



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

CONTRIBUIÇÕES PARA O FLUXO DE CARGA EM MICRORREDES EM OPERAÇÃO ISOLADA

Iasmim Andrade Almeida

SÃO LUÍS
2021

Iasmim Andrade Almeida

**CONTRIBUIÇÕES PARA O FLUXO DE CARGA EM
MICRORREDES EM OPERAÇÃO ISOLADA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Osvaldo Ronald Saavedra
Mendez

Coorientador: Dr. Denisson Queiroz Oliveira

SÃO LUÍS

2021

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Diretoria Integrada de Bibliotecas/UFMA

Almeida, Iasmim Andrade.

Contribuições para o Fluxo de Carga em Microrredes em
Operação Isolada / Iasmim Andrade Almeida. - 2021.

127 p.

Coorientador(a): Denisson Queiroz Oliveira.

Orientador(a): Osvaldo Ronald Saavedra Mendez.

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

1. Controle Droop. 2. Fluxo de Carga. 3. Geração
Distribuída. 4. Métodos Desacoplados. 5. Microrredes. I.
Mendez, Osvaldo Ronald Saavedra. II. Oliveira, Denisson
Queiroz. III. Título.

CONTRIBUIÇÕES PARA O FLUXO DE CARGA EM MICRORREDES EM OPERAÇÃO ISOLADA

Iasmim Andrade Almeida

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Dissertação aprovada em 05 de agosto de 2021.

OSVALDO RONALD SAAVEDRA MENDEZ, DR.

ORIENTADOR

DENISSON QUEIROZ OLIVEIRA, DR.

COORIENTADOR

SHIGEAKI LEITE LIMA, DR.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO

BARTOLOMEU FERREIRA DOS SANTOS JUNIOR, DR.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ

*Dedico este trabalho a meus pais,
Professor Carlos Almeida e Professora Maria de Jesus,
meus primeiros e mais sábios Mestres.*

AGRADECIMENTOS

Ao Senhor Jesus Cristo e à sua Santíssima Mãe, Nossa Senhora, pela conforto e proteção oferecidos a mim durante toda minha vida, e em especial, nestes dois últimos anos.

À Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão (FAPEMA) pelo suporte financeiro e incentivo oferecido ao desenvolvimento desta pesquisa.

Ao Professor Osvaldo Saavedra, pela dedicação e incentivo oferecido à orientação deste trabalho. Sua dedicação à docência e à pesquisa científica, além de admirável; é para mim, uma referência de excelência profissional a ser seguida.

Ao Professor Denisson Oliveira, pela valiosa e essencial contribuição técnica oferecida durante a coorientação deste trabalho.

Ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energias Oceânicas e Fluviais (INEOF) e ao Instituto de Energia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão (IEE-UFMA), por todo o suporte e recursos oferecidos ao desenvolvimento desta pesquisa. Sou imensamente grata a todos os professores, alunos e colaboradores do INEOF e do IEE-UFMA pois, através de seus trabalhos compromissados e de alto nível, vocês despertaram em mim grande respeito e amor à pesquisa científica.

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Maranhão (PPGEE-UFMA) pela valiosa formação científica, profissional e humana oferecida a mim.

Aos meus pais, Carlos e Maria de Jesus, e minha irmã Laysa, pelo incentivo que sempre ofereceram à minha formação profissional. Jamais poderei retribuir à altura seus esforços e renúncia pessoal para possibilitar a realização dos meus sonhos. Estejam certos que vocês são a minha maior motivação para seguir avante.

Você não pode esperar construir um mundo melhor sem melhorar as pessoas. Para este fim, cada um de nós deve trabalhar pelo seu próprio aperfeiçoamento e, ao mesmo tempo, compartilhar uma responsabilidade coletiva por toda a humanidade.

Marie Curie

RESUMO

O Fluxo de Carga é uma técnica iterativa que visa determinar o ponto de operação estático de uma rede elétrica, ou seja, as tensões complexas em todas as barras. Este cálculo também permite conhecer as potências que fluem através de todos os elementos da rede, bem como, as perdas elétricas. Portanto, trata-se de uma ferramenta essencial para estudos de estabilidade, planejamento, expansão e operação de qualquer rede elétrica. Em geral, em redes de transmissão, redes de distribuição ou mesmo em microrredes que operam conectadas a uma rede principal, este cálculo pode ser realizado por meio de métodos convencionais, como o Método Newton-Raphson e os métodos conhecidos como desacoplados. Entretanto, no caso particular, de microrredes em operação isolada, a aplicação destes métodos convencionais enfrenta limitações, uma vez que este tipo de rede apresenta uma série de características singulares, tais como a ausência de barra de referência e a existência de significativas flutuações da frequência elétrica. Esta dissertação, portanto, apresenta uma estratégia alternativa para solucionar o Fluxo de Carga de microrredes em operação isolada, de baixo custo computacional, estendendo e adequando o método de fluxo de carga desacoplado rápido clássico para este tipo de aplicação. A solução proposta foi aplicada em duas microrredes-teste, de 6 e 38 barras, com múltiplas gerações distribuídas e tipologias de carga. Os resultados obtidos nos testes demonstraram sua viabilidade e precisão, validando assim a metodologia proposta.

Palavras-chave: Fluxo de Carga; Microrredes; Controle *Droop*; Geração Distribuída; Métodos Desacoplados.

ABSTRACT

The Load Flow is an iterative technique that determines the static operating point of an electrical power network, that is, the complex voltages in all its buses. Load Flow is a tool that also allows knowing the power flows through all elements of an electrical network, as well as its electrical losses. Therefore, it is an essential tool for stability studies, planning, expansion and operation of any electrical system. In general, in transmission networks, distribution networks or even in microgrids that operate connected to a main grid, this calculation can be done through conventional methods, such as the Newton-Raphson method and the methods known as decoupled. However, in the particular case of microgrids in isolated operation, the application of these conventional methods has limitations, since this type of network presents a series of particular characteristics that cannot be modeled in conventional Load Flow approaches, such as the absence of a slack bus and the presence of significant fluctuations in electrical frequency. This dissertation presents an alternative strategy to solve the Load Flow of isolated microgrids, with low computational cost, based on the application of the classic fast decoupling theory. The proposed strategy was applied in two test systems, a 6-bus and a 38-bus microgrid, with multiple distributed generations and load types. The results obtained in the tests performed, demonstrated its feasibility and accuracy, thus validating the proposed methodology.

Keywords: Load Flow; Microgrids; Droop Control; Distributed Generation; Decoupled Methods.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura de uma microrrede CA.	10
Figura 2.2 – Controle Hierárquico em Microrredes CA.....	29
Figura 2.3 –Circuito simplificado de um conversor conectado a uma barra CA.	31
Figura 2.4 – Curvas de estatismo do controle <i>droop</i> convencional: (a) $P-\omega$ e (b) $Q-V$	33
Figura 3.1 – Representação gráfica do Método de Newton.	40
Figura 3.2 – Fluxograma do Método Newton-Raphson Modificado.	58
Figura 4.1 – Fluxograma do Algoritmo Proposto.....	75
Figura 5.1 – Microrrede de 6 barras.	77
Figura 5.2 – Microrrede de 38 barras.	78
Figura 5.3 – Potências ativas das cargas e gerações calculadas em cada iteração para o sistema de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.	81
Figura 5.4 – Potências reativas das cargas e gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.	81
Figura 5.5 – Resíduos de potência ativa calculados em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.....	82
Figura 5.6 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras PQ para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.	82
Figura 5.7 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras DROOP para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.	83
Figura 5.8 – Potências ativas das cargas e gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.	86
Figura 5.9 – Potências reativas das cargas e gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.	87

Figura 5.10 – Resíduos de potência ativa calculados em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.	87
Figura 5.11 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras PQ para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.	88
Figura 5.12 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras DROOP para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.	88
Figura 5.13 – Potências ativas das gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 38 barras.	92
Figura 5.14 – Potências reativas das gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 38 barras.	93
Figura 5.15 – Resíduos de potência ativa calculados em cada iteração para o sistema-teste de 38 barras.	93
Figura 5.16 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras PQ para o sistema-teste de 38 barras.	94
Figura 5.17 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras DROOP para o sistema-teste de 38 barras.	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Características técnicas das tecnologias de armazenamento de energia citadas..	19
Tabela 2.2 – Comparação entre as tecnologias de armazenamento de energia citadas.....	20
Tabela 2.3 – Interfaces típicas de conexão de Recursos Energéticos Distribuídos.....	25
Tabela 3.1 – Classificação básica dos tipos de barras em microrredes isoladas	53
Tabela 4.1 – Classificação hipotética dos tipos de barras em microrredes isoladas	61
Tabela 5.1 – Classificação das barras pertencentes à Microrrede de 6 barras.....	77
Tabela 5.2 – Dados das cargas da Microrrede de 38 barras.	78
Tabela 5.3 – Dados das Gerações Distribuídas da Microrrede de 38 barras.	79
Tabela 5.4 – Classificação das barras pertencentes à Microrrede de 38 barras.....	79
Tabela 5.5 – Resultados do algoritmo proposto para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.....	80
Tabela 5.6 – Influência do fator de aceleração na convergência do algoritmo proposto aplicado ao sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.	84
Tabela 5.7 – Resultados do algoritmo proposto para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.....	86
Tabela 5.8 – Influência do fator de aceleração na convergência do algoritmo proposto aplicado ao sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.	89
Tabela 5.9 – Resultados do algoritmo proposto no sistema-teste de 38 barras.....	91
Tabela 5.10 – Influência do fator de aceleração na convergência do algoritmo proposto aplicado ao sistema-teste de 38 barras.....	95
Tabela 5.11 – Custo computacional do processo iterativo do método proposto.	97

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AP	-	Algoritmo Proposto
AVR	-	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CA	-	Corrente Alternada
CC	-	Corrente Continua
CERTS	-	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CHP	-	<i>Combined Heat and Power Systems</i>
CIGRÉ	-	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
DNO	-	<i>Distribution Network Operator</i>
DOE	-	<i>U.S. Department of Energy</i>
GD	-	Geração Distribuída
IEEE	-	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
LC	-	<i>Load Controller</i>
Li-íon	-	Baterias de íons de Lítio
MC	-	<i>Microsource Controller</i>
MGCC	-	<i>Microgrid Central Controller</i>
MNR	-	<i>Modified Newton Raphson Method</i>
MO	-	<i>Market Operator</i>
MPPT	-	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NaS	-	Baterias de Sódio-Enxofre
NiCd	-	Baterias de Níquel-cádmio
PbA	-	Baterias de Chumbo-ácido
PCC	-	<i>Point of Common Coupling</i>
PSB	-	Baterias de Fluxo de Brometo de Polissulfeto
SC	-	Supercapacitores
SEP	-	Sistema Elétrico de Potência
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
VI	-	Volante de Inércia
VRB	-	Baterias de Fluxo Redox de Vanádio

