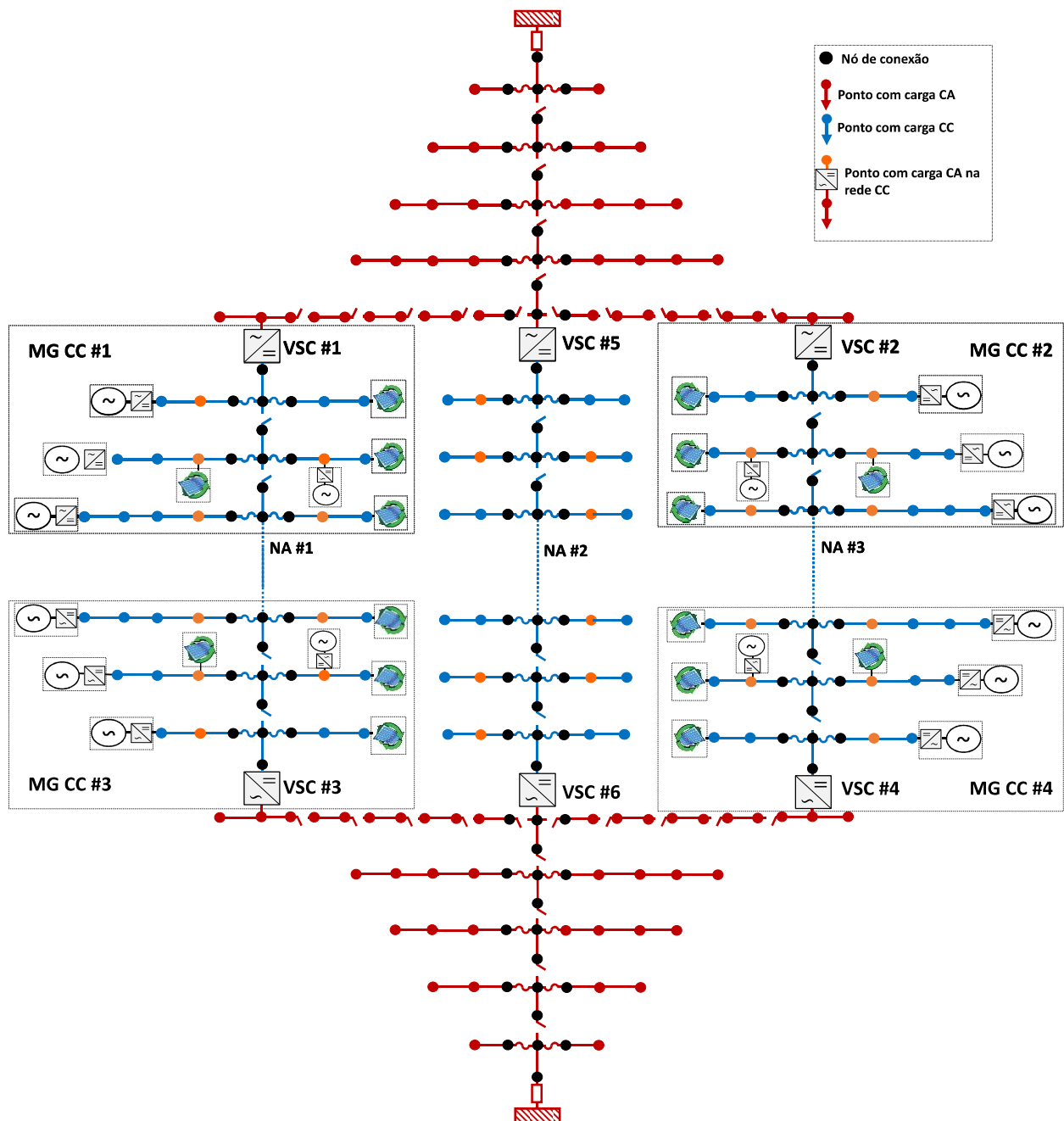


Figura 8.13 – Sistema teste Lee-Willis MG-CC.

Fonte: Elaboração própria.

8.3.2 Casos de Estudo

Foram realizados dois estudos de confiabilidade. O primeiro com a intenção de validar a metodologia de estimação de índices de confiabilidade. O segundo estudo é mais realístico, pois

considera os seguintes aspectos: operação de microrredes CA ou CC no modo ilhado, variação da carga e da potência injetada na rede pela GDFV. A seguir são descritos os casos de estudo realizados.

Com o objetivo de validar a metodologia de estimação de índices de confiabilidade, os seguintes casos de estudo foram definidos nas redes CA RBTS- barra 2 e RBTS barra 4:

Caso #0.1: Estimar os índices de confiabilidade FEC e DEC considerando a transferência de carga, porém sem considerar as restrições de tensão e carregamento.

Caso #0.2: Estimar os índices de confiabilidade FEC e DEC considerando a transferência de carga incluindo as restrições de tensão e carregamento da rede. Os limites de operação dados na Tabela 8.8 foram utilizados neste caso de estudo.

A validação do algoritmo é realizada comparando os resultados do caso #0.1, com os obtidos na referência [133].

Tabela 8.8 – Limites de tensão e carregamento nas redes RBTS- barra 2 e RBTS barra 4.

Limites de tensão	Mínimo	0,95 pu
	Máximo	1,05 pu
Limites de Carregamento (Troco)	Máximo	520 A
Limites de Carregamento (lateral)	Máximo	243 A

Os índices de confiabilidade FEC e DEC foram estimados nos seguintes casos de estudo probabilísticos:

Caso #1: Lee-Willis MG-CA com fluxo de potência ilhado via FMF-MS-CA e modelagem cronológica determinística da curva de carga. Neste caso de estudo, as GDFV não são consideradas. As factibilidades da operação de microrredes operando no modo ilhado e a transferência de carga são verificados.

Caso #2: Lee-Willis MG-CC com fluxo de potência ilhado via FMF-MS-CC e modelagem cronológica determinística da curva de carga. Neste caso de estudo, as GDFV não são consideradas. As factibilidades da operação de microrredes operando no modo ilhado e a transferência de carga são verificados.

Caso #3: Lee-Willis MG-CA com fluxo de potência ilhado via FMF-MS-CA e modelagem cronológica determinística da curva de carga e das GDFV. Este caso de estudo é similar ao caso

#1, exceto pela inserção da GDFV. As factibilidades da operação de microrredes operando no modo ilhado e a transferência de carga são verificados.

Caso #4: Lee-Willis MG-CC com fluxo de potência ilhado via FMF-MS-CC, modelagem cronológica determinística da curva de carga e das GDFV. Este caso de estudo similar ao caso #2, exceto pela inserção da GDFV. As factibilidades da operação de microrredes operando no modo ilhado e a transferência de carga são verificados.

Sobrescrito *: indica a ausência de formação de microrredes e da análise de violação de restrições na transferência de carga para um caso de estudo (#1, #2, #3 ou #4). Por exemplo, o Caso #1* é o caso #1 definido acima com restrições de rede relaxadas na restauração à jusante e sem operação ilhada das microrredes.

Sobrescrito **: denota a formação de microrredes e a relaxação das restrições operativas na transferência de carga e no ilhamento para um caso de estudo (#1, #2, #3 ou #4). Neste caso, a microrrede é considerada factível se a potência gerada é maior que a potência das cargas. Por exemplo, o Caso #1** é o caso #1 definido acima com restrições de rede relaxadas na restauração à jusante e com operação ilhada das microrredes sujeita a restrição de potência gerada.

As versões dos casos de estudo com relaxação de restrições operativas e com/sem a formação de microrredes, identificadas pelos sobrescritos * e **, foram projetadas para servirem de referência (caso base) com relação a avaliação dos efeitos da representação das estratégias de operação (formação de ilhas) nos índices de confiabilidade. Além disso, estes casos de referência permitem avaliar a precisão da representação destas estratégias operacionais (por exemplo, relaxar restrições técnicas na restauração) na estimação dos índices de confiabilidade.

Em todos os casos de estudo as seguintes considerações são destacadas:

- i) Foram consideradas falhas nas seções de trocos e laterais nas redes Lee-Willis MG-CA e Lee-Willis MG-CC.
- ii) A fim de aproveitar a topologia radial, o fluxo de potência da rede principal será resolvido por fluxos de potência (com barra de folga única) via métodos de varreduras regressivas e progressivas. Na rede Lee-Willis MG-CA, formada por uma rede puramente CA, o Método de Soma de Potência para redes CA (MSP-CA) foi utilizado para determinar as tensões nodais no estado pós-restauração. Na rede Lee-Willis MG-CC, formado por uma rede híbrida CA-CC, o MSP CA-CC, apresentado no Capítulo 2, é utilizado para determinar o estado da rede híbrida

CA-CC. As tensões nodais calculadas pelo fluxo de potência são usadas para analisar a factibilidade da transferência de carga para alimentadores adjacentes a fim de identificar possíveis violações de carregamento e/ou tensão.

iii) As perdas dos conversores VSC e dos conversores que fazem interface dos geradores com as microrredes nas redes Lee-Willis MG-CA e Lee-Willis MG-CC foram desprezadas.

iv) Os FPO CA e CC Lineares propostos no Capítulo 5 foram utilizados para determinar os valores de referências do controle droop. Foram estimados valores de referência durante o dia e durante a noite. Durante o período do dia das 7 às 18hs, foram gerados 36 valores de referência, originados da combinação de 6 agrupamento de carga com 6 agrupamento de irradiância solar. No período da noite das 17 às 6hs foram gerados 6 valores de referência para esse período. Nos casos de estudo que não há GDFV, os valores de referências são estimados considerando-se 6 agrupamentos para toda a curva de carga.

v) Para a SMC Sequencial é adotado um período de simulação anual de 8736 horas e foram gerados 50000 cenários anuais, sendo que o critério de parada é o número máximo de cenários.

vi) MTTTS considerado foi de 1h.

xii) A curva utilizada nas redes Lee-Willis MG-CA e Lee-Willis MG CC foi a curva horária normalizada do IEEE-RTS [135].

xiii) Os dados horários de irradiância solar para o período de um ano foram obtidos a partir da referência [136].

xi) O intervalo factível para a tensões CA e CC é $[0,95-1,05]$ pu.

xii) O intervalo factível para a frequência angular da microrrede ilhada é $[59,9-60,1]$ Hz.

8.3.3 Resultados dos Casos de Estudo de Validação

As Tabelas de 8.9 e 8.10 mostram os resultados para os casos #0.1 e #0.2, respectivamente, para as redes CA RBTS barra 2 e RBTS barra 4.

Os resultados do caso #1 são praticamente os mesmos obtidos na referência [133]. Analisando o caso #2, percebe-se que as restrições de tensão e carregamento durante a transferência de carga não afetaram o índice FEC nos sistemas RBTS barra 2 e RBTS barra 4.