- VSI - *Voltage Source Inverter*
- ZBB - Baterias de Fluxo de Zinco-Bromo

SUMÁRIO

Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1 Contextualização.....	1
1.2 Objetivos.....	4
1.2.1 Objetivo Geral	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Estrutura do Trabalho	5
Capítulo 2 - Microrredes.....	6
2.1 Conceituação e caracterização	9
2.2 Benefícios proporcionados pela integração de microrredes ao Sistema Elétrico ...	12
2.3 Arquitetura de uma microrrede isolada CA.....	13
2.3.1 Gerações Distribuídas	14
2.3.2 Sistemas de Armazenamento de Energia.....	17
2.3.3 Cargas	21
2.3.4 Conversores	24
2.3.5 Sistema de Controle	27
2.4 Controle Droop em Microrredes.....	31
Capítulo 3 - Fluxo de Carga em Redes Elétricas	35
3.1 Conceitos Básicos.....	35
3.2 Modelagem Convencional do Problema do Fluxo de Carga.....	37
3.3 Métodos Convencionais para Solução do Fluxo de Carga em Redes Elétricas	40
3.3.1 Método de Newton-Raphson	40
3.3.2 Método Desacoplado Rápido.....	45
3.4 Fluxo de Carga em Microrredes Isoladas	48
3.4.1 Modelagem do Problema do Fluxo de Carga em Microrredes Isoladas.....	49
3.4.1.1 Potências Injetadas pelas Unidades de Geração com Controle <i>Droop</i>	49
3.4.1.2 Potências Injetadas pelas Cargas	50
3.4.1.3 Matriz de admitância nodal da rede.....	51
3.4.1.4 Injeções de Potência Nodais	52
3.4.1.5 Sistema de Equações a ser solucionado pelo Fluxo de Carga:	53

3.4.2 Método Newton Raphson Modificado.....	54
Capítulo 4 - Estratégia proposta para solução do Fluxo de Carga em Microrredes em operação isolada.....	59
4.1 Modelagem Matemática dos Elementos da Microrrede Isolada.....	60
4.1.1 Classificação dos Barramentos	60
4.1.2 Potências injetadas em Barras com geração <i>droop</i>	61
4.1.3 Potências injetadas em Barras conectadas a cargas	62
4.1.4 Matriz de admitância nodal da rede	63
4.1.5 Injeções de Potência Nodais	64
4.1.6 Perdas de potência ativa da microrrede	64
4.2 Dedução da Solução Proposta	65
4.2.1 Laço de ajuste dos ângulos das tensões nodais.....	65
4.2.2 Laço de ajuste da frequência da Microrrede.....	66
4.2.3 Laço de ajuste do módulo das tensões nodais nas Barras PQ.....	68
4.2.4 Laço de ajuste do módulo das tensões nodais nas Barras DROOP	68
4.2.5 Avaliação de Convergência do Método.....	69
4.3 Algoritmo da Solução Proposta	72
Capítulo 5 - Resultados	76
5.1 Descrição dos Sistemas Teste	76
5.1.1 Sistemas Teste de 6 Barras	76
5.1.2 Sistemas Teste de 38 Barras	77
5.2 Resultados obtidos	79
5.2.1 Sistemas de 6 Barras – Cargas de Potência Constante	79
5.2.2 Sistemas de 6 Barras – Cargas de Impedância Constante	85
5.2.3 Sistemas de 38 Barras	90
5.3 Análise dos resultados obtidos.....	96
Capítulo 6 - Conclusões.....	98
6.1 Principais contribuições deste trabalho.....	99
6.2 Sugestões de Trabalhos Futuros	100
Referências	101

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

O Fluxo de Carga é uma técnica que visa conhecer o ponto de operação estático de uma rede elétrica, caracterizado pela magnitude e ângulo das tensões dos barramentos, para uma dada condição de geração e carga. Permite ainda determinar grandezas tais como a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa nos ramos da rede e perdas elétricas.

Na modelagem do problema Fluxo de Carga, a cada barra são associadas quatro variáveis: magnitude e ângulo das tensões dos barramentos, injeção líquida de potência ativa e reativa nos barramentos. A solução para o problema é então encontrada resolvendo um conjunto de equações e inequações algébricas não lineares que descrevem o comportamento em regime permanente da rede de interesse, por meio de métodos iterativos, cuja solução a cada iteração espera-se que convirja para o estado da rede analisada [1].

O Fluxo de Carga é requerido em estudos de estabilidade, planejamento, expansão controle e operação de qualquer rede elétrica [1] [2] [3]. Assim, devido a importância, observa-se na literatura técnica diversos métodos desenvolvidos para solucioná-lo. Entre os quais, por sua popularidade, relevância e performance, inicialmente aqui destaca-se: o Método de Newton-Raphson [4] e os Métodos Desacoplados [5] [6] [7].

O Método de Newton-Raphson, proposto em [4], tem como principal vantagem a taxa de convergência quadrática [1] [2] [8]. Contudo, para atingir tal performance, é necessário o conhecimento prévio da região em que se encontra a solução do problema, pois este algoritmo é baseado na definição de um ponto ou estimativa inicial que é a cada iteração corrigido até convergir a uma solução final. Os métodos desacoplados, apresentados em [5] [6] [7], podem

ser entendidos como simplificações do Método Newton-Raphson e são fundamentados no forte acoplamento observado entre potência ativa e ângulos de fase ($P-\theta$) e entre potência reativa e tensões ($Q-V$). Esta abordagem de desacoplamento conduz a aproximações matemáticas capazes de solucionar o problema de Fluxo de Carga de forma rápida, precisa e bem menos custosa computacionalmente [7].

Todos estes métodos apresentados, conhecidos também como Métodos Convencionais, são altamente eficientes para utilização em Redes de Transmissão; podendo também serem aplicados a Redes de Distribuição e Microrredes operando conectadas a uma rede principal.

Entretanto, enfrentam limitações quando aplicados ao caso particular de microrredes operando em modo isolado. Estes algoritmos partem do pressuposto de que há barramento *slack* na rede e de que a frequência elétrica desta é constante e previamente conhecida, e estas são características não atendidas por microrredes isoladas.

Logo, é essencial para estes métodos que a rede apresente um barramento de referência, que consiste em uma barra conectada a uma unidade geradora que fecha os balanços de potência do sistema. Por este fato, a unidade de referência precisa ter capacidade de geração variável e em uma ampla faixa de valores, de modo a estar apta a realizar desde pequenos despachos até despachos muito superiores às outras gerações conectadas à mesma rede.

Uma microrrede pode ser entendida como um conjunto de cargas, gerações distribuídas e sistemas de armazenamento de energia localizados juntos ou geograficamente muito próximos entre si, atuando de forma interligada, de modo que este conjunto é visualizado por qualquer ente externo como uma única rede elétrica controlável, que possui capacidade de operar conectada ou não a outras redes elétricas [9] - [13].

Quando uma microrrede opera conectada a uma rede externa, a barra que a interliga à rede principal funciona como uma barra infinita, isto é, uma barra conectada a uma fonte de potência capaz de manter constante sua tensão e frequência terminal, independente das condições da microrrede.

Já no caso de microrredes em operação ilhada, há a perda desta referência, e assim frequência e tensões da microrrede são controladas em sua totalidade pelos próprios dispositivos pertencentes a esta. Normalmente, este controle é realizado por meio de uma estratégia conhecida como controle *droop* de geração, baseado no compartilhamento de carga entre as gerações distribuídas.

Neste tipo de controle, a frequência da rede e as tensões locais dos barramentos são variáveis e diretamente relacionados ao nível de geração solicitado a cada geração distribuída, de modo que as relações de proporcionalidade entre estas variáveis são definidas por meio das

características próprias de cada geração distribuída singularmente. Em alguns casos, existe a possibilidade de considerar a geração distribuída com maior capacidade de geração como o novo barramento de referência do sistema, entretanto esta aproximação nem sempre é aplicável, uma vez que na maior parte das microrredes isoladas, mesmo os maiores geradores não contam com capacidade de geração suficiente para garantir o fechamento do balanço de potência da rede e, deste modo, atuar como a referência do sistema [14].

Um outro ponto é que os algoritmos de fluxo de carga tradicionais encontram o estado do sistema a partir da definição inicial de um valor fixo e conhecido da frequência de trabalho da rede e, portanto, as equações de modelagem da rede utilizadas nestes algoritmos não admitem que a frequência seja desconhecida ou mesmo que seja adicionada como uma variável adicional dentro do problema, uma vez que desvios de frequência afetam as impedâncias dos componentes da rede, tais como, linhas e cargas e, por consequência, também afetam a matriz de admitância nodal da rede (Y_{BUS}) e a própria solução do Fluxo de Carga.

Portanto, sabendo que o conceito de Microrredes Isoladas tem sido alvo de crescente interesse nos últimos anos e que o Fluxo de Carga é uma técnica essencial para análise de qualquer rede elétrica, diversos estudos que analisam a problemática do Fluxo de Carga em Microrredes Isoladas têm ganhado espaço na Literatura Técnica.

Na referência [15], por exemplo, é apresentado o Método Newton-Raphson Modificado, que consiste em um algoritmo especificamente voltado para a solução do Fluxo de Carga de Microrredes Isoladas CA com controle droop de geração. Neste estudo, os autores propõem a inserção de algumas modificações na modelagem convencional do Método Newton-Raphson apresentado em [4], de modo a adequá-lo à aplicação neste tipo de rede. Em [14], é proposto um algoritmo para a solução do Fluxo de Carga trifásico de Microrredes Isoladas com controle droop, também baseado no Método de Newton e na aplicação da teoria de região de confiança (*trust region*).

Em [16] foram investigadas as limitações na aplicação de técnicas convencionais para cálculo do Fluxo de Carga em Microrredes Isoladas CA com controle droop. Para isto, os autores realizaram uma análise comparativa que consistia em solucionar o Fluxo de Carga de duas microrredes isoladas, de 6 e 38 barras, a partir de duas técnicas diferentes: Um algoritmo convencional, no caso, o Método Newton-Raphson de [4] e; um algoritmo especificamente voltado para este tipo de rede, no caso, o Método Newton-Raphson Modificado de [15].

Assim, nos estudos de casos realizados, foi verificado que o estado encontrado pelo algoritmo convencional não coincidia com o estado operativo real das redes, em ambas as microrredes analisadas. Além disso, os autores de [16] também demonstraram

matematicamente, o extenso número de adaptações que devem ser aplicadas aos parâmetros originais de uma microrrede isolada em CA com controle droop, apenas para adequá-la à modelagem matemática permitida por um algoritmo convencional, como por exemplo: O desprezo das flutuações de frequência da rede e a imposição de níveis de geração fixos em Gerações Distribuídas que originalmente deveriam ter seus despachos variáveis dependentes das condições de carregamento da rede, entre outros pontos.

Assim, diante de toda esta problemática levantada quanto a aplicação em microrredes isoladas de técnicas convencionais para cálculo do Fluxo de Carga e da crescente relevância que discussões relacionadas a este tipo de rede tem alcançado na comunidade científica, observou-se a necessidade de explorar uma nova alternativa eficaz para solução do problema de Fluxo de Carga de Microrredes Isoladas, uma vez que técnicas convencionais não são adequadas para este tipo de rede.

Portanto, nesta dissertação será apresentada uma estratégia alternativa voltada especificamente para a solução do **Fluxo de Carga em Microrredes em Operação Isolada**, o qual consiste em uma extensão do algoritmo de desacoplamento rápido clássico proposto por [5].

O algoritmo proposto por este trabalho foi aplicado para a solução do Fluxo de Carga de duas microrredes-teste, de 6 e 38 barras, com múltiplas gerações distribuídas e tipologias de carga. Os resultados obtidos nos testes demonstraram viabilidade e precisão, validando assim a metodologia proposta.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

Estudar o problema do Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Modernas e propor uma extensão do método desacoplado rápido convencional para aplicação em Microrredes Isoladas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar uma revisão dos métodos para solução do fluxo de carga em redes elétricas, e mais especificamente, em microrredes isoladas;

- Verificar a aplicabilidade em microrredes isoladas de Métodos Convencionais para solução do fluxo de carga;
- Verificar a aplicabilidade da teoria de desacoplamento rápido em microrredes isoladas;
- Propor uma estratégia alternativa para solução do fluxo de carga em microrredes operando em modo isolado por meio da teoria de desacoplamento rápido.

1.3 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação é composta por sete capítulos, cuja descrição é feita a seguir:

No **Capítulo 2 - Microrredes**, é feita uma revisão bibliográfica sobre microrredes elétricas, em que são discutidas temáticas como: conceituação, características, classificações, arquitetura e estratégias de controle.

No **Capítulo 3 – Fluxo de Carga em Redes Elétricas**, é apresentada uma visão geral sobre a temática do Fluxo de Carga em Redes Elétricas. Neste capítulo é ainda, discutido de forma mais específica, o problema do Fluxo de Carga em microrredes isoladas.

No **Capítulo 4 - Estratégia proposta para solução do Fluxo de Carga em Microrredes em operação isolada**, é apresentada a modelagem matemática da estratégia proposta por este trabalho para solução do Fluxo de Carga em microrredes isoladas.

No **Capítulo 5 - Resultados**, são discutidos os resultados obtidos através aplicação da estratégia proposta para solução do problema do Fluxo de Carga em microrredes isoladas.

No **Capítulo 6 - Conclusões**, são apresentadas as conclusões oriundas desta pesquisa e sugestões de trabalhos futuros.

Capítulo 2

MICRORREDES

Os Sistemas Elétricos de Potência consistem em estruturas desenvolvidas com o objetivo principal de garantir o suprimento ininterrupto de energia elétrica; de forma padronizada, segura e confiável; através de um modelo hierárquico rígido, muito bem definido, baseado em três níveis ou subsistemas: Geração, Transmissão e Distribuição [17] [18].

O **Sistema de Geração** é responsável por produzir toda a energia elétrica para suprimento das cargas, consumidores finais e da própria infraestrutura do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Este suprimento tradicionalmente é feito seguindo um modelo centralizado, em que grandes plantas de geração, como Usinas Hidrelétricas e Térmicas, são as principais fontes supridoras das demandas energéticas do SEP. Por conta desta característica centralizada, há a necessidade de um **Sistema de Transmissão**, responsável por transportar toda esta energia produzida no nível de geração aos centros consumidores, através de uma rede de linhas de transmissão, que por questões de eficiência energética, opera em altos níveis de tensão. Por fim, ao chegar aos centros de consumo, a energia transportada tem seus níveis de tensão rebaixados para ser distribuída aos consumidores finais, por meio do **Sistema de Distribuição** [17] [18] [19].

Analisando esta logística de suprimento, é perceptível que o distanciamento entre cargas e fontes de geração é uma característica inerente à concepção dos SEPs convencionais, de forma que esta problemática associada a inúmeras questões técnicas, econômicas e ambientais, tem suscitado nos últimos anos crescentes esforços no sentido de desenvolver estratégias de descentralização dos Sistema de Potências, através da distribuição das fontes de geração de energia elétrica e da aproximação destas às cargas que suprem.

Entre alguns pontos que ilustram esta necessidade de descentralização e diversificação de suprimento energético, pode-se destacar que, tradicionalmente, **o fluxo de energia desde o Sistema de Geração até ao Consumidor final é unidirecional**. E esta característica implica em uma série de questões relacionadas à confiabilidade deste suprimento. Isto porque, contingências ocorridas nos estágios de geração e transmissão podem evoluir em efeito cascata, atingindo desde um centro consumidor a regiões inteiras do Sistema Elétrico.

Contextualizando esta afirmação ao caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), recentemente, no ano de 2018, uma falha na Subestação Xingu, no Estado do Pará, evoluiu para um blecaute no SIN: o desligamento automático de um disjuntor nesta subestação provocou a saída de diversas linhas transmissão e a abertura das Interligações dos Subsistemas Norte/Nordeste e Norte/Sudeste, causando ainda, a interrupção de praticamente todas as cargas do Subsistema Nordeste (99% das cargas) e Norte (93% das cargas); além de parte das cargas dos Subsistemas Sul (7% das cargas) e Sudeste/Centro-Oeste (5,5% das cargas) [20] [21].

Mais recentemente, em 2020, a ocorrência de um curto-circuito em um Transformador de uma Subestação de Macapá, Espado do Amapá, evoluiu para uma serie de perturbações que provocaram o desligamento 95% das cargas do Sistema Amapá. Neste episódio, apesar da rápida inicialização de procedimentos de recomposição do sistema, o reestabelecimento total do fornecimento de energia, só foi finalizado após 22 dias da ocorrência da primeira perturbação [22] [23] [24].

Entretanto, o distanciamento entre cargas e gerações, torna não só a logística de suprimento um pouco mais complexa e menos confiável, mas também, traz à tona uma importante questão relativa à sua eficiência: O surgimento de perdas de energia elétrica.

No processo de transporte de energia elétrica, inerentemente, há o surgimento de perdas técnicas de energia elétrica, como as perdas devido ao Efeito Joule nos condutores, as perdas nos núcleos dos transformadores e as perdas dielétricas na infraestrutura da rede. Para se ter uma ideia, no ano de 2019, as perdas técnicas de distribuição eram equivalentes a cerca de 7,3% de toda a energia injetada na Rede de Distribuição, o que corresponde a aproximadamente 39,2 TWh ou a um prejuízo financeiro na ordem de 7,9 bilhões de reais [25].

Adicionalmente, ainda discutindo esta problemática econômica, convém lembrar que, incrementos na demanda energética são uma tendência natural dos Sistemas Elétricos de Potência. E, portanto, à medida que estes Sistemas se tornam mais sobrecarregados, são demandados cada vez mais constantes e volumosos investimentos destinados à sua manutenção e expansão [26]. Ilustrando esta afirmação no cenário brasileiro, segundo o Plano Nacional

Decenal de Expansão de Energia, no Brasil, até 2030, está previsto um investimento na faixa de 108 bilhões de reais na expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica [27].

Para além de questões econômicas, lembra-se ainda que o processo de expansão de novas instalações de distribuição e transmissão tende a tornar-se cada vez mais difícil e tecnicamente complexo [28]. Desta forma, a utilização de gerações distribuídas ofereceria, portanto, a possibilidade de redução, ou mesmo, postergação desta necessidade de expansão do Sistema [17] [29].

Outro ponto importante é que crises de suprimento e congestionamento na rede convencional, devido ao aumento da demanda horária ou mesmo, por conta da sazonalidade da matriz hidrelétrica, implicam na necessidade de um constante controle, por parte de agentes reguladores do Setor Elétrico, dos padrões de consumo dos consumidores, como por exemplo através do estabelecimento de bandeiras e postos tarifários. Neste caso, a integração de gerações distribuídas pode atenuar alguns destes problemas de suprimento e congestionamento, e conseqüentemente, onerar menos o consumidor final.

Desta forma, todos estes fatores citados se refletem, portanto, em uma tendência natural dos Sistemas Elétricos de Potência evoluírem para se tornarem cada vez mais distribuídos, inteligentes e flexíveis, de modo que os estágios de geração e consumo de energia elétrica já não podem ser planejados separadamente [30].

É neste contexto que surgem as *microrredes*, uma nova topologia de rede em que a energia elétrica pode ser produzida, transmitida, consumida, monitorada e gerenciada em escala local; apresentando inclusive, se necessário, capacidade de desconexão do restante do Sistema Elétrico de Potência. Isto significa que mesmo que ocorram problemas de suprimento em qualquer estágio da Rede Convencional, como faltas, contingências ou mesmo colapsos; as microrredes podem ser isoladas localmente e funcionar em modo completamente autônomo, garantindo assim o suprimento de todas as suas cargas, ou no pior dos cenários, de suas cargas mais críticas [31]. Desta forma, microrredes agregam não apenas os já citados benefícios inerentes à distribuição do suprimento energético, como também garantem que este suprimento se torne mais confiável.

Por fim, convém lembrar que a integração de microrredes não visa substituir a estrutura centralizada já validada dos Sistemas de Potência, que é indiscutivelmente confiável e robusta. Mas otimizar este modelo, agregando ao Sistema Elétrico os benefícios e vantagens proporcionados pela inclusão de recursos distribuídos.

2.1 Conceituação e caracterização

Na literatura técnica há uma ampla discussão sobre o conceito de microrredes [32] [33], de forma, que é possível encontrar inúmeras definições para este tipo de rede; algumas são voltadas para descrição de sua arquitetura e elementos constituintes, em outras é destacada sua aplicabilidade e destinação quanto ao suprimento energético, ou mesmo, sua posição hierárquica dentro do Sistema de Potência. A seguir são apresentados alguns:

Uma das primeiras conceituações apresentadas a respeito de microrredes foi elaborada pelo Consórcio para Soluções Tecnológicas de Confiabilidade Elétrica dos Estados Unidos (*Consortium for Electric Reliability Technology Solutions- CERTS*), segundo o qual “O conceito de Microrredes pressupõe um conjunto de cargas e micro fontes operando como um único sistema controlável que fornece energia e aquecimento em sua área local” [9]. Pode-se verificar que este entendimento evidencia principalmente qual é a destinação das microrrede: o suprimento de cargas locais. A definição apresentada pelo CERTS é uma das mais aceitas na comunidade científica e, inclusive, fundamenta o termo conhecido na literatura técnica como “Conceito de Microrredes CERTS” (*CERTS Microgrid Concept*), que se refere a um padrão de técnicas aceitas universalmente para controle e integração de microrredes [34].

Por sua vez, o Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (*Conseil International des Grands Réseaux Électriques – CIGRÉ*) apresenta uma definição que destaca a integração das microrredes junto ao restante do Sistema de Potência, segundo o qual “Microrredes são sistemas de distribuição de eletricidade contendo cargas e recursos energéticos distribuídos (como geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento ou cargas controláveis) que podem ser operados de forma controlada e coordenada enquanto estiverem conectados à rede convencional ou enquanto ilhados” [10].

Esta diretriz também é seguida pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (*U.S. Department of Energy -DOE*), que apresenta microrredes como “um grupo de cargas e recursos energéticos distribuídos, interconectados e com fronteiras elétricas claramente definidas, que atuam como um único ente controlável em relação à rede convencional” [11].