Contudo, o índice DEC, que está associado com a duração da restauração (tempo de chaveamento ou de reparo), piorou em todos os alimentadores. Este efeito é devido a transferência de carga não ser realizada para algumas contingências devido a alguma violação existente nas restrições técnicas. Deste modo, consumidores que iriam ficar com o fornecimento interrompido apenas durante o tempo da realização de transferência de carga (ou seja, o tempo de chaveamento), agora têm o fornecimento restabelecido apenas quando o reparo for finalizado (que tem o tempo de duração maior do que o tempo de chaveamento).

Tabela 8.9 – Índices de confiabilidade do sistema RBTS barra 2 para os casos #0.1 e #0.2 e a variação relativa do caso #0.2 em relação ao caso #0.1.

Alimentador	FEC		DEC	
	Caso#0.1	Caso #0.2	Caso#0.1	Caso #0.2
1	0,248	0,248 (0%)	3,618	3,618 (0%)
2	0,140	0,140 (0%)	0,523	0,523 (0%)
3	0,250	0,250 (0%)	3,624	3,758 (3,698%)
4	0,247	0,247 (0%)	3,605	3,743 (3,828%)
Sistêmico	0,248	0,248 (0%)	3,613	3,702 (2,463%)

Tabela 8.10 – Índices de confiabilidade do sistema RBTS barra 4 para os casos #0.1 e #0.2 e a variação relativa do caso #0.2 em relação ao caso #0.1.

Alimentador	FEC		DEC	
	Caso#0.1	Caso #0.2	Caso#0.1	Caso #0.2
1	0,301	0,301 (0%)	3,468	4,035 (16,349%)
2	0,190	0,190 (0%)	0,376	0,723 (92,287%)
3	0,293	0,293 (0%)	3,468	3,953 (13,985%)
4	0,308	0,308 (0%)	3,475	3,958 (13,899%)
5	0,186	0,186 (0%)	0,373	0,581 (55,764%)
6	0,195	0,195 (0%)	0,364	0,698 (91,7582%)
7	0,297	0,297 (0%)	3,472	3,987 (14,8329%)
Sistêmico	0,300	0,300 (0%)	3,465	3,976 (14,7475%)

8.3.4 Resultados dos Casos de Estudo Probabilísticos Considerando a Formação de Microrredes CA e CC

As Tabelas de 8.11 e 8.12 mostram dados estatísticos das amostras dos índices de confiabilidade FEC e DEC, respectivamente, obtidos via SMC Sequencial para as versões dos casos de estudo com relaxação de restrições operativas e com/sem formação de microrredes. Os casos de estudo com sobrescrito * levam em consideração apenas a transferência de carga sem verificar a viabilidade da transferência. Nos casos de estudo com sobrescrito **, além da transferência de carga, a formação de microrrede operando no modo ilhado também é considerada, sendo que a factibilidade da operação da microrrede é determinada apenas pela sua capacidade de geração para suprir a carga. Estes resultados mostram claramente que a formação de microrredes melhora significativamente os índices de confiabilidade FEC e DEC.

A partir das Tabelas 8.11 e 8.12, também pode-se concluir que a inserção da GDFV, tanto nos casos de estudo com microrrede CA quanto com microrrede CC, não influencia os índices de confiabilidade. Isso é devido ao fato de que as restrições operacionais foram relaxadas em todos os casos de estudo das Tabelas 8.11 e 8.12. Contudo, percebe-se nos casos de estudo com a microrrede CC que os índices FEC e DEC melhoram. Isso se deve pelos conversores VSC#5 e VSC#6 que criam uma zona de proteção adicional, impedindo que os efeitos das contingências à jusante desses conversores se propagem por toda a rede.

Tabela 8.11 – Estatísticas para o índice FEC para os casos de estudo com sobrescrito * (com sobrescrito **).

Casos de estudo	FEC						
	Média	Desvios padrão	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Caso #1*	0,3996	0,3748	0,1111	0,1944	0,6250	3,1736	0
(Caso #1**)	(0,2856)	(0,2241)	(0,1111)	(0,1944)	(0,4167)	(1,9236)	(0)
Caso #2*	0,3738	0,3547	0,1111	0,1806	0,6111	2,7083	0
(Caso #2**)	(0,2724)	(0,2130)	(0,1111)	(0,1806)	(0,4028)	(1,6667)	(0)
Caso #3*	0,3996	0,3748	0,1111	0,1944	0,6250	3,1736	0
(Caso #3**)	(0,2856)	(0,2241)	(0,1111)	(0,1944)	(0,4167)	(1,9236)	(0)
Caso #4*	0,3738	0,3547	0,1111	0,1806	0,6111	2,7083	0
(Caso #4**)	(0,2724)	(0,2130)	(0,1111)	(0,1806)	(0,4028)	(1,6667)	(0)

Tabela 8.12 – Estatísticas para os índice DEC para os casos de estudo com sobrescrito * (com sobrescrito **).

Casos de estudo	DEC						
	Média	Desvios padrão	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Caso #1*	1,0008	0,8074	0,4520	0,7749	1,2975	11,8005	0
(Caso #1**)	(0,8031)	(0,5112)	(0,4318)	(0,7036)	(1,0657)	(5,3543)	(0)
Caso #2*	0,9756	0,7894	0,4477	0,7556	1,2520	12,2389	0
(Caso #2**)	(0,7891)	(0,4970)	(0,4293)	(0,6932)	(1,0456)	(5,5001)	(0)
Caso #3*	1,0008	0,8074	0,4520	0,7749	1,2975	11,8005	0
(Caso #3**)	(0,8031)	(0,5112)	(0,4318)	(0,7036)	(1,0657)	(5,3543)	(0)
Caso #4*	0,9756	0,7894	0,4477	0,7556	1,2520	12,2389	0
(Caso #4**)	(0,7891)	(0,4970)	(0,4293)	(0,6932)	(1,0456)	(5,5001)	(0)

As Tabelas de 8.13 e 8.14 mostram dados estatísticos das amostras dos índices de confiabilidade FEC e DEC, respectivamente, obtidos na SMC Sequencial para os casos de estudo de #1 a #4 e seus respectivos casos de referência com ilhamento e sem restrições operacionais na restauração (sobrescrito **). Relembre que nos casos de referência a factibilidade da operação das microrredes e das transferências de cargas não são avaliadas enquanto que nos casos de estudo #1 a #4 é avaliada a presença de violações na operação ilhada das microrredes e transferências de cargas. Analisando os resultados das Tabelas 8.13 e 8.14 percebe-se que, nos casos de estudo de #1 a #4 os índices DEC e FEC pioram com relação aos seus casos de referência (sobrescrito **). Isso se deve pelo fato de que há violações durante a operação da microrrede no modo ilhado e durante a transferência de carga, sendo que isso é ignorado nos casos de referência. Este resultado demonstra claramente que os índices de confiabilidade de redes de distribuição podem ser sobrestimados quando aspectos da realidade operativa da rede elétrica são ignorados no modelo de ACP. É importante ressaltar que só foi possível incluir restrições de frequência e tensão na operação ilhada da microrrede devido ao desenvolvimento de algoritmos de fluxo de potência com múltiplas barras de folga para microrredes CA e CC. Portanto, corrobora-se que uma contribuição desta tese é o desenvolvimento de métodos de fluxo de potência para tornar a ACP mais realista e coerente com procedimentos de operação usados nas concessionárias de distribuição.

Os casos #1 e #2 diferem entre si pelo tipo de microrredes que são utilizadas. No caso #1 as microrredes são configuradas como CA, enquanto que no caso #2, as microrredes são configuradas para operar no modo CC, sendo que em ambos os casos de estudo há apenas GD convencional. A Tabela 8.15 mostra que o FEC e o DEC foram reduzidos em cerca de 26,7222%

e 31,3333%, respectivamente, quando houve a mudança da microrrede CA para a CC nos casos de estudo com apenas GD convencionais. A principal justificativa dessa melhora foi a inexistência da frequência nas microrredes CC. Conseqüentemente, há mais chances do ilhamento ser bem sucedido na microrrede CC do que na microrrede CA. Além disso, a rede CC também reduziu as violações de tensão e carregamento e criou novas zonas de proteção devido a inserção dos conversores VSC#5 e VSC#6. As mesmas observações são notadas no caso #4 em relação ao caso #3 que é justamente quando a GDFV é incluída e ocorre a mudança no tipo de microrrede: de CA para CC. Neste caso, os índices FEC e DEC foram reduzidos em 11,2423% e 5,9917%, respectivamente. Analisando-se os índices de confiabilidade com relação a inclusão das GDFV, percebe-se que ocorreu uma degradação nos índices FEC e DEC para a rede CC (caso #4 com relação ao caso #2) e um melhoramento nos índices FEC e DEC para a rede CA (caso #3 com relação ao caso #1). Nos casos com a microrrede CA, os índices FEC e DEC reduziram 7,2710% e 10,4669%, respectivamente. O melhoramento dos índices de confiabilidade para as redes de distribuição CA com a penetração de GDFV é esperado, pois inserção de GD compensa quedas de tensão causadas por componentes inerentes a rede CA, por exemplo: reatâncias dos ramos e potências reativas das cargas. Nos casos com a microrrede, CC os índices FEC e DEC aumentaram 12,3180% e 22,5754%, respectivamente. Fica evidente que as microrredes CC foram mais sensíveis a inserção da GDFV. Visto que não há restrição de frequência nas redes CC, a única restrição que pode ter sido violada na operação ilhada das microrredes CC é a da magnitude da tensão nodal. Portanto, o aumento na geração de cada microrrede tende a causar a ocorrência de elevações de tensões durante a operação ilhada. Estas elevações de tensão podem violar os seus respectivos limites e causar uma operação ilhada mal sucedida que resultará na interrupção de um ou mais pontos de carga. Conseqüentemente, os índices FEC e DEC tendem a se deteriorar com a penetração excessiva de GDFV. Este efeito foi mais acentuado na rede CC do que na CA, pois a rede CA possui mais “inércia” a elevação de tensão (sobretensão) devido à presença das reatâncias dos ramos e das potências reativas das cargas, pois esses elementos são causadores de quedas de tensão (subtensões). Por outro lado, a microrrede CC não possui esta “inércia natural” e tende a ser mais vulnerável a sobretensões do que a rede CA para um mesmo nível de penetração de GDFV. Novamente, ratifica-se outra contribuição desta tese de doutorado: o desenvolvimento de modelos e algoritmos para realizar a prognose de efeitos colaterais resultantes da análise de cenários futuros adversos, tais como a inserção de GDFV. Na verdade, o conjunto de modelos propostos nesta tese identificou que há

um limite de penetração para a GDFV em redes híbridas CA-CC quando é permitida a operação ilhada de microrredes CC.