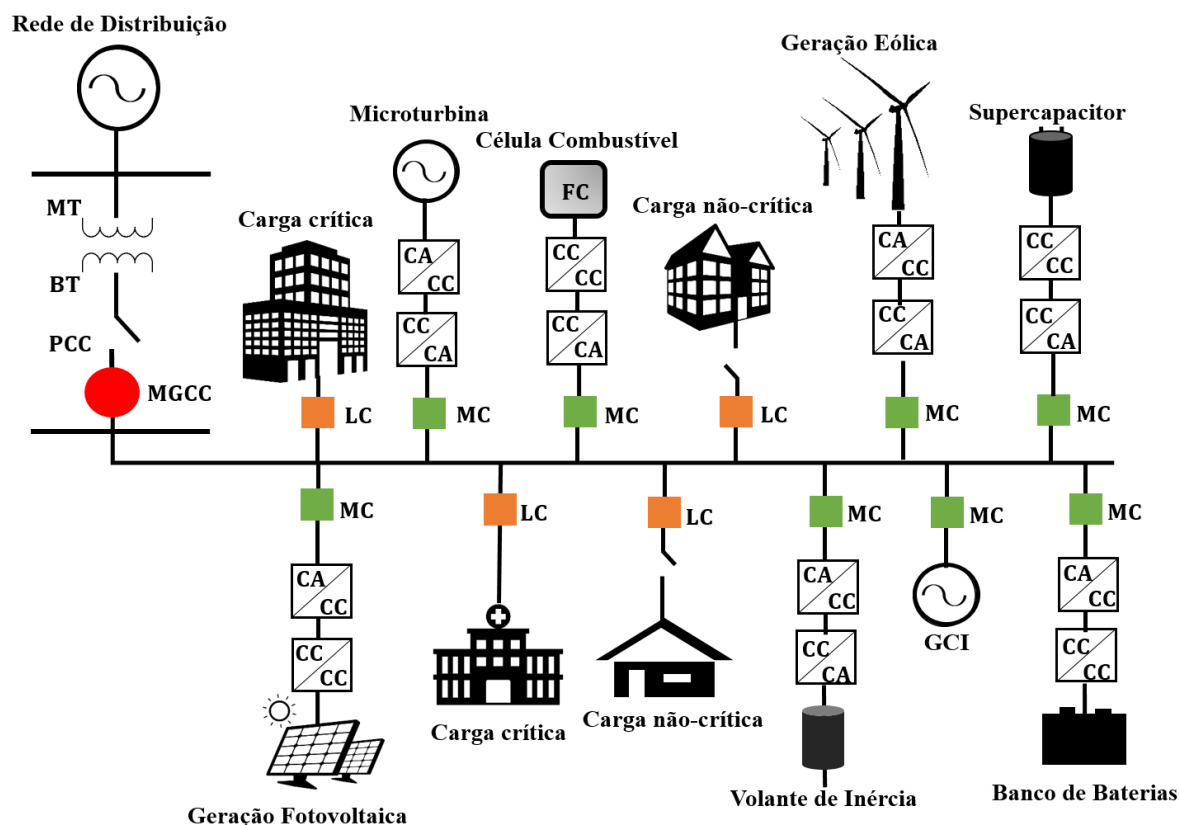
Em [12] é apresentada uma definição voltada para a descrição de sua arquitetura, em que “uma microrrede pode ser definida como uma parte da rede convencional, formada por fontes primárias, conversores eletrônicos de potência, sistemas de armazenamento de energia distribuídos e cargas locais”.

Finalmente, em [13] uma microrrede é descrita como “um grupo de cargas, unidades de Geração Distribuída e Sistemas de Armazenamento de Energia operados coordenadamente para

fornecer eletricidade de forma confiável, conectada a uma rede principal de distribuição, em um único ponto de conexão, chamado de Ponto de Acoplamento Comum (*Point of Common Coupling – PCC*).

Baseado nestas definições apresentadas, no contexto deste trabalho, microrredes serão entendidas como **um conjunto de cargas, gerações distribuídas e sistemas de armazenamento de energia localizados juntos ou geograficamente muito próximos entre si, atuando de forma interligada, de modo que este conjunto é visualizado por qualquer ente externo como uma única rede elétrica controlável, que possui capacidade de operar conectada ou não a outras redes elétricas.** Este conceito é ilustrado na Figura 2.1:

Figura 2.1 – Estrutura de uma microrrede CA.



Legenda:

MT - Média Tensão; BT - Baixa Tensão; PCC - Ponto de Acoplamento Comum; MGCC - Controlador Central da Microrrede; MC - Controlador Local da Microfonte; LC - Controlador Local da Carga; FC - Célula Combustível; GCI - Gerador Acionado por Motor de Combustão Interna.

Portanto, um ponto fundamental do conceito de microrredes é sua capacidade em operar de forma interligada, isto é, conectada a uma rede principal; ou de forma autônoma, e assim, completamente isolada de outras redes.

No modo de operação interligado, também chamado de **modo conectado**, a microrrede é capaz de realizar trocas de energia com a rede externa, seja em determinados momentos, fornecendo energia, ou em outros, consumindo energia desta [35]. Neste caso, a microrrede é conectada à rede externa, através do Ponto de Acoplamento Comum, uma chave estática que enquanto permanece fechada funciona como um barramento infinito, ou seja, um barramento conectado a uma fonte de potência capaz de manter constante sua frequência e tensão terminal, independente das condições da microrrede [13]. Conseqüentemente, o controle de tensão e frequência da microrrede, neste tipo de operação, é feito pela rede principal [32].

Já na operação em **modo autônomo**, a microrrede é desconectada da rede externa, seja por motivos intencionais, acidentais, ou mesmo, por ter sido projetada para operar estritamente desta forma, como no caso de atendimento a localidades remotas ou isoladas [13]. Neste caso, toda a demanda energética da microrrede deve ser suprida internamente, bem como, todo o controle da microrrede deve ser realizado pelos próprios dispositivos pertencentes a ela, inclusive de tensão e frequência. Portanto, a operação e o controle de uma microrrede em operação isolada são muito mais complexos.

Outra classificação importante a ser feita é quanto ao tipo de alimentação da microrrede, que pode ser projetada para operar em **Corrente Contínua (CC)**, **Corrente Alternada (CA)**, ou mesmo de forma **Híbrida** através de uma arquitetura em que estão presentes barramentos de distribuição em CC e CA. Convém destacar, que apesar de nos últimos anos microrredes com distribuição em CC terem ganhando bastante espaço em estudos e pesquisas, microrredes CA ainda respondem pelo maior número de plantas em operação e estudos e pesquisas documentadas na literatura técnica [19] [29] [36] - [40].

Em [39], por exemplo, é apresentada uma revisão do estado da arte de plantas em operação e projetos de microrredes CA e CC ao redor mundo. Neste estudo, os autores verificaram que a maior parte das microrredes analisadas apresentavam fornecimento em CA. De forma similar, a mesma constatação é feita nos levantamentos apresentados em [19] e [40], em que os autores também observaram um domínio de microrredes-teste com fornecimento em CA em relação a CC. No caso de [40], os autores ainda concluem que as normatizações e *standards* voltadas para microrredes CA apresentam um estágio maior de maturidade.

Esta tendência se deve, entre outros fatores, ao fato de os Sistemas de Potência e mais especificamente, as Redes de Distribuição serem concebidos majoritariamente em CA, o que faz com que a maior parte das cargas e instalações de eletricidade também sejam voltados para utilização em CA. Outro ponto importante é que a grande experiência com redes em CA trouxe

muita maturidade para a indústria de equipamentos e infraestrutura voltados para este tipo de rede [29] [36] - [39].

2.2 Benefícios proporcionados pela integração de microrredes ao Sistema Elétrico

Conforme discutido anteriormente, microrredes têm sido tratadas como uma tecnologia bastante promissora, de modo que estudos e empreendimentos em microrredes são áreas que nos últimos anos, vem despertando um crescente interesse científico e comercial, devido a uma série de vantagens que podem ser elencados seguindo quatro orientações principais: Benefícios econômicos, técnicos, ambientais e sociais [30] [41] - [43].

Desta forma, entre os principais benefícios proporcionados pela integração de microrredes aos Sistemas Elétricos, podem ser destacados os seguintes:

- Microrredes oferecem a possibilidade de atendimento a comunidades isoladas ou remotas, em que o atendimento pela rede convencional é inviável, de difícil acesso ou mesmo, de baixa qualidade; devido a critérios técnicos ou econômicos [32].
- Uma vez que é característica inerente deste tipo de rede a proximidade entre os recursos energéticos e os consumidores finais, a integração de microrredes possibilita a redução, ou mesmo, postergação de investimentos na expansão dos Sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição [17] [29] [43];
- Adicionalmente, esta proximidade entre gerações e cargas se reflete também no decréscimo dos fluxos de energia dos Sistemas de Transmissão e Distribuição, o que inerentemente favorece a redução de perdas elétricas na rede [29] [43] [44];
- Microrredes podem ainda contribuir para redução de gargalos ou congestionamentos no Sistema Elétrico, durante condições de pico de consumo. Isto se deve não só pelo fato de que sua demanda energética é em grande parte suprida pela geração de suas fontes distribuídas, mas também pelo fato de que parte desta geração pode ser fornecida à rede de distribuição local [29] [44] [45];
- Possibilitam a melhoria dos perfis de tensão e assim da qualidade da energia entregue às cargas e aos consumidores finais, uma vez que a proximidade das fontes previne quedas nas tensões da rede de distribuição. Convém destacar ainda que em Microrredes há a possibilidade de as próprias gerações distribuídas realizarem regulação local das tensões através da atuação de seus controladores [17] [44];

- Proporcionam o aumento da confiabilidade e resiliência do Sistema Elétrico, visto que em caso de faltas ou contingências, microrredes podem ser desconectadas da rede de distribuição, e ainda assim, manter o suprimento de suas cargas e consumidores finais [29] [31] [46];
- Por favorecer a ampla disponibilidade de fontes distribuídas, Microrredes proporcionam uma maior competitividade no mercado entre os diversos agentes participantes do setor elétrico, o que pode se refletir em um menor custo do suprimento energético para os consumidores finais [10];
- A proximidade das gerações distribuídas aos consumidores finais, permite ainda a utilização de Sistemas de Geração Combinada de Calor e Energia Elétrica (*Combined Heat and Power Systems – CHP*), em que o calor produzido durante o processo de geração de energia elétrica por fontes térmicas pode ser aproveitado para suprir cargas ou sistemas de aquecimento locais; otimizando assim, o consumo energético dos consumidores que fazem parte da microrrede [9] [10];
- Por fim, Microrredes viabilizam a redução nas emissões de poluentes, tanto diretamente, devido à maior integração de fontes renováveis, quanto indiretamente devido à diminuição das perdas elétricas associadas ao processo de transmissão e distribuição de energia elétrica da rede convencional, que sabidamente é suprida em parte por fontes térmicas poluentes. Convém destacar ainda que na rede convencional, apenas um terço do consumo de combustíveis fósseis é aproveitado para geração de eletricidade, sendo que todo o restante é perdido na forma de calor durante o processo de geração. Desta forma, a utilização de Sistemas CHP em Microrredes pode atuar no sentido de otimizar o consumo energético dos consumidores finais, tornando-os menos dependente deste suprimento energético externo realizado por fontes de alto potencial poluente [9] [29] [31] [47].

2.3 Arquitetura de uma microrrede isolada CA

Conforme discutido no Item 2.1, a clareza quanto à arquitetura de uma microrrede é extremamente importante, uma vez que esta definição é comumente utilizada para diferenciar Microrredes dos Sistemas de Potência ou Redes Convencionais.

Desta forma, na literatura técnica e científica, há um consenso quanto a sua estrutura básica sendo formada por: **Gerações Distribuídas** e **Sistemas de Armazenamento de**

Energia, acompanhados de seus respectivos **Conversores Eletrônicos de Potência; Cargas Controláveis e Infraestrutura de Controle**.