Neste ponto, é importante comentar que a conversão de redes CA para CC resultou em reduções expressivas nos índices de confiabilidade FEC e DEC de acordo com a Tabela 8.15. Mais uma vez ratifica-se outra hipótese desta tese de doutorado: a confiabilidade da rede de distribuição tende a melhorar quando a rede CA é convertida para CC.

Tabela 8.13 – Estatísticas para o índice FEC para os casos de estudo (com sobrescrito **).

Casos de estudo	FEC						
	Média	Desvios padrão	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Caso #1 (Caso #1 ^{**})	0,3718 (0,2856)	0,3442 (0,2241)	0,1111 (0,1111)	0,1944 (0,1944)	0,6042 (0,4167)	2,6389 (1,9236)	0 (0)
Caso #2 (Caso #2 ^{**})	0,2725 (0,2724)	0,2131 (0,2130)	0,1111 (0,1111)	0,1806 (0,1806)	0,4028 (0,4028)	1,6667 (1,6667)	0 (0)
Caso #3 (Caso #3 ^{**})	0,3448 (0,2856)	0,3116 (0,2241)	0,1111 (0,1111)	0,1944 (0,1944)	0,5625 (0,4167)	2,9792 (1,9236)	0 (0)
Caso #4 (Caso #4 ^{**})	0,3060 (0,2724)	0,2679 (0,2130)	0,1111 (0,1111)	0,1806 (0,1806)	0,4444 (0,4028)	2,2153 (1,6667)	0 (0)

Tabela 8.14 – Estatísticas para o índice DEC para os casos de estudo (com sobrescrito **).

Casos de estudo	DEC						
	Média	Desvios padrão	Quartil inferior	Mediana	Quartil superior	Máximo	Mínimo
Caso #1 (Caso #1 ^{**})	1,1494 (0,8031)	1,0907 (0,5112)	0,4575 (0,4318)	0,7983 (0,7036)	1,4390 (1,0657)	12,5075 (5,3543)	0 (0)
Caso #2 (Caso #2 ^{**})	0,7892 (0,7891)	0,4970 (0,4970)	0,4294 (0,4293)	0,6932 (0,6932)	1,0458 (1,0456)	5,5001 (5,5001)	0 (0)
Caso #3 (Caso #3 ^{**})	1,0291 (0,8031)	0,9229 (0,5112)	0,4488 (0,4318)	0,7632 (0,7036)	1,2787 (1,0657)	12,3733 (5,3543)	0 (0)
Caso #4 (Caso #4 ^{**})	0,9674 (0,7891)	0,8915 (0,4970)	0,4386 (0,4293)	0,7288 (0,6932)	1,1665 (1,0456)	13,5041 (5,5001)	0 (0)

Tabela 8.15 – Variação percentual das médias dos índices FEC e DEC nos casos de estudo de #1 a #4.

Variação percentual	FEC	DEC
Caso #2 em relação ao caso #1	-26,7222%	-31,3333%
Caso #4 em relação ao caso #3	-11,2423%	-5,9917%
Caso #3 em relação ao caso #1	-7,2710%	-10,4669%
Caso #4 em relação ao caso #2	12,3180%	22,5754%

As Figuras de 8.14 a 8.17 mostram a estrutura PBR e as PDF dos índices FEC e DEC, respectivamente, para todos os casos de estudo de #1 a #4. Percebe-se visualmente que em todos os casos de estudo a maioria dos os índices FEC e DEC obtidos na SMC Sequencial ficaram na zona morta.

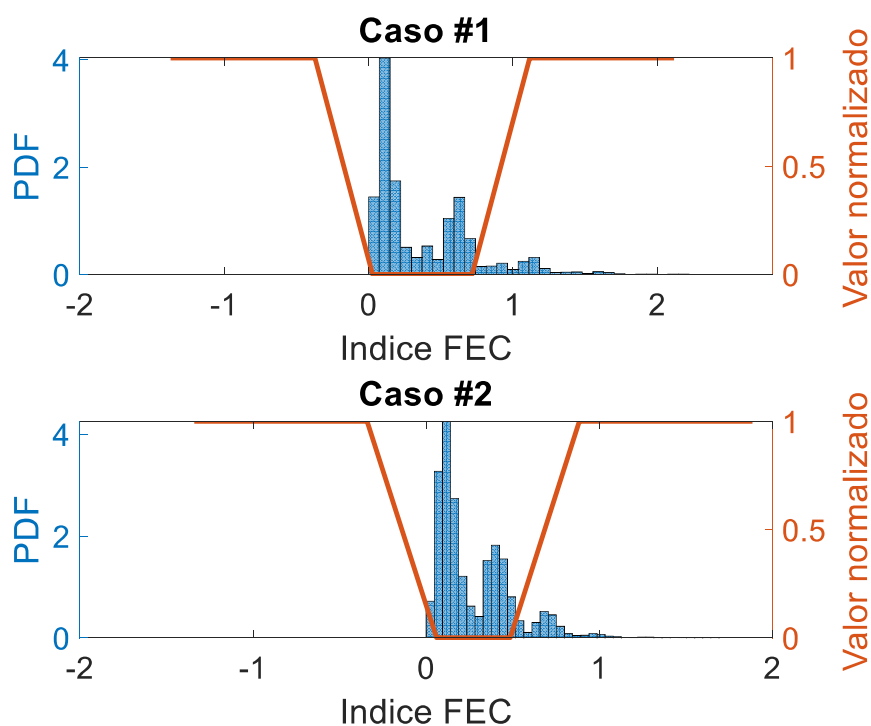


Figura 8.14 – PBR com valor normalizado e PDF dos índices FEC para os casos de #1 e #2.

Fonte: Elaboração própria.

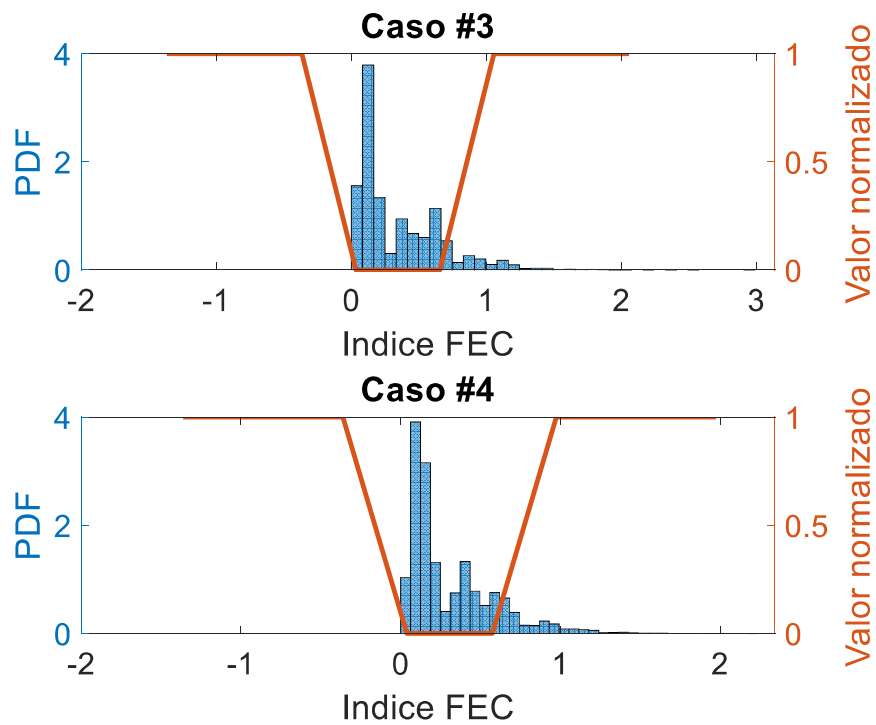


Figura 8.15 – PBR com valor normalizado e PDF dos índices FEC para os casos de #3 e #4.

Fonte: Elaboração própria.

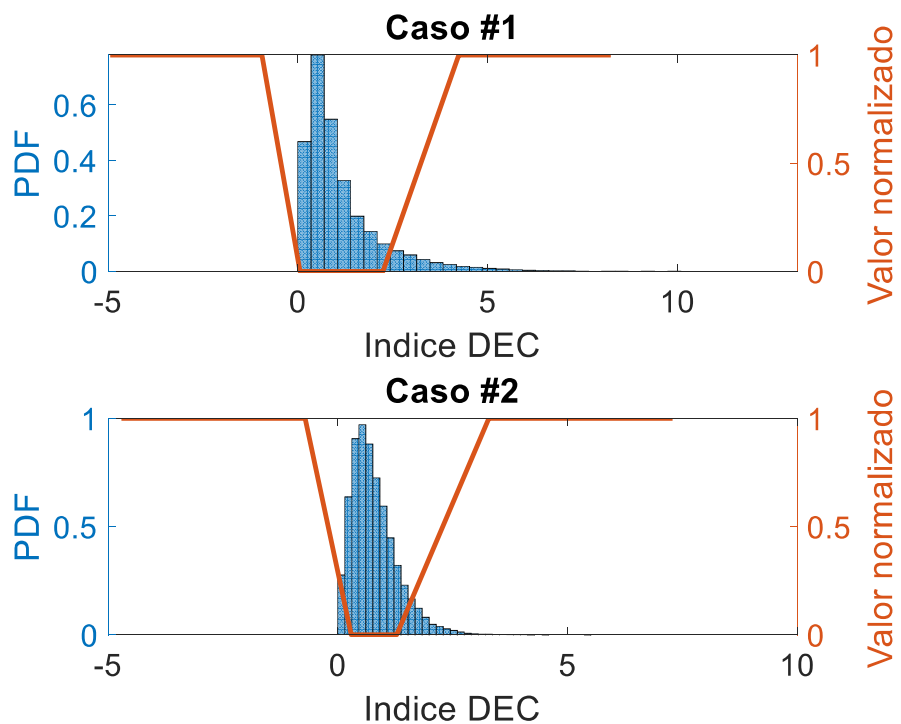


Figura 8.16 – PBR com valor normalizado e PDF dos índices DEC para os casos de #1 e #2.

Fonte: Elaboração própria.