Todos estes elementos estão representados na Figura 2.1 e serão discutidos mais detalhadamente a seguir, nos Itens 2.3.1 a 2.3.5.

Adicionalmente, nas referências [19], [39], [48] e [49] podem ser encontradas revisões detalhadas a respeito do estado da arte de microrredes-teste em operação no mundo, incluindo, a descrição das principais tecnologias de geração e armazenamento de energia elétrica, bem como de estratégias utilizadas em sua arquitetura.

2.3.1 Gerações Distribuídas

As gerações distribuídas são fontes de geração de energia elétrica, despacháveis e não-despacháveis, ou ainda renováveis e não-renováveis; que podem ser conectadas diretamente às Redes de Distribuição de Baixa e Média Tensão; ou junto às cargas e consumidores finais [45] [50] [51].

As fontes despacháveis se caracterizam pela previsibilidade de sua geração, ou em outras palavras, por permitirem o controle de seus despachos de potência. Em microrredes, normalmente se encaixam nesta categoria gerações distribuídas baseadas em fontes não-renováveis, como unidades térmicas alimentadas por combustíveis fósseis, como microturbinas e unidades de geração baseadas em motores de combustão interna. A utilização destas fontes não-renováveis tem por objetivo principal complementar a geração não despachável de modo a tornar a operação isolada da Microrrede mais confiável, segura e eficiente [32] [33] [35].

Por outro lado, as fontes não-despacháveis se caracterizam como unidades de geração cujos despachos de potência não podem ser inteiramente controlados, visto que possuem baixa previsibilidade. No caso de microrredes, normalmente, entram nesta categoria gerações distribuídas baseadas em fontes renováveis, como turbinas eólicas e sistemas fotovoltaicos, cuja geração apresenta elevado grau de intermitência e sazonalidade [32] [35].

Conseqüentemente, em Microrredes passíveis de operação em modo isolado, em que há elevada penetração de fontes renováveis, é extremamente importante a utilização de gerações distribuídas com tecnologias diversificadas, de modo a atenuar suas características intermitentes. Isto porque esta diversificação permite que haja uma maior previsibilidade do suprimento energético da microrrede, o que conseqüentemente, se reflete em uma maior autonomia e segurança na operação da mesma [32] [33].

Outro ponto importante que convém ser destacado é que devido à proximidade das gerações distribuídas aos consumidores finais, é possível fazer uso de tecnologias de geração conhecidas como Sistemas de Geração Combinada de Calor e Energia (*Combined Heat and Power Systems – CHP*), que nada mais são do que unidades térmicas de geração em que o calor residual gerado durante o processo de conversão de energia elétrica é aproveitado, localmente, para suprir cargas ou sistemas de aquecimento, aumentando assim a eficiência energética das gerações distribuídas, e conseqüentemente, da própria microrrede [43].

Uma breve discussão acerca das principais tecnologias de geração distribuída passíveis de aplicação em microrredes é apresentada a seguir.

O **Sistemas Fotovoltaicos** são dispositivos estáticos com capacidade de gerar energia elétrica em CC a partir da radiação solar e consistem, essencialmente, em um conjunto de células construídas a partir de um material fotoelétrico conectadas de forma modular em arranjos série e paralelo. A principal vantagem deste tipo de geração é o fato de a energia solar ser uma fonte limpa, livre e inesgotável; além disso, suas características de modularidade, simplicidade de manutenção e não emissão de ruídos, tornam os sistemas fotovoltaicos viáveis tanto para geração em pequena escala, como no caso de sistemas residenciais, quanto em larga escala, através de usinas fotovoltaicas. Por outro lado, este tipo de geração é dependente da radiação solar e da temperatura. Conseqüentemente, o potencial de geração deste tipo planta é influenciado pela localização geográfica da instalação e limitado a períodos de incidência solar [19], [40] - [43], [51] - [53].

As **Turbinas Eólicas** se baseiam na captação da energia cinética contida nas massas de ar para produção de energia elétrica. A principal vantagem deste tipo de geração é que além de ser uma fonte renovável e limpa, pode estar disponível durante todo o dia, ao contrário de fontes fotovoltaicas, que necessitam da presença de radiação solar direta. Por outro lado, por dependerem da velocidade e incidência de ventos, a instalação deste tipo de planta é limitada apenas a regiões com potencial eólico relevante, além de normalmente necessitarem de manutenções periódicas.

Considerando sua interface com a Rede Elétrica, as turbinas eólicas podem ser classificadas em dois grupos: Turbinas de velocidade fixa e Turbinas de velocidade variável. As primeiras podem ser conectadas diretamente à Rede CA a partir de um gerador de indução, sem nenhum Conversor Eletrônico de Potência, fato que apesar de tornar seu funcionamento mais simples, limitam sua capacidade de geração, tornando-os menos eficiente. Já o segundo grupo, por operar em velocidade variável, necessita de uma interface de eletrônica de potência

para ser conectado à microrrede, formada normalmente por um estágio retificador e um estágio inversor, que possibilitam uma geração mais flexível e controlável [19], [40] - [43], [51] - [53].

As **Micro centrais Hidrelétricas** são instalações capazes de gerar energia elétrica em pequenos níveis de potência, na faixa de 5kW a 100kW, a partir do fluxo de água por meio de pequenas turbinas hidráulicas acopladas a geradores síncronos ou de indução que podem ser conectados diretamente à rede CA. As vantagens deste tipo de geração incluem serem uma fonte limpa e econômica, com baixo custo de instalação e manutenção. Por outro lado, tem em sua desvantagem, o fato de terem sua instalação dependentes de características geográficas, como a topografia e a precipitação da área de instalação, visto que é preciso garantir a existência de potencial hidráulico de geração. Além disso, sua capacidade de geração sofre de sazonalidade, principalmente no caso de instalações a fio d'água [19], [28], [40] - [43], [51].

Os **Geradores acionados por Motores de Combustão Interna** se baseiam na queima de um combustível (líquido ou gasoso) para geração de eletricidade. Isto acontece, porque neste processo de combustão, são criados gases de alta temperatura e pressão que, ao se expandirem, movimentam pistões e rotores, de modo que a energia mecânica resultante é aproveitada para geração de energia elétrica por meio de um gerador síncrono ou de indução. Os combustíveis mais usados para este fim, são diesel, gasolina, gás natural e propano. Este tipo de fonte é considerada uma tecnologia bastante madura para geração de energia elétrica, além de poder ser conectada diretamente à rede CA, sem necessidade de conversores eletrônicos de potência. Outras vantagens da utilização deste tipo de geração são o custo de implantação relativamente baixo, o fato de terem partida rápida, e ainda serem passíveis de utilização como Sistemas CHP. Por outro lado, apresentam alto custo de operação devido ao consumo de combustível, além de emitir ruídos e poluentes [42] - [43], [51] - [54].

As **Microturbinas** são turbinas a combustão de baixa capacidade, na faixa de 20 kW a 500 kW, e de dimensão bastante reduzida com cerca 0,4 m³ a 1m³, que podem operar a partir de uma ampla variedade de combustíveis como, gás natural, propano, biogás, diesel, gasolina e etanol. O processo de geração de energia nas microturbinas ocorre a partir da combustão de uma mistura de ar comprimido e combustível, que ao se expandir, é utilizada para acionar uma turbina acoplada a um gerador, e assim, fornecer energia elétrica. Entre as vantagens deste tipo de geração, estão sua baixa emissão de ruído, tamanho reduzido, o fato de serem mecanicamente simples, além de ter emissões mais baixas que outras fontes térmicas, sobretudo quando utilizam gás natural. Além destes pontos, ainda apresentam possibilidade de ser utilizadas como Sistemas CHP. Entretanto, cabe citar que em muitos modelos de microturbinas, como as de alta rotação, o sinal de sua tensão de saída apresenta alta frequência, portanto, é

imprescindível seu acoplamento a alguma interface de condicionamento para sua conexão à rede CA, formada normalmente por um estágio retificador e um estágio inversor [40] - [42], [51] - [55].

As **Células Combustíveis** são dispositivos capazes de produzir energia elétrica por meio de reações eletroquímicas, a partir de um combustível e um oxidante. A estrutura básica de uma célula combustível consiste em dois eletrodos porosos, cátodo e ânodo, separados por um eletrólito. As principais vantagens do uso desta tecnologia são a baixa ou nula emissão de gases poluentes, sua estrutura modular flexível e a possibilidade de serem utilizadas em sistemas CHP; além disso, podem utilizar uma ampla variedade de combustíveis como, gás natural, propano, diesel, gasolina, etanol, metanol e hidrogênio. Entretanto, são uma tecnologia de custo alto e apresentam um tempo de resposta mais lento que outras fontes, o que pode ser um desafio no suprimento de cargas dinâmicas. Convém citar também, que células combustíveis geram energia em CC, portanto, necessitam de um estágio inversor antes de sua conexão à rede CA. As células combustíveis são classificadas de acordo com o eletrólito utilizado; assim, entre as principais tecnologias passíveis de aplicação como gerações distribuídas, destacam-se: Células com membrana de troca protônica (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell – PEMFC*); Células de ácido fosfórico (*Phosphoric acid fuel cell - PAFC*); Células de carbonato fundido (*Molten carbonate fuel cell - MCFC*) e Células de Óxido Sólido (*Solid oxide fuel cell - SOFC*) [19], [40] - [42], [51] - [59].

2.3.2 Sistemas de Armazenamento de Energia

Os Sistemas de Armazenamento de Energia se caracterizam pela capacidade de armazenar energia em uma forma primária alternativa (química, elétrica, térmica, mecânica, etc.) para posterior conversão em uma forma secundária, conforme sua aplicação. No caso de suprimento de energia elétrica, os sistemas de armazenamento acumulam a energia primária quando há geração excedente proveniente de outras fontes elétricas; e posteriormente, suprem as demandas energéticas das cargas, fornecendo energia elétrica, quando há déficit de geração de outras fontes.

Assim como acontece com a inserção de fontes não renováveis, a principal função dos Sistemas de Armazenamento de Energia em Microrredes Isoladas é equilibrar o balanço geração-demanda da microrrede, em situações em que há picos de geração ou pico de carga, e no caso de microrredes isoladas, garantir seu suprimento autônomo [32]. Por esta característica, os sistemas de armazenamento muitas vezes são uma saída para garantia de mais confiabilidade

e estabilidade às microrredes ou mesmo às gerações distribuídas, que por serem muitas vezes baseadas em tecnologias renováveis não-despacháveis, apresentam alta variabilidade e imprevisibilidade de geração [60]. Outro ponto importante é que sistemas de armazenamento tem um tempo de resposta mais rápido que algumas gerações distribuídas, como por exemplo microturbinas e células combustíveis, portanto, são fundamentais em sistemas isolados para atendimento rápido às variações de carga [59] [61].

A seguir são apresentadas algumas das principais tecnologias viáveis para armazenamento de energia, de curta e longa duração, em microrredes.

As **Baterias Eletroquímicas** são dispositivos estáticos formados por um arranjo de células capazes de armazenar energia química em seu interior para posterior conversão em energia elétrica por meio de reações eletroquímicas de oxirredução. Cada célula é formada por dois eletrodos (um ânodo e um cátodo) separados por uma substância eletrolítica (eletrólito); de modo que a composição destes elementos determina o tipo ou tecnologia empregada na bateria. Entre as principais tecnologias comerciais aplicáveis à microrredes, destacam-se as Baterias de Níquel-cádmio (NiCd), Íons de lítio (Li-íon), Sódio-Enxofre (NaS) e Chumbo-ácido (PbA); sendo esta última o tipo mais largamente utilizado em microrredes devido a seu custo-benefício e nível de maturidade [32] [33] [42] [62].

As **Baterias de Fluxo** são uma tecnologia relativamente nova e promissora para armazenamento de energia a longo prazo e em grande escala. Elas diferem das baterias eletroquímicas convencionais por sua composição e estrutura, visto que são formadas por duas soluções eletrolíticas líquidas, onde os materiais eletroativos estão dissolvidos, armazenados em reservatórios externos. Deste modo, as reações de oxirredução acontecem a partir do bombeamento destas soluções através de um reator eletroquímico. Entre as principais tecnologias emergentes passíveis de aplicação em microrredes, destacam-se as Baterias de Fluxo de Brometo de Zinco (*Zinc-Bromine Battery - ZBB*), Baterias de Fluxo de Brometo de Polissulfeto (*Polysulphide Bromide Battery - PSB*) e Baterias de Fluxo de Vanádio (*Vanadium Redox Battery - VRB*); sendo estas últimas, atualmente, a tecnologia mais madura [42] [60] [62].

Os **Volantes de Inércia (*Flywheels*)** são dispositivos eletromecânicos para armazenamento de energia elétrica de curta duração, na forma de energia cinética. Sua estrutura consiste basicamente em uma massa cilíndrica que gira em torno de um eixo axial; acoplado a uma máquina que se comporta como um motor durante seu carregamento, e como um gerador durante seu descarregamento. Assim, o armazenamento de energia elétrica é realizado por meio

da aceleração da massa girante no processo de carga, sendo posteriormente liberada à rede elétrica ao desacelerar a massa no processo de descarga [62] [63].

Supercapacitores (SC) são dispositivos para armazenamento de energia elétrica de curta duração, através de um campo elétrico formado entre dois eletrodos isolados por um separador embebido em um eletrólito. Estes dispositivos seguem os mesmos princípios de funcionamento dos capacitores convencionais, entretanto se diferem destes, por sua densidade energética mais elevada, visto que são formados por eletrodos com grande área de superfície e uma finíssima camada separadora [62] [64].

Por fim, a Tabela 2.1 e a Tabela 2.2 apresentam uma análise comparativa entre as tecnologias de armazenamento de energia elétrica citadas.

Tabela 2.1 – Características técnicas das tecnologias de armazenamento de energia citadas

	PbA	NiCd	Li-íon	NaS	VRB	ZBB	VI	SC
Capacidade (MW)	<50	<40	<300	<50	<15	<2	<20	<10
Capacidade (MWh)	<100	6.75	<1200	<300	<60	<4	<5	<0.01
Eficiência (%)	70-90	60-70	85-90	80-90	85-90	75-80	90-95	90-95
Auto-descarga (%/dia)	0.1-0.4	0.2-0.6	0.1-0.3	≈0	≈0	≈0	55-100	10-40
Tempo de resposta	ms	ms	ms	ms	ms	ms	ms	ms
Vida útil (anos)	5-15	10-20	5-15	10-15	10-20	5-20	15-20	>20
Vida útil (ciclos)	500-2000	2000-3500	1000-10000	2500-4500	>12000	>2000	10 ⁵ -10 ⁷	>10 ⁵
Custo de Instalação (\$/kW)	300-600	500-1500	1200-4000	1000-3000	600-1500	700-2500	250-350	100-300
Custo de Instalação (\$/kWh)	150-400	800-1500	600-2500	300-500	150-1000	150-1000	1000-5000	300-2000
Fontes:	[40], [47], [54] - [56], [60] - [75].							

Tabela 2.2 – Comparação entre as tecnologias de armazenamento de energia citadas

	Vantagens	Desvantagens
PbA	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia Madura • Custo de instalação baixo 	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclo de vida afetado pela profundidade de descarga e temperatura de operação • Baixo desempenho em altas e baixas temperaturas • Carregamento lento • Risco de explosão em caso de sobrecarregamento • Utiliza e emite compostos altamente tóxicos e ambientalmente danosos
NiCd	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologia Madura • Conseguem apresentar boa performance em baixas temperaturas (-20 a -40 °C) • Pouca necessidade de manutenção, bem como custo de manutenção baixo • Tem operação segura, sendo estáveis a sobrecargas e a descargas profundas 	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiência inferior a outros tipos de baterias (PbA, Li-ion) • Apresentam efeito memória • Utilizam compostos altamente tóxicos (cadmio e níquel)
Li-íon	<ul style="list-style-type: none"> • Carregamento e descarregamento rápido • Alta densidade energética, o que as tornam leves e compactas • Pouca necessidade de manutenção • Pouco impacto ambiental 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de instalação • Ciclo de vida afetado pela profundidade de descarga e pela temperatura de operação • Necessitam de proteção contra sobrecargas e altas temperaturas, visando evitar riscos de explosão
NaS	<ul style="list-style-type: none"> • Baixíssima auto-descarga • Pouca necessidade de manutenção • Não utiliza materiais tóxicos ou caros • Alta densidade energética 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de instalação • Necessitam operar em altíssimas temperaturas (300° C – 350° C) • Adequadas apenas para armazenamento em larga escala devido à alta temperatura de operação • Risco de explosão, em caso de contato direto entre os eletrodos
VRFB	<ul style="list-style-type: none"> • Altamente escaláveis, pois permitem o desacoplamento entre sua potência nominal e sua capacidade de armazenamento. • Baixíssima auto-descarga • Suportam milhares de ciclos de carga e descarga • Tolerantes a sobrecargas e descargas profundas • Pouca necessidade de manutenção, bem como baixo custo de manutenção • Tecnologia limpa 	<ul style="list-style-type: none"> • Baixa densidade energética, o que as tornam pesadas e volumosas • Por necessitarem de sensores e bombas, não são aplicáveis para armazenamento em pequena escala
ZnBr	<ul style="list-style-type: none"> • Baixíssima auto-descarga • Tolerantes a sobrecargas e a descargas profundas • Pouca necessidade de manutenção 	<ul style="list-style-type: none"> • Necessitam ser descarregadas totalmente periodicamente para prevenir formação de dendritos e assegurar a eficiência da bateria • Baixa densidade energética, o que as tornam pesadas e volumosas • Utilizam e pode emitir compostos altamente tóxicos e corrosivos (bromo)
VI	<ul style="list-style-type: none"> • Suportam milhares de ciclos de carga e descarga • Não são sensíveis a condições externas de temperatura • Podem ser descarregados completamente • Pouca necessidade de manutenção, bem como baixo custo de manutenção • Não emitem compostos potencialmente perigosos ou altamente poluentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo de instalação • Alta taxa de auto-descarga • Baixa densidade energética • Adequados apenas para armazenamento de curta duração

SC	<ul style="list-style-type: none">• Suportam milhares de ciclos de carga e descarga• Podem operar em uma ampla faixa de temperatura e ambientes (quente, frios, úmidos)• Podem ser carregados e descarregados rapidamente• Pouca necessidade de manutenção• Não emitem compostos potencialmente perigosos ou poluentes	<ul style="list-style-type: none">• Alto custo de instalação• Alta taxa de auto-descarga• Adequados apenas para armazenamento de curta duração
----	--	--

Fontes: [19], [51] - [56], [60] - [69], [73] - [78].

Adicionalmente, nas referências [62] - [67] podem ser encontradas análises técnicas mais detalhadas destas, incluindo exemplos de uso de cada tecnologia como regulação de frequência e tensão, *peak shaving*, armazenamento sazonal, etc. Nas referências [65] [68] [69] pode ser consultada uma revisão do estado da arte de plantas em operação ao redor do mundo que utilizam estas tecnologias.

2.3.3 Cargas

Uma microrrede pode suprir as demandas energéticas de variados perfis de consumidores, por exemplo: industriais, comerciais, residenciais, entre outros. Entretanto, quando uma microrrede encontra-se em operação isolada, pode haver momentos em que seu suprimento energético autônomo não é suficiente para atender todas as suas demandas energéticas. Neste caso, é fundamental o planejamento de uma estratégia de gerenciamento de energia da microrrede.

Esta estratégia deve assegurar o suprimento contínuo das cargas críticas da microrrede, isto é, cargas que não podem ter sua alimentação interrompida, e necessitam ainda, que esta alimentação tenha níveis mínimos de qualidade. Em contrapartida, cargas não-críticas podem ser escaladas durante a operação, por exemplo através de seu desligamento em momentos de déficit de geração, ou mesmo, através do agendamento de sua reconexão para momentos em que previamente sabe-se que haverá acréscimo de geração (por exemplo, quando uma fonte de intermitente entrará em funcionamento ou terá despacho máximo, etc.) [79]. Na literatura técnica esta estratégia é conhecida *Load Shedding* (redução de carga, em tradução livre).

Esta definição das cargas prioritárias ou críticas pode ser feita levando em consideração aspectos como: a classe consumidora a que as cargas estão associadas, por exemplo, se tratam-se de cargas industriais, comerciais, residenciais, etc.; o tipo de serviço a que estas cargas estão destinadas, por exemplo, serviços hospitalares, de segurança, de iluminação pública; ou mesmo,

as particularidades das cargas, por exemplo, se são cargas de refrigeração, aquecimento, iluminação, aparelhos eletrônicos sensíveis, etc.

Neste sentido, o Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronic Engineers -IEEE*), por exemplo, sugere na recomendação [80] que as cargas de uma microrrede sejam previstas a partir de dois grupos principais, cargas ininterruptas e cargas intermitentes. As cargas ininterruptas seriam aquelas em que a interrupção de seu suprimento implicaria nas seguintes situações: Alto risco de ferimentos pessoais, possibilidade de perdas econômicas severas e interrupção do trabalho normal de consumidores essenciais de energia elétrica. Já as cargas intermitentes seriam basicamente aquelas que podem ser interrompidas ou reduzidas em períodos de pico ou emergências.

Outros trabalhos, propõe a definição de cargas prioritárias, com base nas legislações e recomendações aplicáveis ao fornecimento de energia elétrica elaboradas por Agências Reguladoras do Setor. Um bom exemplo de classificação prioritária de cargas, de acordo com o modo de operação de uma microrrede e observando a Legislação Brasileira, é apresentado em [81]. Em sua abordagem, o autor propõe uma metodologia de gerenciamento de energia, baseada na classificação de cargas em três níveis de prioridade: alta, média e baixa. No nível mais alto, encontram-se as cargas sabidamente mais críticas, como hospitais e serviços de telecomunicações, transporte público e iluminação pública; no nível médio, encontram-se as cargas comerciais; e no nível mais baixo encontram-se cargas residenciais [81].

Conforme pode ser observado, independente da classificação utilizada, esta definição de cargas prioritárias é importantíssima para o planejamento e operação de uma microrrede, podendo afetar até mesmo sua topologia. Ilustrando esta afirmação, em microrredes que seguem o conceito CERTS, por exemplo, é recomendado que as cargas sejam posicionadas segundo sua criticidade: Se possível, cargas críticas devem ser separadas eletricamente de cargas não críticas, sendo conectadas a alimentadores distintos; isto permitiria inclusive que estas últimas fossem desconectadas de maneira automática, quando houver transição da operação para modo autônomo [34].