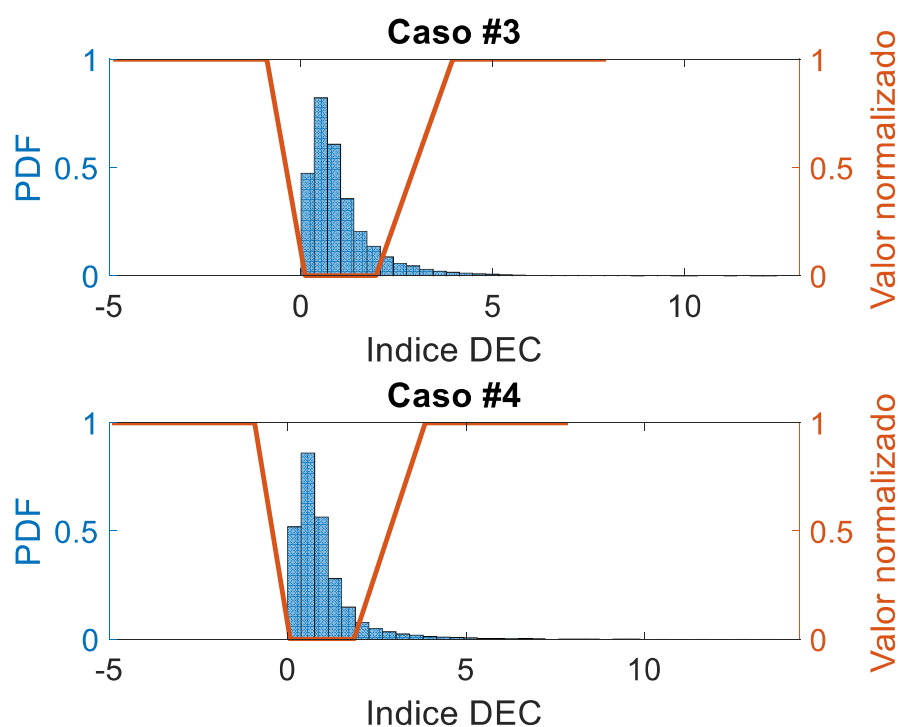


Figura 8.17 – PBR com valor normalizado e PDF dos índices DEC para os casos de #3 e #4.

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 8.16 quantifica a probabilidade de ocorrência de cada zona. A partir desta tabela, nota-se que para a maioria das amostras dos índices FEC DEC ficaram na zona morta.

A Tabela 8.17 mostra os valores esperados das penalidades dos casos estudo de #1 a #4 e do caso de referência sem restrições e com formação de microrredes (sobrescrito **). Estas penalidades foram estimadas considerando que o limite para as multas e recompensas é igual a \$18.000.000,00. Nota-se que as penalidades nos casos de estudo #1 a #4 são maiores do que no caso de referência. Este resultado já era esperado uma vez que o caso de referência não considera possíveis violações durante a operação da microrrede no modo ilhado e durante a transferência de carga. Esta análise demonstra a importância de desenvolver algoritmos de fluxo de potência para microrredes ilhadas, pois as penalidades podem ser subestimadas quando as violações de restrições operacionais são ignoradas no ilhamento. Portanto, os modelos introduzidos nesta tese de doutorado fornecerão subsídios para os engenheiros de planejamento tomarem decisões mais eficazes e realistas com relação a aplicação de microrredes para aumentar a receita das concessionárias de distribuição.

Analisando as penalidades mostradas na Tabela 8.17 para os casos de estudo de #1 a #4 percebe-se que as penalidades para o FEC foram mais severas do que para o DEC. O caso de

estudo #1 apresentou os maiores valores de penalidades para o FEC e DEC, respectivamente. Enquanto que o caso #2 apresentou os menores valores de penalidade para o FEC e DEC. Note que neste caso as penalidades são muito próximas ao seu caso de referência.

Tabela 8.16 – Probabilidade de cada zona para os índices FEC e DEC (%).

Casos de estudo	FEC			DEC		
	Recompensa	Morta	Penalidade	Recompensa	Morta	Penalidade
Caso #1	0,7020	87,2580	12,0400	0,9260	86,5540	12,5200
Caso #2	6,4400	79,9860	13,5740	12,9720	72,4880	14,5400
Caso #3	1,3860	83,8980	14,7160	2,2100	86,0060	11,7840
Caso #4	1,9880	80,9820	17,0300	1,3980	88,3480	10,2540

Tabela 8.17 – Valores esperado de penalidade em dólares (Valor de \$ 18.000.000,00).

Casos de estudo	Índice FEC	Índice DEC
Caso #1	1.512.886,26	1.114.378,70
(Caso #1 ^{**})	(1.101.796,73)	(309.290,49)
Caso #2	1.044.041,51	287.210,62
(Caso #2 ^{**})	(1.043.485,72)	(287.181,49)
Caso #3	1.387.236,37	925.764,06
(Caso #3 ^{**})	(1.101.796,73)	(309.290,49)
Caso #4	1.352.711,86	843.613,65
(Caso #4 ^{**})	(1.043.485,72)	(287.181,49)

A Tabela 8.18 mostra a variação percentual das penalidades entre os casos de estudo de #1 a #4. Observa-se que a penalidade para o FEC diminuiu 30,9901% e 2,4887% quando a microrrede CC foi utilizada em vez da microrrede CA, para os casos de estudo com GD convencional e GDFV, respectivamente. Adicionalmente, foram obtidas reduções percentuais de 74,2268% e 8,8738% nas penalidades do índice DEC com a conversão de CA para CC nos casos com GD convencional e GDFV, respectivamente. Esta Tabela também mostra que inserção da GDFV impacta nas penalidades. Em relação as microrredes CA nota-se que houve uma redução do valor esperado de penalidade para os índices FEC e DEC. Já nas microrredes CC, após a conexão das GDFV, percebe-se que ocorreram significativos aumentos nos valores esperados de penalidades, principalmente no DEC que aumentou 193,7265%. Este aumento mais expressivo é causado pelas violações de tensão durante a operação ilhada das microrredes devido a penetração elevada de GDFV.

Tabela 8.18 – Variação percentual dos valores esperado de penalidade dos índices FEC e DEC nos casos de estudo de #1 a #4. (%)

Variação percentual	FEC	DEC
Caso #2 em relação ao caso #1	-30,9901%	-74,2268%
Caso #4 em relação ao caso #3	-2,4887%	-8,8738%
Caso #3 em relação ao caso #1	-8,3053%	-16,9255%
Caso #4 em relação ao caso #2	29,5650%	193,7265%

9 Conclusão

9.1 Introdução

Nesta tese de doutorado foram desenvolvidos algoritmos de fluxo de potência para microrredes CA e CC operando no modo ilhado. Além disso, também foram introduzidos algoritmos de fluxo de potência para redes de distribuição CA-CC híbridas. Os algoritmos propostos são classificados como se segue:

i) Métodos Iterativos (Exatos):

- a. Algoritmos baseados no método de varredura regressiva e progressiva: foram propostos algoritmos de varredura regressiva e progressiva, baseados no método de soma de correntes, para microrredes CA e CC radiais com GD operando de acordo com o controle droop de potência. Adicionalmente, foi desenvolvido um algoritmo de varredura regressiva e progressiva, baseado no método de soma de potências, para redes de distribuição híbridas CA-CC.
- b. Algoritmos Baseados no Método de Gauss-Zbus: foram propostos algoritmos baseados no método de Gauss-Zbus para microrredes CA e CC malhadas com GD operando de acordo com o controle droop de potência.

ii) Métodos Não-Iterativos (Aproximados)

- a. Microrredes CA: foi proposto um método aproximado para microrredes CA ilhadas com topologia malhada baseado na combinação do modelo de injeção de correntes com linearização via séries de potência.
- b. Microrredes CC: foram apresentados três métodos aproximados para microrredes CC ilhadas com topologia malhada baseado na combinação do modelo de injeção de correntes com linearização via regressão linear e séries de potência e modelo de injeção de potência via série de Taylor. E mais dois métodos aproximados baseados no MSA para microrredes CC ilhadas com topologia radial.

Os métodos iterativos para microrredes CA ilhadas se baseiam no princípio da superposição e em um subproblema constituído por um pequeno sistema de equações não-

lineares. A solução deste subproblema fornece a frequência da microrrede CA e a magnitude da tensão no nó de referência angular em cada iteração. O fluxo de potência para microrredes CC é semelhante ao fluxo de potência para microrredes CA, isto é, se baseia no princípio de superposição e em um subproblema. Contudo, o subproblema é uma equação linear. A solução do subproblema fornece a tensão CC no nó de referência em cada iteração.

Além dos diversos fluxos de potência desenvolvidos, é proposto um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) linear para determinar valores de referência dos controles droop dos geradores. O FPO considera a variação cronológica das cargas e das GDFV. Os seguintes FPO lineares foram propostos:

- i) FPO CA linear para microrredes CA operando no modo ilhado.
- ii) FPO CC linear para microrredes CC operando no modo ilhado.

9.2 Aplicações Práticas

A partir dos fluxos de potência desenvolvidos nesta tese de doutorado foram realizadas duas aplicações:

- 1) O desenvolvimento de um fluxo de potência linear probabilístico para microrredes CA operando no modo ilhado utilizando o fluxo de potência não-iterativo para microrredes CA.
- 2) O desenvolvimento de um fluxo de potência linear probabilístico para microrredes CC operando no modo ilhado utilizando o fluxo de potência não-iterativo para microrredes CC.
- 3) Avaliação da confiabilidade em redes de distribuição considerando a operação de microrredes CA ou CC no modo ilhado. Neste estudo são utilizados o fluxo de potência híbrido CA-CC desenvolvido, para casos com rede híbrida CA-CC, e as versões dos fluxos de potência CA e CC radiais (baseados em algoritmos de varredura regressiva e progressiva) para determinar o estado das microrredes CA e CC.

As seguintes conclusões foram obtidas a partir dos resultados:

- 1) O Fluxo de potência linear probabilístico desenvolvido apresenta precisão adequada e baixo custo computacional em relação ao MNR.
- 2) A formação de microrrede melhora os índices de confiabilidade.

3) A inserção da GDFV afeta os índices de confiabilidade de forma ambígua devido as restrições de rede (limites de tensão e de frequência) na operação ilhada de microrredes e nas transferências de carga para alimentadores adjacentes. No modo ilhado, a violação destas restrições pode causar eventos de perda de carga parcial (violações de tensão) ou total (violações de frequência) devido à atuação dos dispositivos de proteção ou sensibilidade intrínseca das cargas às variações de tensão. Por outro lado, durante as transferências de carga, a inserção de GDFV pode aumentar a capacidade de transferência de carga devido às suas injeções de potência ativa e reativa terem potencial para aliviar o carregamento da rede e, conseqüentemente, eliminar violações durante a transferência de carga.

4) A conversão da microrrede CC melhora os índices de confiabilidade devido, principalmente a ausência da frequência, aumento da capacidade de transmissão e melhoramento do nível de tensão da rede, uma vez que o conversor pode controlar a tensão em seus terminais. Além da criação de zonas de proteção obtidas pelos conversores VSC.