Outro ponto extremamente importante que convém ser discutido, diz respeito à modelagem matemática destas cargas. De modo geral, em redes elétricas, é comum por convenção, representar cargas através de injeções constantes de potência ativa e reativa.

Entretanto, diversos trabalhos, como [1] e [82] - [85], apontam a importância de atentar às variações nas demandas de potência das cargas quando as mesmas estão submetidas a condições não-nominais, e destacam, inclusive, que a escolha da modelagem matemática destas

tem efeito direto sobre os resultados e a qualidade das análises estáticas e dinâmicas realizadas sobre as redes.

Uma das formas de quantificar estas diferenças, ou variações entre as potências demandadas pelas cargas em condições não-nominais, é expressando-as através do modelo estático exponencial: Nesta modelagem, as cargas são calculadas levando em consideração, não apenas sua potência nominal, mas também a tensão e frequência elétrica a que estão submetidas, tal como apresentado em (2.1) e (2.2) [86]:

$$P_L = P_{L_k}^{ref} \cdot \left(\frac{|V_k|}{|V_k^{ref}|} \right)^\alpha \cdot (1 + K_{pf}(\omega - \omega^{ref})) \quad (2.1)$$

$$Q_{L_k} = Q_{L_k}^{ref} \cdot \left(\frac{|V_k|}{|V_k^{ref}|} \right)^\beta \cdot (1 + K_{qf}(\omega - \omega^{ref})) \quad (2.2)$$

Em que:

P_{L_k} : Potências ativa consumida pela carga k ;

$P_{L_k}^{ref}$: Potência ativa nominal, ou de referência, da carga k , ou seja, a potência tomada na tensão $|V_k^{ref}|$ e frequência ω^{ref} ;

Q_{L_k} : Potências reativa consumida pela carga k ;

$Q_{L_k}^{ref}$: Potência reativa nominal, ou de referência, da carga k ; ou seja, a potência tomada na tensão $|V_k^{ref}|$ e frequência ω^{ref} ;

$|V_k|$: módulo da tensão a que a carga k está submetida;

$|V_k^{ref}|$: módulo da tensão nominal, ou de referência, da carga k ;

ω : frequência elétrica a que as cargas estão submetidas;

ω^{ref} : frequência elétrica nominal, ou de referência, das cargas;

α : coeficiente de sensibilidade da potência ativa consumida pela carga em relação à tensão a que estão submetidas;

β : coeficiente de sensibilidade da potência reativa consumida pela carga em relação à tensão a que estão submetidas;

K_{pf} : coeficiente de sensibilidade da potência ativa consumida pelas cargas em relação à frequência a que estão submetidas; e

K_{qf} : coeficiente de sensibilidade da potência reativa consumida pelas cargas em relação à frequência a que estão submetidas.

No caso da modelagem estática associada à tensão, existem três modelos básicos: Potência Constante, Corrente Constante e Impedância Constante. No modelo Impedância Constante, as cargas variam proporcionalmente ao quadrado da tensão a que estão submetidas, ou seja, α e β assumem valor igual a dois. Já no modelo Corrente Constante, a potência das cargas varia proporcionalmente à tensão e neste caso, α e β são iguais a um. O modelo de Potência Constante, assume que as cargas não são afetadas por variações de tensões, assim α e β assumem são iguais a zero. Estes grupos tratam-se, entretanto, de modelos básicos. Portanto α e β podem assumir outros valores, de modo a representar o efeito agregado de grupos de cargas diferentes entre si, ou mesmo, que apresentam comportamento sazonal ou variante no tempo [86].

Quanto aos valores utilizados para modelagem estática relacionada à frequência: em redes elétricas, de um modo geral, K_{pf} assume valores entre 0 e 3 na expressão (2.1), enquanto K_{qf} , entre -2 e 0 na expressão (2.2) [8]. Em [85] e [86] são apresentados mais detalhadamente valores sugeridos para os coeficientes α , β , K_{pf} e K_{qf} , considerando tipos de cargas, sazonalidade, etc.

Por último, deve-se destacar que a modelagem das cargas em relação à frequência é fundamental sobretudo em microrredes isoladas. Isto porque, conforme já discutido, neste tipo de rede, sabidamente o compartilhamento de cargas entre as Fontes Distribuídas impõe significantes variações de frequência. Portanto, prever e quantificar estas variações é essencial para um bom planejamento e otimização de sua operação bem como do uso de seus recursos energéticos.

2.3.4 Conversores

Conforme discutido no Item 2.3.1, muitas tecnologias de Geração Distribuída não são adequadas para conexão direta à Microrredes CA, necessitando, portanto, serem acopladas a algum circuito de condicionamento. Isto se deve ao fato de suas gerações apresentarem, por exemplo, saída em CC, alta variabilidade, níveis de tensão e frequência incompatíveis com a rede, etc. Assim, normalmente faz-se uso de Conversores Eletrônicos de Potência com estágios do tipo CC/CA, CC/CC/CA e CA/CC/CA. Isto quer dizer que boa parte das Gerações Distribuídas apresentam um inversor em seu estágio final de interface com a Microrrede CA [28] [30] [42] [49] [59] [87].

A Tabela 2.3 sintetiza algumas características destas interfaces típicas, aplicadas às Fontes Distribuídas que foram apresentadas nos Itens 2.3.1 e 2.3.2. Estas interfaces, também foram ilustradas previamente na Figura 2.1. Adicionalmente, na referência [53] pode ser consultada uma revisão mais detalhada acerca destas topologias, bem como de outras interfaces de condicionamento passíveis de aplicação.

Tabela 2.3 – Interfaces típicas de conexão de Recursos Energéticos Distribuídos

FONTE	INTERFACES TÍPICAS	CONTROLE DE GERAÇÃO
Gerações Distribuídas		
Geradores acionados por Motores de Combustão Interna	Gerador Síncrono ou de Indução conectado diretamente à rede AC	AVR e Regulador de velocidade ^a
Microturbinas	Conversor Eletrônico de Potência (CA-CC-CA)	Controle de velocidade da turbina e Controle de tensão no link CC ^b
Células Combustíveis	Conversor Eletrônico de Potência (CC-CC-CA)	Controle de tensão no link CC ^b
Sistemas fotovoltaicos	Conversor Eletrônico de Potência (CC-CC-CA)	Controle MPPT e Controle de tensão no link CC ^b
Turbinas Eólicas de Velocidade Fixa	Gerador de Indução conectado diretamente à rede AC	Controles <i>Stall</i> ou <i>Pitch</i>
Turbinas Eólicas de Velocidade Variável	Conversor Eletrônico de Potência (CA-CC-CA)	Controle de velocidade da Turbina, Controle de tensão no link CC ^b e Controle MPPT
Micro hidrelétricas	Gerador Síncrono ou de Indução conectado diretamente à rede AC	AVR e Regulador de velocidade ^a
Tecnologias de Armazenamento de Energia		
Baterias	Conversor Eletrônico de Potência (CC-CC-CA)	Estado de Carga e Controle de tensão/frequência de saída
Volantes de Inércia	Conversor Eletrônico de Potência (CA-CC-CA)	Controle de velocidade
Supercapacitores	Conversor Eletrônico de Potência (CC-CC-CA)	Estado de Carga

^a Regulador de velocidade (*Governor control*)

^b Controle de tensão no link CC (*DC link voltage control*)

Fontes: [19] [48] [49] [53] [79]

Inversores, entretanto, não apenas são necessários para o condicionamento da geração das micro fontes, mas também tem um papel fundamental na operação confiável e estável de microrredes, pois são dispositivos de comunicação direta entre as próprias micro fontes e os demais elementos presentes na microrrede. Além disso, oferecem grande flexibilidade, no que tange ao compartilhamento de cargas e ao paralelismo entre as fontes distribuídas. Não por acaso, estratégias de operação e controle de inversores em microrredes são um dos fatores críticos na concepção e planejamento destas, sendo inclusive, temas de discussão aberta na Literatura Científica.

Assim, em relação à operação destes inversores, há basicamente duas estratégias principais que podem ser seguidas: Operação em Modo VSI e Operação em Modo PQ [59]: Inversores em Modo VSI são controlados para alimentar a rede fornecendo em sua saída um valor pré-definido de tensão e frequência, de modo, que suas injeções de potência ativa e reativa não são fixas, pois dependerão das condições da rede. Desta forma, estes conversores se comportam como uma fonte de tensão e são utilizados em Sistemas de Armazenamento de Energia [26] [30] [59].

Já os Inversores em modo PQ são controlados para despachar uma quantidade pré-especificada de potência ativa e reativa disponível em sua entrada, sendo este valor definido através de malhas de controle locais ou pelo Controlador Central da Microrrede (MGCC), e desta forma, se comportam como uma fonte de tensão controlada por corrente. Normalmente este tipo de estratégia é utilizada em inversores acoplados a fontes não-despacháveis, cuja geração é controlada a partir de algoritmos MPPT [26] [59].

É imprescindível para o funcionamento de Inversores em modo PQ contar com uma referência externa de frequência e tensão. Em operação conectada, esta referência é fornecida pela própria rede principal. Caso a microrrede transite para o modo de operação autônoma, se não houverem máquinas síncronas para fornecer esta referência, isto deve ser feito por ao menos um inversor VSI; conseqüentemente, havendo uma Gerador Síncrono ou um Inversor VSI para formar a rede, todos os outros inversores podem operar em modo PQ. Convém destacar que além de formar a rede, os VSIs também são responsáveis por manter a frequência e tensões locais estáveis [59].

Ainda assim, é importante que mesmo em modo conectado, haja a presença de ao menos um VSI, para que em caso de transição para o modo autônomo, esta seja suave, evitando assim, a perda da microrrede, explicando melhor: Quando VSIs são conectados a um sistema CA rígido, como uma rede principal, as referências de tensão e frequência podem ser impostas externamente e suas injeções ativas e reativas podem ser definidas através do ajuste de seus

valores inativos de frequência e tensão; caso haja mudança para modo autônomo, o VSI fornecerá uma referência primária de tensão e frequência local, que levará automaticamente ao compartilhamento de carga entre as fontes [59].

2.3.5 Sistema de Controle

A presença de Recursos Energéticas Distribuídos advindos de múltiplas fontes com tecnologias e características de geração diversificadas, e de forma majoritária, com alta variabilidade de geração, bem como, a possibilidade de operação completamente autônoma das Microrredes; torna essencial, sobretudo em modo isolado, a presença de uma Estrutura de Controle, que garanta sua operação segura, econômica e confiável [33] [88].

Desta forma, o Sistema de Controle de uma microrrede tem entre outros, os seguintes objetivos fundamentais [36], [88] - [90]:

- Regular as tensões e a frequência da microrrede, tanto em operação autônoma quanto em operação conectada;
- Distribuir adequadamente o compartilhamento de cargas entre as fontes distribuídas da microrrede, bem como, coordenar estas fontes e cargas;
- Gerenciar o balanço entre geração-carga;
- Otimizar o custo de operação da microrrede;
- Controlar do Fluxo de Potência entre a microrrede e a Rede Principal;
- Controlar a conexão, desconexão e resincronização da microrrede à rede principal, de modo a garantir uma transição suave e segura, entre os modos de operação autônomo e conectado;
- Controlar e reduzir as perdas de potência na Microrrede.