Os resultados dos testes com os algoritmos de fluxo de potência iterativos propostos demonstraram que as tensões, perdas e gerações de potência obtidas com estes algoritmos têm a mesma precisão com relação ao Método de Newton-Raphson (MNR). Além disso, os métodos iterativos propostos têm baixo custo computacional com relação ao MNR. Por outro lado, os métodos aproximados tiveram uma precisão adequada com relação ao MNR. Os maiores erros nas grandezas calculadas pelos métodos aproximados estão relacionados com as potências de saída dos geradores. Contudo, estes erros elevados só se manifestaram em cenários de teste severos associados com o ajuste nulo das potências de referência do controle droop. Contudo, esta não é uma condição de teste realista, pois a GD é sempre despachada para operar no modo ilhado. Por outro lado, em condições reais de operação (com o despacho da GD), os erros associados com as potências de saída dos geradores foram pequenos e não comprometeram as aplicações práticas relativas a estudos de fluxo de potência probabilístico.

Adicionalmente, pode-se concluir que os impactos da conexão de GDFV à rede elétrica nos índices de confiabilidade com formação de microrredes é dependente do tipo de rede usada:

i) Redes CA: melhoramento nos índices de confiabilidade devido ao suporte de geração para eliminar quedas de tensão devido aspectos inerentes a rede CA, tais como a potência reativa das cargas e reatâncias nos circuitos.

ii) Redes CC: degradação dos índices de confiabilidade devido a ocorrência de sobretensões no modo ilhado devido ausência de demanda reativa nas cargas e reatâncias séries dos circuitos.

Os resultados acima indicam que deve-se realizar estudos de máxima capacidade de acomodação de GDFV em redes de distribuição CC quando for permitida a formação de ilhas no processo de restauração.

9.3 Trabalhos Futuros

Esta tese abordou duas aplicações para os métodos de fluxo de potência desenvolvidos para microrredes CA e CC: o FPP e o cálculo de índices de confiabilidade. Entretanto, estas duas aplicações envolvem diversos aspectos complexos que são muito promissores para a continuação e a extensão dos estudos realizados nesta tese. Portanto, o futuro desta pesquisa de doutorado está relacionado com seguintes temas:

1) Cálculo de índices de confiabilidade considerando-se a formação de microrredes:

1.1) Considerar nos estudos que durante a operação da microrrede CA, podem ocorrer cenários de contingência nos quais é possível operar nos modos ilhado e também interligado quando a microrrede possui interligações NA para outros alimentadores. Neste caso, o modo de operação ilhado tem prioridade pois a desconexão com o sistema da concessionária é realizada de forma automática pelas chaves de transferência estáticas. Se a microrrede CA não pode operar no modo ilhado devido a violação na frequência então é realizada a transferência de carga para alimentadores adjacentes via chave NA.

1.2) Realizar comparações entre os modelos lineares e não-lineares de fluxo de potência no cálculo de índices de confiabilidade.

1.3) Incluir falhas nos geradores convencionais e renováveis e nos conversores VSC.

1.4) Incluir perdas nos conversores VSC;

1.5) Inclusão de GD eólica.

2) Expandir os fluxos de potência propostos para o modelo de coordenadas de fase, para microrrede CA, e para o domínio dos polos (positivo e negativo) para a microrrede CC.

3) Formulação de fluxo de potência não-linear e linear para microrredes híbridas CA-CC operando no modo ilhado: a microrrede híbrida propicia a oportunidade para combinar os benefícios de microrredes CA e CC [139]. Estes benefícios podem introduzir as microrredes híbridas como uma das opções mais viáveis e desejáveis no desenvolvimento da rede elétrica inteligente. Geralmente, uma microrrede híbrida CA-CC consiste de uma microrrede CA, uma microrrede CC e um conversor interligando estas duas microrredes.

4) Todos os algoritmos de fluxo de potência propostos nesta tese se baseiam na hipótese de que as variações nas frequências da microrrede CA não causam mudanças significativas nas reatâncias séries dos ramos (seções dos alimentadores) e nas susceptâncias dos elementos shunt (bancos de capacitores). Esta hipótese foi verificada comparando-se os resultados obtidos nesta tese com outros publicados na literatura técnica que incluem as variações nas reatâncias e susceptâncias devido a mudanças na frequência. Apesar disso, foram encontrados valores de frequência muito baixos em alguns testes realizados na tese. Estes resultados podem comprometer a hipótese de invariância das reatâncias e susceptâncias com relação à frequência. Desta forma, pretende-se expandir os algoritmos de fluxo de potência CA propostos nesta tese para considerar as mudanças nas reatâncias e susceptâncias devido a variações na frequência angular.

5) Os estudos de FPP demonstraram claramente que os métodos aproximados de fluxo de potência para microrredes CA e CC alcançam reduções bastante expressivas no custo computacional do FPP. Contudo, a precisão destes métodos é dependente do ajuste das potências de referência do controle droop. Desta forma, uma das linhas de pesquisa para trabalhos futuros é o aperfeiçoamento dos métodos de FPP aproximados existentes e a proposição de novas versões de FPP.

6) Os estudos de FPP e cálculo de índices de confiabilidade realizados nesta tese consideram que a GD convencional e a solar fotovoltaica estão associadas com plantas individualizadas instaladas em nós específicos da rede. Esta consideração é válida para a GD convencional, mas não para a GDFV. Na realidade, a GDFV é instalada nos telhados dos consumidores e, conseqüentemente, é dispersa entre todos os pontos de carga da rede de distribuição de baixa tensão. Uma modelagem mais precisa deste padrão de penetração da GDFV exige a representação rede de distribuição de baixa tensão que é desequilibrada por natureza devido à presença de consumidores com conexões monofásicas. Desta forma, um tópico de estudo para

trabalhos futuros seria a modelagem da GDFV nos topos dos telhados dos consumidores através do fluxo de potência em coordenadas de fase para modelar a natureza desequilibrada da rede secundária em estudos de FPP e confiabilidade. Alternativamente, pode-se simplificar o modelo ignorando-se a rede secundária e assumindo-se que há GDFV instalada em todos os pontos de carga de acordo com um percentual de penetração com relação ao pico de demanda. Estas hipóteses simplificadoras preservam os modelos de sequência positiva (balanceados) utilizados e não aumentam a complexidade e o custo computacional das aplicações e dos métodos de fluxo de potência propostos.

7) Determinar a máxima capacidade de acomodação de GDFV em microrredes CC ilhadas para evitar problemas de sobretensões que possam causar eventos de perda de carga parcial que causarão uma degradação nos índices de confiabilidade. Este estudo visa demonstrar se a inércia natural da rede CA (potência reativa das cargas e reatâncias dos circuitos) às elevações de tensão favorece a acomodação de GDFV.

8) Desenvolvimento de FMF desacoplados rápidos para microrredes CA como uma alternativa ao MNR.

9) Conversão dos códigos dos FMF propostos de MATLAB para a linguagem Julia para reduzir o custo computacional e disponibilizar os códigos em servidores na internet. Além disso, esta conversão permitirá aumentar a precisão da SMC sequencial, pois calcula-se a carga e a geração médias para o tempo de reparo do componente defeituoso. Com a redução dos tempos de CPU obtida pela migração do código de MATLAB para Julia, será possível avaliar todos os patamares de carga e geração associados com o reparo do componente defeituoso.

Referências

- [1] Kagan, N, Oliveira, C. C. B. e Robba E. J, “**Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**”, Edgard Blücher, 2005.
- [2] Redes Elétricas Inteligentes: Dialogo Setorial Brasil-União Europeia”, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação-MCTI, 2014.
- [3] IEEE-PES Task Force on Microgrid Control, “Trends in Microgrid Control”, **IEEE Transactions on Smart Grid**, Vol. 5, No. 4, 2014.
- [4] Ribeiro, L. A. de S. et al. “Isolated Micro-Grids With Renewable Hybrid Generation: The Case of Lençóis Island”. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Vol. 2, January 2011.
- [5] Almeida, M. P., **Implicações Técnicas da Inserção em Grande Escala da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica**. Tese D.Sc., Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil, 2017.
- [6] Ahmed T. Elsayed, Ahmed A. Mohamed, Osama A. Mohammed, “DC microgrids and distribution systems: An overview”, **Electric Power Systems Research**, Volume 119, p. 407-417, 2015.
- [7] Justo, J. J., Mwasilu, F., Lee, J., Jung, Jin-Woo, “AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review”, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Volume 24, p. 387-405, 2013.
- [8] Rahman, M. S., Hossain, M. J., Rafi, F. H. M. e Lu J., “EV charging in a commercial hybrid AC/DC microgrid: Configuration, control and impact analysis,” **Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, Brisbane, QLD, pp. 1-6, 2016.
- [9] Liu C., Chau, K. T., Wu, D. e Gao, S., “Opportunities and Challenges of Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Vehicle, and Vehicle-to-Grid Technologies,” in **Proceedings of the IEEE**, vol. 101, no. 11, p. 2409-2427, 2013.
- [10] Rodriguez-Diaz, E., Savaghebi, M., Vasquez, J. C. e Guerrero, J. M., “An overview

- of low voltage DC distribution systems for residential applications,” **IEEE 5th International Conference on Consumer Electronics - Berlin (ICCE-Berlin)**, Berlin, pp. 318-322, 2015.
- [11] Wang, P., Goel, L., Liu, X. e Choo, F. H., “Harmonizing AC and DC: A Hybrid AC/DC Future Grid Solution” in **IEEE Power and Energy Magazine**, vol. 11, no. 3, pp. 76-83, May-June 2013.
- [12] Shekhar, A., Kontos, E., Ramírez-Elizondo, Mor, A. R., L., Bauer, P., “Grid capacity and efficiency enhancement by operating medium voltage AC cables as DC links with modular multilevel converters”, **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Volume 93, , pp 479-493, 2017.
- [13] Shekhar, A. e RamÃ-rez-Elizondo, L., Feng, X., Kontos, E. e Bauer, P., “Reconfigurable DC Links for Restructuring Existing Medium Voltage AC Distribution Grids”, **Electric Power Components and Systems**, vol. 45, no 16, 2017.
- [14] Hongjoo Kim, Jintae Cho, Youngpyo Cho and Juyong Kim, “DC Distribution Demo Projects”, T&D World Magazine, 08 de Março de 2019, disponível online em <https://www.tdworld.com/overhead-distribution/article/20972320/dc-distribution-demo-projects>, Acessado em 21/02/2021.
- [15] Dragicevic, T., Wheeler, P. e Blaabjerg, F., “DC Distribution Systems and Microgrids”, **The Institution of Engineering and Technology (IET)**, 2018.
- [16] Shekhar, A., Kontos, E., Mor, A. R., L. Ramírez-Elizondo e Bauer, P., "Refurbishing existing mvac distribution cables to operate under dc conditions," **IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC)**, Varna, pp. 450-455, 2016.
- [17] Larruskain, D. M., Zamora, I., Abarrategui, O., Aginako, Z., “Conversion of AC distribution lines into DC lines to upgrade transmission capacity”, **Electric Power Systems Research**, Volume 81, Issue 7, pp. 1341-1348, 2011.
- [18] Zhang, L., Liang, J., Tang, W., Li, G., Cai, Y. e Sheng, W., “Converting AC Distribution Lines to DC to Increase Transfer Capacities and DG Penetration”, in

- IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 10, no. 2, pp. 1477-1487, 2019.
- [19] Larruskain, D. M., Zamora, I., Abarrategui, O., Iturregi, A., “VSC-HVDC configurations for converting AC distribution lines into DC lines”, **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Volume 54, , Pages 589-597, 2014.
- [20] Monticelli, A. J.: **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**, São Paulo, 1983.
- [21] Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A., Luo, G. X.: “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks”, **IEEE Trans. Power Systems**, pp. 753-762, 1988.
- [22] Short, T., **Electric Power Distribution Handbook**, Boca Raton, CRC Press, 2004
- [23] Vieira, C. H. S., **Análise Probabilística da Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição Considerando a Presença de Geração Distribuída**, Dissertação de Mestrado, PPGEE/UFMA, 2012.
- [24] Smed, T., Andersson, G., Sheble, G. B. e Grigsby, L. L., “A new approach to AC/DC power flow,” in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 6, no. 3, pp. 1238-1244, Aug. 1991.
- [25] Arrillaga, J. e Arnold, C. P., **Computer Analysis of Power Systems**, Ed. John Wiley & Sons, 1990.
- [26] Arrillaga, J. e Smith, B., **AC-DC Power System Analysis**, ed. IET, 1998.
- [27] Benchaib, A.. “**Advanced Control of AC / DC Power Networks: System of Systems Approach Based on Spatio-temporal Scales**. Wiley, 2015.
- [28] Baradar, M., Ghandhari, M. e Hertem, D. V., “The modeling multi-terminal VSC-HVDC in power flow calculation using unified methodology,” **2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies**, Manchester, pp. 1-6, 2011
- [29] Beerten, J., Cole, S. e Belmans, R., "Generalized Steady-State VSC MTDC Model for Sequential AC/DC Power Flow Algorithms," in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 27, no. 2, pp. 821-829, 2012.

- [30] Narayanan, K. N. e Mitra, P., “A comparative study of a sequential and simultaneous AC-DC power flow algorithms for a multi-terminal VSC-HVDC system,” **IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)**, Bangalore, , pp. 1-6, 2013.
- [31] Nguyen, Q., Ngo, T. e Santoso, S., "Power flow solution for multi-frequency AC and multi-terminal HVDC power systems," **IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**, Boston, MA, , pp. 1-5, 2016.
- [32] Ahmed, H. M. A., Eltantawy, A. B. e Salama, M. M. A., "A Generalized Approach to the Load Flow Analysis of AC–DC Hybrid Distribution Systems," in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 33, no. 2, pp. 2117-2127, 2018.
- [33] Mousavizadeh, S., Haghifam, M. -R., and Shariatkhah, M. -H. “A new approach for load flow calculation in AC/DC distribution networks considering the control strategies of different converters”. **Int. Trans. Electr. Energ. Syst.**, pp. 2479-2493, 2016
- [34] Abdelaziz, M. M. A., Farag, H. E., El-Saadany, E. F., Mohamed, Y. A. I.: “A novel and generalized three-phase power flow algorithm for islanded microgrids using a newton trust region method”, **IEEE Trans. Power Systems**, pp. 190-201, 2013.
- [35] Li, C., Chaudhary, S.K., Savaghebi, M., et al.: “Power flow analysis for low voltage AC and DC microgrids considering droop control and virtual impedance”, **IEEE Trans. Smart Grid**, pp. 2754–2764, 2017
- [36] Nassar, M. E., Salama, M. M. A.: “A Novel Branch-Based Power Flow Algorithm for Islanded AC Microgrids”, **Electric Power Systems Research**, 146, (May), pp. 51-62, 2017.
- [37] La Gatta, P. O., **Um Novo Modelo para Representação da Regulação Primária e Secundária de Frequência no Problema de Fluxo de Potência e Fluxo de Potência Ótimo**. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012.
- [38] Mumtaz, F., Syed, M. H., Al-Hosani, M., Zeineldin, H. H.: ‘A novel approach to

- solve power flow for islanded microgrids using modified Newton Raphson with droop control of DG’, **IEEE Trans. Sustainable Energy**, 7, (2), pp. 493-503, 2016.
- [39] Araújo, J. R., Silva, E. N. M., Rodrigues, A. B. e Silva, M. G. “Assessment of the Impact of Microgrid Control Strategies in the Power Distribution Reliability Indices”, **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, pp 271–283, 2017.
- [40] Wang, R., Sun, Q., Liu, X., Ma1, D.: ‘Power Flow Calculation Based on Local Controller Impedance Features for the AC microgrid with distributed generations’, **IET Energy Systems Integration**, pp. 202-209, 2019.
- [41] La Gatta, P. O., Filho, J. A. P. e Pereira, J. L. R., "Tools for handling steady-state under-frequency regulation in isolated microgrids," in **IET Renewable Power Generation**, vol. 13, no. 4, pp. 609-617, 2019.
- [42] Fan, S., Liu, X., Yang, Y., et al.: “Power flow calculation method for DC distribution system with voltage source converter operation mode consideration”. **IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science**, Brussels, Belgium, February, vol. 227, pp. 1–8, 2019.
- [43] Garcés, A., "On the Convergence of Newton's Method in Power Flow Studies for DC Microgrids," in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 33, no. 5, pp. 5770-5777, Sept. 2018.
- [44] Ritter, D., Franco, J. F., Romero, R.: ‘Analysis of the radial operation of distribution systems considering operation with minimal losses’, **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 67, pp. 453–461, 2015.
- [45] Teng, J. “A Direct Approach for Distribution System Load Flow Solutions”, **IEEE Trans. Power Delivery**, pp. 882-887, 2003.
- [46] Baran, M. E., Wu, F. F.: ‘Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing’, **IEEE Trans. Power Delivery**, pp. 1401–1407, 1989.
- [47] Asad, R. e Kazemi, A., “A novel slack bus-free load flow method for dc microgrids and distribution systems with dc-bus signaling control methods”, **International Transactions on Electrical Energy Systems**, Vol. 25, No. 12, pp. 3538–3552,

- 2015.
- [48] Montoya, O. D., Gil-González, W. e Garces, A., “Numerical methods for power flow analysis in DC networks: State of the art, methods and challenges”, **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Vol. 123, 2020.
- [49] Bompard, E., Carpaneto, E., Chicco, G., Napoli, R., “Convergence of the backward/forward sweep method for the load-flow analysis of radial distribution systems”, **Electrical Power and Energy Systems**, Vol. 22, No. 7, pp. 521–530, 2000.
- [50] Zhao, T. Q., Chiang, H. D., Koyanagi, K., “Convergence analysis of implicit Z-bus power flow method for general distribution networks with distributed generators”, **IET Generation, Transmission & Distribution**, Vol. 10, No. 2, pp. 412–420, 2016.
- [51] Burden, R. e Faires, J. D. **Análise Numérica**, 3^a Ed., Cengage Learning, 2016.
- [52] Alexander, C. K. e Sadiku, M., **Fundamentos de Circuitos Eléctricos**, 5^a Ed., McGraw-Hill/Bookman, 2013.
- [53] Coelho, A., Castro, C. L. C., Silva, M. G. da e Rodrigues, A. B., "Inclusion of voltage drop and feeder loading constraints in the evaluation of reliability indices for radial distribution networks," in **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, vol. 153, no. 6, pp. 661-669, 2006.
- [54] Neto, A. C., Silva, M. G. da e Rodrigues, A. B., “Impact of Distributed Generation on Reliability Evaluation of Radial Distribution Systems Under Network Constraints,” **International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**, Stockholm, pp. 1-6, 2006.
- [55] Arefifar, S. A. e Mohamed, Y. A. I., "DG Mix, Reactive Sources and Energy Storage Units for Optimizing Microgrid Reliability and Supply Security," in **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 5, no. 4, pp. 1835-1844, 2014.
- [56] Atwa, Y. M., El-Saadany, E. F., Salama, M. M. A., Seethapathy, R., Assam, M. e Conti, S., "Adequacy Evaluation of Distribution System Including Wind/Solar DG During Different Modes of Operation," in **IEEE Transactions on Power Systems**,

- vol. 26, no. 4, pp. 1945-1952, Nov. 2011.
- [57] Rocha, L. F., Borges, C. L. T., Taranto, G. N., "Reliability Evaluation of Active Distribution Networks Including Islanding Dynamics", **IEEE Transactions on Power Systems**, Volume: 32, pp. 1545–1552, 2017.
- [58] Issicaba, D., Lopes, J. A. P. e Rosa, M. A. da, "Adequacy and Security Evaluation of Distribution Systems With Distributed Generation," in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 27, no. 3, pp. 1681-1689, Aug. 2012.
- [59] Farag, H. E., Abdelaziz, M. M. A., e El-Saadany, E. F., "Voltage and Reactive Power Impacts on Successful Operation of Islanded Microgrids," **IEEE Trans. Power Systems**, vol. 28, pp. 1716-1727, 2013.
- [60] Wang, S., Li, Z., Wu, L., Shahidehpour, M, "New Metrics for Assessing the Reliability and Economics of Microgrids in Distribution System," **IEEE Trans. Power Systems**, vol. 28, pp. 2852-2861, 2013.
- [61] Chen, C., Wu, W., Zhang, B., e Singh, C., "An Analytical Adequacy Evaluation Method for Distribution Networks Considering Protection Strategies and Distributed Generators," **IEEE Trans. Power Delivery**, vol. 30, pp. 1392-1400, 2015.
- [62] Rei, A. M., Silva, A. M. L da, Jardim, J. L., Mello, J. C. O., "Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations", **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 15, Issue: 1, pp. 189-195, 2000.
- [63] Billinton, R. e Aboreshaid, S., "Security evaluation of composite power systems", **IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, , Volume: 142, Issue: 5, pp. 511-516, 1995.
- [64] Hameed, F., Hosani, M. A., Zeineldin, H. H.: "A Modified Backward/Forward Sweep Load Flow Method for Islanded Radial Microgrids", **IEEE Trans. Smart Grid**, pp. 910-918, 2019.
- [65] Díaz, G., Gómez-Aleixandre, J., Coto, J.: Direct Backward/Forward Sweep Algorithm for Solving Load Power Flows in AC Droop-Regulated Microgrids, **IEEE Trans. Smart Grid**, pp. 2208-2217, 2016.

- [66] Kumar, A., Jha, B. K., Dheer, D. K., Singh, D., Misra, R. K.: “Nested backward/forward sweep algorithm for power flow analysis of droop regulated islanded microgrid,” **IET Gener. Transm. Distrib.**, pp. 3086-3095, 2019.
- [67] Dugan, R. C., Artritt, R. F., McDermott, T. E., Brahma, S. M., Schneider, K.: ‘Distribution System Analysis to Support the Smart Grid’. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Providence, RI, USA, pp. 1–8, 2010.
- [68] Heydt, G. T.: ‘The Next Generation of Power Distribution Systems’, **IEEE Trans. Smart Grid**, pp. 225-235, 2010.
- [69] Dugan, R. C., McDermott, T. E.: ‘An Open Source Platform for Collaborating on Smart Grid Research’. Proc. 2011 **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Detroit, MI, USA, pp. 1-7, 2011.
- [70] Chen, T. H., Chen, M. S., Hwang, K. J., Kotas, P., Chebli, E. A.: ‘Distribution system power flow analysis-a rigid approach’, **IEEE Trans. Power Delivery**, pp. 1146-1152, 1991.
- [71] Montoya, O. D., Garrido, V. M., Gil-González, W., e Grisales-Noreña, L. F., “Power Flow Analysis in DC Grids: Two Alternative Numerical Methods”, **IEEE Transactions on Circuits and Systems—II: Express Briefs**, Vol. 66, No. 11, pp. 1865-1869, 2019.
- [72] Garces, A., “Uniqueness of the power flow solutions in low voltage direct current grids”, **Electric Power Systems Research**, vol. 15, pp. 149–153, 2019.
- [73] Singh, R., Pal, B. C. e Vinter, R. B., “Measurement Placement in Distribution System State Estimation”, in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 24, no. 2, pp. 668-675, May 2009.
- [74] Li, Z., Shahidehpour, M., Aminifar, F., Alabdulwahab, A., Al-Turki, Y. ‘Networked Microgrids for Enhancing the Power System Resilience’, **Proceedings of the IEEE**, pp. 1289-1310, 2017.
- [75] Khodayar, M., Barati, M., Shahidehpour, M.: ‘Integration of High Reliability Distribution System in Microgrid Operation’, **IEEE Trans. Smart Grid**, pp. 1997-2006, 2012.

- [76] Chen, C., Wang, J., Qiu, F. e Zhao, D., "Resilient Distribution System by Microgrids Formation After Natural Disasters," in **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 7, no. 2, pp. 958-966, 2016.
- [77] Jabr, R. A., Dzafic, I., Pal, B. C.: 'Compensation in Complex Variables for Microgrid Power Flow', **IEEE Trans. Power Systems**, pp. 3207-3209, 2018.
- [78] Pompodakis, E. E., Kryonidis, G. C., e Alexiadis, M. C., "A Comprehensive Load Flow Approach for Grid-Connected and Islanded AC Microgrids", **IEEE Trans. on Power Systems**, Vol. 35, No. 2, pp. 1143-1155, 2020.
- [79] Vilaisarn, Y. e Abdelaziz, M. "An inversion-free sparse Zbus power flow algorithm for large-scale droop controlled islanded microgrids", **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Vol. 121, Art. 106048, 2020.
- [80] Maulik, A., Das, D., "Application of linearised load flow method for droop-controlled DCMGs", **IET Generation, Transmission & Distribution**, Vol. 14 Iss. 6, pp. 1114-1126, 2019.
- [81] Montoya OD, Grisales-Noreña LF, González-Montoya D, Ramos-Paja C, Garces A. Linear power flow formulation for low voltage DC power grids. **Elect. Power Systems Research**, 2018.
- [82] Eajal, A. A., Abdelwahed, M. A., El-Saadany, E. F. e Ponnambalam, K., "A Unified Approach to the Power Flow Analysis of AC/DC Hybrid Microgrids," in **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 7, no. 3, pp. 1145-1158, July 2016.
- [83] Beerten, J., e Belmans, R., "Development of an open source power flow software for high voltage direct current grids and hybrid AC/DC systems: MATA CDC," **IET Generation, Transmission & Distribution**, vol. 9, no. 10, pp. 966–974, 2015.
- [84] Beerten, J., Cole, S. e Belmans, R., "A sequential AC/DC power flow algorithm for networks containing Multi-terminal VSC HVDC systems," **IEEE PES General Meeting**, Providence, RI, pp. 1-7, 2010.
- [85] Hertem, D. V., Bellmunt, O. G., Liang, J., **HVDC GRIDS For Offshore and Supergrid of the Future**. Wiley-IEEE Press, 2016.

- [86] Stagg, G. W. e El-Abaid, A. H., **Computer Methods in Power System Analysis**, McGraw-Hill, 1968.
- [87] Kocar, I., Mahseredjian, J., Karaagac, U., Soykan, G., Saad, O.: ‘Multiphase Load-Flow Solution for Large-Scale Distribution Systems Using MANA’, **IEEE Trans. Power Delivery**, 29, (2), pp. 908–915, 2014.
- [88] Grainger, J. J. e Stevenson, W. D., **Power Systems Analysis**, McGraw-Hill, 1994.
- [89] Brown, H. E., “**Solution of Large Networks by Matrix Methods**”, John Wiley & Sons, 1975.
- [90] Franco, N. B., **Cálculo Numérico**, Pearson-Prentice Hall, 2007.
- [91] Torres, G. L., Quintana, V. H.: “An Interior-Point Method for Nonlinear Optimal Power Flow Using Voltage Rectangular Coordinates”, **IEEE Trans. on Power Systems**, 13, (4), pp. 1211-1218, 1998.
- [92] IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group, <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>, acessado em 16 de Outubro de 2019.
- [93] Gönen, T. **Electrical Machines with MATLAB**, 2nd Ed., Boca Raton: CRC Press, 2012.
- [94] Silva, A. M. L. da e Castro, A. M., “Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Method”, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 34, No. 2, pp. 1193-1202, 2019.
- [95] Martí, J. R., Ahmadi, H., Bashualdo, L. “Linear Power-Flow Formulation Based on a Voltage-Dependent Load Model”, **IEEE Trans. on Power Delivery**, vol. 28, pp. 1682-1690, 2013.
- [96] Ahmadi, H., Martí, J. R. e Meier, A. V., “A Linear Power Flow Formulation for Three-Phase Distribution Systems”, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 31, pp. 5012-5021, 2016.
- [97] Garces A., "A Linear Three-Phase Load Flow for Power Distribution Systems," in **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 31, pp. 827-828, 2016.
- [98] Rajcic D, Taleski R. “Two novel methods for radial and weakly meshed network

- analisi”. **Electric Power Systems Research**, 48(2): pp 79-87, 1998.
- [99] Todorovski M, Rajicic D. “Handling three-winding transformers and loads in short circuit analysis by the admittance summation method”. **IEEE Trans. on Power Systems**, 18(3), pp. 993-1000, 2003.
- [100] Yang, J., Zhang, N., Kang, C. e Xia, Q., "A State-Independent Linear Power Flow Model With Accurate Estimation of Voltage Magnitude," in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 32, no. 5, pp. 3607-3617, 2017.
- [101] Silva, B., F A., **Método Híbrido Baseado no Algoritmo k-means e Regras de Decisão para Localização das Fontes de Variações de Tensões de Curta Duração no Contexto de Smart Grid**, Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Dinâmicos - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.
- [102] Yang, Z., Zhong, H., Bose, A., Zheng, T., Xia, Q. e Kang, C., “A Linearized OPF Model With Reactive Power and Voltage Magnitude: A Pathway to Improve the MW-Only DC OPF”, **IEEE Trans. on Power Systems**, vol. 33, pp. 1734-1745, 2018.
- [103] Yuan, H., Li, F., Wei, Y. e Zhu, J., “Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks With Application in Distribution LMP”, **IEEE Trans. on Smart Grid**, vol. 9, pp. 438 – 448, 2018.
- [104] Wood, A. J., Wollenberg, B. F. e Sheblé, G. B., **Power Generation, Operation, and Control**, 3ª Ed., Wiley-Interscience, Novembro, 2013.
- [105] Momoh, J. A., **Electric Power System Applications of Optimization**, CRC Press, 2ª Ed., 2008.
- [106] Cain, M. B. e O’neill, R. P. e Castillo, A., “**History of Optimal Power Flow and Formulations Optimal Power Flow-Optimal Power Flow Paper 1**”, Federal Energy Regulatory Commission, 2012.
- [107] Eajal, A. A., Yazdavar, A. H., El-Saadany, E. F., Salama, M. M. A., “Optimizing the Droop Characteristics of AC/DC Hybrid Microgrids for Precise Power Sharing”, **IEEE Systems Journal**, pp. 1-10, 2020

- [108] Abdelaziz, M. M. A., Farag, H. E., El-Saadany, E. F. “Optimum Droop Parameter Settings of Islanded Microgrids With Renewable Energy Resources”, **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Vol. 5, No. 2, pp. 434–445, 2014.
- [109] Abdelaziz, M. M. A., Shaaban, M. F., Farag, H. E. e El-Saadany, E. F., “A Multistage Centralized Control Scheme for Islanded Microgrids With PEVs”, **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Vol. 5 , No. 3, pp. 927–937, 2014.
- [110] Filho, J. M. “**Instalações Elétricas Industriais**”, LTC, 2007.
- [111] Araújo, J. R. “**Avaliação Da Confiabilidade Da Operação Ihada De Microrrede**”. Monografia, Curso de Engenharia Elétrica, UFMA, 2015.
- [112] Lin, X., Shu, T., Tang, J., Yang, Y., Liu, F., Zheng, J. e Peng, S., “An Unscented Transformation Based Probabilistic Power Flow for Autonomous Hybrid AC/DC Microgrid with Correlated Uncertainty Sources,” in **IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration**, pp. 1-6. 2018.
- [113] Pan, Z., Liu, J., Fu, H., Ding, T., Xu, Y. e Tong, X., “Probabilistic voltage quality evaluation of islanded droop-regulated microgrid based on non-intrusive low rank approximation method”. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, vol. 117, 2020.
- [114] Chagas, E. A., Rodrigues, A. B. e Silva, M. G., “Probabilistic Power Flow for Power Quality Assessment of Islanded Microgrid,” in **IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**, pp. 1-6, 2018.
- [115] Wang, H., Yan, Z., Xu, X. e He, K., “Evaluating Influence of Variable Renewable Energy Generation on Islanded Microgrid Power Flow”, **IEEE Access**, vol. 6, pp. 71339–71349, 2018.
- [116] Liu, Z., Yang, J., Zhang, Y., Ji, T., Zhou, J. e Cai, Z., “Multi-Objective Coordinated Planning of Active-Reactive Power Resources for Decentralized Droop-Controlled Islanded Microgrids Based on Probabilistic Load Flow”, **IEEE Access**, vol. 6, pp. 40267 - 40280, Jul. 2018.
- [117] Peng, H., Su, M., Li, S. e Li, C., “View All Authors Static Security Risk

- Assessment for Islanded Hybrid AC/DC Microgrid”, , **IEEE Access**, vol. 7, pp. 37545 - 37554, 2019.
- [118] Chen P., Chen Z., Bak-Jensen, B., “Probabilistic Load Flow: A Review,” in **Proc. Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, pp. 1586-1591, 2008.
- [119] Prusty, B. R. e Jena, D., “A critical review on probabilistic load flow studies in uncertainty constrained power systems with photovoltaic generation and a new approach,” **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 69, pp. 1286–1302, 2017.
- [120] Eto, J. H.; Lacomme, K. H.; Caswell, H. C.; Till, D. Distribution system versus bulk power system: identifying the source of electric service interruptions in the US. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 13, n. 5, pp. 717-723, 2019.
- [121] Brown, R. E, “Electric Power Distribution Reliability”, 2^a ed., CRC Press, 2009.
- [122] Kagan, N., Robba, E. J. e Schmidt, H. P. **Estimação de Indicadores de Qualidade de Energia Elétrica**. Edgard Blücher, 2009.
- [123] Chowdhury, A. , Koval, D., **Power Distribution System Reliability: Practical methods and Applications**, Wiley-IEEE Press, 2011.
- [124] Baboli, P. T., "Flexible and overall reliability analysis of hybrid AC–DC microgrid among various distributed energy resource expansion scenarios," in **IET Generation, Transmission & Distribution**, vol. 10, no. 16, pp. 3978-3984, 2016.
- [125] Allam, M. A., Hamad, A. A. e Kazerani, M., "A Sequence-Component-Based Power-Flow Analysis for Unbalanced Droop-Controlled Hybrid AC/DC Microgrids," in **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, vol. 10, no. 3, pp. 1248-1261, 2019.
- [126] Ghadiri, A., Mousavizadeh, S. e Haghifam, M. R., "Reliability assessment of possible AC/DC distribution system configurations," **International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**, Durham, 2014, pp. 1-6, 2014.

- [127] Xu, X., Tai, N., Hu, Y., Wang, W., Zheng, F. e He, W., "Reliability calculation of AC/DC hybrid distribution network with a solid-state transformer," in **The Journal of Engineering**, vol. 2019, no. 16, pp. 3067-3071, 2019.
- [128] Billinton R. e Li., W., **Reliability Assement of Electical Power Systems Using Monte Carlo Methods**, New York:Springer, 1994.
- [129] Wang, P., "**Reliability Cost/Worth Considerations in Distribution System Evaluation**", Ph.D. Thesis, University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan, 1998.
- [130] Wang P. e Billinton R., "Time Sequential DistributionSystem Reliability Worth Analysis Considering Time Varying Load and Cost Models", **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 14, No. 3, pp. 1046-1051, 1999.
- [131] Wang, P. e Billinton, R., "Reliability Benefit Analysis of Adding WTG to a Distribution System", **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Vol. 16, No. 2, pp. 134-139, 2001.
- [132] T. Gönen, **Eletric Power Distribution Engineering**, 3rd ed., Boca Raton: CRC Press, 2014.
- [133] Allan, R. N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L. e K. So, S., "A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results," in **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 6, no. 2, pp. 813-820, 1991.
- [134] Neto, A. C., **Análise da Confiabilidade Em Redes de distribuição Radiais: Reconfiguração e Alocação de Geração Distribuída**, Dissertação - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Eletricidade, Universidade Federal do Maranhão, 2006
- [135] Billinton, R. and Allan, R. N. "**Reliability Evaluation of Power Systems**", 2^a ed., Plenum Press, 1996.
- [136] Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G., Shelby, J., "The National Solar Radiation Data Base (NSRDB)," **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, vol. 89(C), , pp. 51-60, 2018.

- [137] Silva, E. N. M., Rodrigues, A. B., Silva, M da G da, Stochastic assessment of the impact of photovoltaic distributed generation on the power quality indices of distribution networks, **Electric Power Systems Research**, Volume 135, pp 59-67, 2016.
- [138] Power System Group of the Federal University of Maranhão (UFMA). “**Reliability optimization in electric energy distribution networks**”, Research & Development Project–Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), Final Report, Janeiro 2002–Dezembro 2002.
- [139] Kurohane, K., Senjyu, T., Yona, A., Urasaki, N., Goya, T. e Funabashi, T., "A Hybrid Smart AC/DC Power System," in **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 1, no. 2, pp. 199-204, 2010.

Apêndice A

O diagrama unifilar do alimentador real da Forquilha da concessionária de distribuição do Maranhão (Equatorial Maranhão) possui 1438 nós. Este alimentador foi desconectado da barra da subestação a fim de avaliar o desempenho dos fluxos de potência desenvolvidos para microrredes de grande porte. Neste trabalho este alimentador será denominado de microrrede MG-1438 CA. Os dados do MG-1438 CA podem ser obtidos a partir da referência [138]. A Tabela A.1 mostra alguns dados do MG-1438 CA.

Para que a operação no modo ilhado da MG-1438 CA seja viável é necessário alocar e determinar os parâmetros do controle droop das GD, tais como potência de referência e constante droop, pois originalmente não há nenhum GD no alimentador para suprir a sua carga. Nas próximas subseções são apresentadas as estratégias para:

- i) Alocação das GD;
- ii) Estimação dos parâmetros do controle droop das GD;
- iii) Determinação dos valores de referência das potências geradas (ativa e reativa) e do módulo da tensão nas GD.

Tabela A.1 – Dados da MG-1438 CA

Número de nós	1438
Número de ramos	1437
Número de consumidores	148
Potência ativa das cargas da microrrede	4,7597 MW
Potência reativa das cargas da microrrede	2,9560 MVar
Tensão base	13,8 kV
Potência Base	1000 kVa
Frequência base	60 Hz
Frequência angular base	376,9911 rad/s

A.1 Alocação das GD na MG-1438 CA

A alocação das GD pode ser formulada como um problema de otimização com o objetivo de minimizar os custos de expansão (custos dos geradores) e de operação (custos das perdas) sujeito a restrições técnicas (tais como, o carregamento nos ramos, queda de tensão, metas para indicadores de qualidade de energia, etc.) e econômicas (limites de orçamento ou número

máximo de GD que pode ser instalado). Este problema de otimização pode ser solucionado tanto por técnicas de programação matemática (programação linear inteira mista, programação cônica, programação não-linear inteira mista, etc.) como meta-heurísticas (algoritmos genéticos, enxames de partículas, busca harmônica, etc.). Adicionalmente, também pode-se considerar incertezas associadas com a natureza estocástica da rede de distribuição, tais como: erros de previsão de carga, intermitência das GD renováveis (solar e eólico), falhas nos equipamentos, etc. Todavia, o principal objetivo deste estudo é a validação dos algoritmos propostos e não a proposição de uma metodologia de alocação de GD. Desta forma, a alocação de GD no sistema-teste MG-1438 CA foi realizada usando um algoritmo heurístico simples baseado na varredura topológica da rede de distribuição. O algoritmo conceitual do procedimento de alocação de GD usado nesta tese de doutorado é apresentado a seguir:

1. Definir a potência de aparente da GD a ser instalada, S_{GD} ;
2. A partir do consumidor mais distante até a subestação, acumular a potência aparente dos consumidores, S_{load}^{accum} . Quando S_{load}^{accum} for maior que S_{GD} , então aloca uma GD nesse ponto e zere S_{load}^{accum} . E a partir da ultima GD alocada acumule S_{load}^{accum} em direção a barra de referência e quando, novamente, S_{load}^{accum} for maior que S_{GD} aloque outra GD nesse ponto. Repita esse processo até chegar na barra de referência.

Para uma GD de potência ativa e reativa de 500 kW e 375kVar, respectivamente. Com base no algoritmo conceitual descrito anteriormente foram alocadas 10 GD no sistema MG-1438 CA. A alocação destes geradores no diagrama unifilar georreferenciado do sistema-teste MG-1438 CA é ilustrada na Figura A.1. A partir desta figura, pode-se observar que as GD ficaram bem distribuídos ao longo do alimentador e que 8 das 10 GD foram instalados na região com maior densidade de carga.

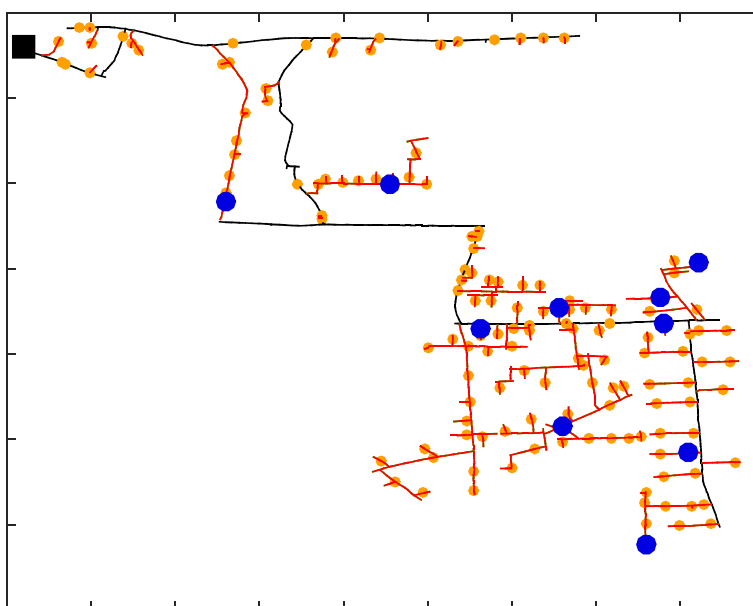


Figura A.1 – Diagrama unifilar georreferenciado do MG-1438 CA com GD.

Fonte: Elaboração própria.

A.2 Cálculo da Constante Droop para as GD da MG-1438 CA

As constantes do controle droop para a microrrede MG-1438 CA foram calculadas usando as equações (A.1) e (A.2) [38]. A Tabela A.3 mostra os parâmetros e os valores estimados das constantes droop, m_i e n_i , onde: f_{max} (ω_{max}) e f_{min} (ω_{min}) são os valores máximo e mínimo da frequência da microrrede, respectivamente, em Hz (rad/seg); $\omega_{max} = 2\pi f_{max}$ e $\omega_{min} = 2\pi f_{min}$.

$$m_i = \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_{g_i}^{max}} \quad (A.1)$$

$$n_i = \frac{V_i^{max} - V_i^{min}}{Q_{g_i}^{max} - Q_{g_i}^{min}} \quad (A.2)$$

Tabela A.3 – Parâmetros para estimação das constantes droop

Controle Droop Pf		Controle Droop QV	
f_{max}	60,5 Hz	V_i^{max}	1,05 pu
f_{min}	59,8 Hz	V_i^{min}	0,95 pu
$P_{G,max}$	625 kW	$Q_{g_i}^{max}$	469 kVar
m_i	0,0187 pu	n_i	0,2132 pu