De forma sintética, o Controle de uma Microrrede é realizado a partir de três grupos de controladores principais: Controladores Locais das Micro fontes (*Microsource Controller-MC*), Controladores Locais das Cargas (*Load Controller - LC*) e o Controlador Central da Microrrede (*Microgrid Central Controller - MGCC*). Esta estrutura de controle está ilustrada na Figura 2.1 e na Figura 2.2.

Os Controladores Locais ficam localizados juntos às Cargas e às micro fontes e são as interfaces diretas entre estas e o restante da rede. Já o Controlador Central da Microrrede é instalado na subestação MT/BT da microrrede, próximo ao Ponto de Acoplamento Comum, e

funciona tanto como uma interface de comunicação entre a Microrrede e a Rede Externa; quanto como um coordenador dos Controladores Locais das Cargas e das micro fontes [59].

Quanto às suas funções, os Controladores Locais de Cargas podem ser responsáveis pela aplicação de esquemas de seccionamento, ininterruptibilidade e rejeição de carga. Por sua vez, os Controladores Locais das micro fontes podem executar, entre outras tarefas, o controle do compartilhamento de carga entre as micro fontes, o controle local de tensão e frequência da microrrede e a sincronização das micro fontes à Microrrede. Adicionalmente, no caso específico de Sistemas de Armazenamento, também tem por responsabilidade controlar os níveis de armazenamento, carregamento e descarregamento destes [40] [59].

Por último, o MGCC é responsável por comandar a conexão e desconexão de cargas, pela restauração de níveis de tensões e frequência em toda a microrrede, bem como, pela detecção de ilhamento, conexão, desconexão e pela sincronização da microrrede à rede principal [40].

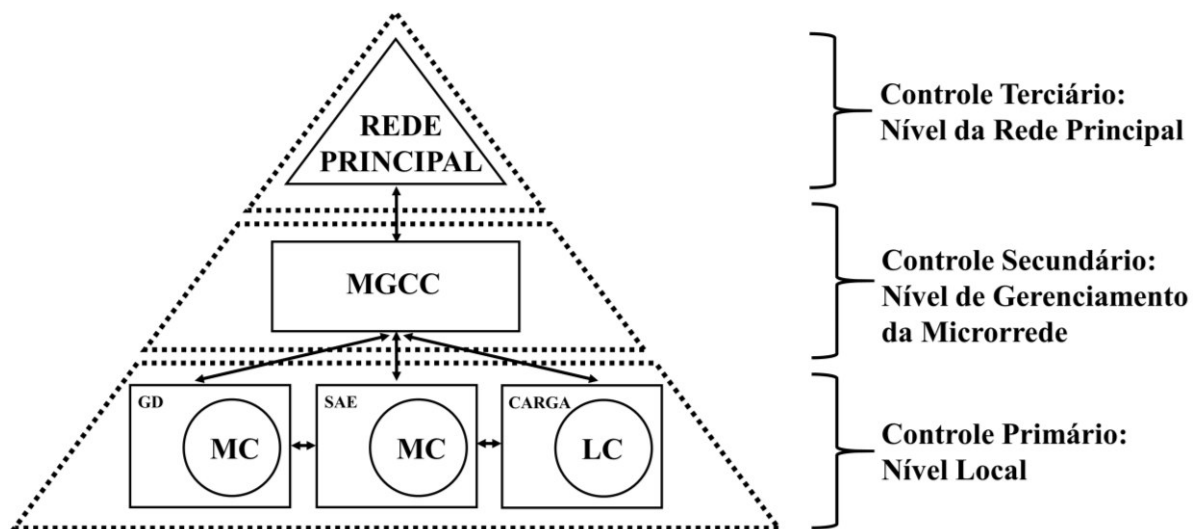
Conforme pode ser observado, algumas destas atividades de controle citadas são compartilhadas entre o Controlador Central e os Controladores Locais, além disso, podem variar de acordo com as estratégias de controle e gerenciamento de operação adotadas para a microrrede. Por isso, de acordo com as interações existentes entre os Controladores Locais e o controlador central, as atividades de controle da microrrede podem seguir as arquiteturas centralizada ou descentralizada [13].

Na arquitetura centralizada, as ações de controle são determinadas pelo Controlador Central (MGCC) que as comunica aos Controladores Locais (LC e MC) e estes, por sua vez, atuarão sobre as unidades locais (cargas e micro fontes). Para isto, é necessária a existência de *links* de comunicação física e bidirecional entre o Controlador Central e os Controladores Locais. Na Arquitetura Descentralizada, cada Unidades Local é controlada apenas por seu Controlador Local, pois este recebe e controla apenas informações locais. Isto quer dizer que não há necessidade de que as Unidades Distribuídas se comuniquem fisicamente umas com as outras para executar as ações de controle [13] [91].

Na prática o que se adota é um misto entre estas duas arquiteturas, através da aplicação de uma Estrutura de Controle Hierárquico, baseada na utilização conjunta de três níveis de controle: Controle Primário, Controle Secundário e Controle Terciário [36] [92]. Neste caso, as ações de controle são realizadas por diferentes unidades em variados intervalos de tempos, isto é, com repostas mais rápidas ou mais lentas, dependendo das ações de controle a serem realizadas [90] [91], tal como discutido a seguir e sintetizado na Figura 2.2:

O Controle Primário, também conhecido como Controle Local, é o primeiro nível do Controle Hierárquico, apresentando, portanto, a resposta mais rápida entre os três níveis, na ordem de milissegundos (ms). Tem por função principal, controlar o compartilhamento de carga entre as Fontes Distribuídas e adicionalmente, manter a estabilidade da frequência e tensões locais, além de mitigar correntes de circulação que podem causar mau funcionamento dos dispositivos eletrônicos da Microrrede. Este controle pode se basear apenas em medições locais, portanto, não há necessidade de um MGCC para executar as tarefas neste nível. Normalmente, no Controle Primário são utilizadas técnicas de Controle do tipo *Droop* (Controle por Inclinação), em que as Gerações Injetadas pelas Fontes Distribuídas guardam uma relação de dependência com a frequência e a tensão de saída destas, seguindo uma resposta que imita virtualmente o comportamento dos geradores síncronos de forma a tornar o sistema mais estável e amortecido [13] [30] [90] - [96]. O Controle *Droop* será discutido no Item 2.4.

Figura 2.2 – Controle Hierárquico em Microrredes CA.



Fonte: Adaptado de [40].

Contudo, apesar de se basear apenas em medições locais e, portanto, não haver necessidade de uma arquitetura centralizada para execução das ações de controle primário, o controle centralizado em nível primário pode ser implementado quando busca-se uma melhor regulação de tensão e um compartilhamento de carga de alta qualidade entre as fontes. A desvantagem é que para execução das ações de controle são necessários *links* de comunicação de alta largura de banda, por isso este tipo de arquitetura só é viável para paralelismo de unidades que estão localizadas muito próximas entre si. Entre algumas técnicas centralizadas de controle primário para paralelismo de inversores pode-se citar por exemplo, as estratégias

de Controle Centralizado (*Centralized Control*), Mestre-escravo (*Master-slave*), Compartilhamento de Carga Média (*Average Load Sharing*) e Controle de Cadeia Circular (*Circular Chain Control*). [90] [93] [97].

O Controle Secundário, também conhecido como Controle Central ou Sistema de Gerenciamento de Energia, é o segundo nível do Controle Hierárquico. Este nível tem por objetivo principal compensar os desvios de tensão e frequência causados pela aplicação do controle primário. Adicionalmente, também pode atuar desempenhando tarefas de controle da qualidade de energia da microrrede, bem como, redução das perdas elétricas; garantindo assim, a operação confiável, segura e econômica da microrrede. Por atuar em cima do controle primário, o controle secundário apresenta uma resposta mais lenta que este, tipicamente na ordem de segundos (s) a minutos (min) [13] [36] [90] - [95] [98].

O controle secundário normalmente é feito de modo centralizado, e, portanto, como discutido anteriormente, necessita de uma rede de comunicação complexa e de alta velocidade entre os Controladores Locais e o Controlador Central. Portanto, Controles Descentralizados neste nível são atrativos para garantir mais confiabilidade, estabilidade e simplicidade de comunicação entre as fontes, visto que links de comunicação, além de gerarem acréscimos nos custos da microrrede, deterioram a confiabilidade do sistema [90] [98].

O Controle Terciário é o último nível do Controle Hierárquico e apresenta a resposta mais lenta entre os três níveis, tipicamente na ordem de alguns minutos (min). Este nível tem a função de controlar o fluxo de potência entre a Microrrede e a Rede Principal, com o objetivo de alcançar a operação ótima da Microrrede. Isto pode ser feito por exemplo, ajustando a magnitude e frequência das tensões de saída nas gerações distribuídas, quando a Microrrede opera em modo conectado. Desta forma, o controle terciário só atua em microrredes operando em conjunto com uma Rede Principal, sendo inclusive, considerado por convenção parte desta e não da própria Microrrede, uma vez que é executado pelo operador da rede de distribuição (*Distribution Network Operator - DNO*) e pelo operador de mercado (*Market Operator - MO*) [13] [90] [91].

Em [90], [94] e [99] são encontradas revisões detalhadas acerca do funcionamento destes três estágios de controle, descrevendo por exemplo, as principais técnicas utilizadas, bem como, as equações e malhas de controle implementadas em cada nível.

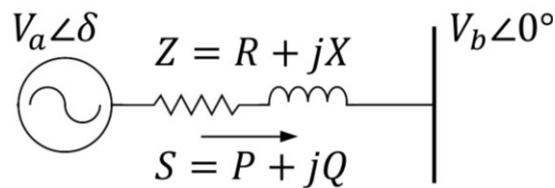
2.4 Controle Droop em Microrredes

O Controle *Droop* ou Controle por Inclinação é uma técnica utilizada frequentemente em microrredes, no nível de controle primário, para compartilhamento de cargas entre as fontes distribuídas e manutenção das estabilidades de frequência e de tensão na rede. O princípio deste controle consiste em reproduzir virtualmente nas Gerações Distribuídas (DG) o comportamento natural dos geradores síncronos, em que variações em seus despachos de potência implicam em desvios da frequência e da magnitude de sua tensão de saída [30]. Por ser um método de controle independente, autônomo e sem fio, sua principal vantagem é que não necessita de comunicação entre os conversores, pois baseia-se apenas em medições locais para regulação da frequência, das tensões e dos despachos de potência das fontes [90] [94].

No Controle *Droop* Convencional, a potência ativa entregue pelas fontes guarda uma relação direta de dependência com a frequência da tensão de saída desta, ao passo que a potência reativa guarda uma relação direta com a magnitude desta tensão. Isto acontece porque na modelagem do controle, assume-se que a impedância de saída do inversor é altamente indutiva [90].

Na Figura 2.3 é representado um conversor conectado a uma barra CA que ilustra este princípio:

Figura 2.3 –Circuito simplificado de um conversor conectado a uma barra CA.



Sabendo que a Potência Complexa injetada na microrrede pela fonte pode ser expressa por:

$$S^* = P - jQ = V_a^* \cdot I_{ab} = V_a^* \cdot \frac{(V_a - V_b)}{Z} = \frac{|V_a|^2}{Z} - \frac{V_a \cdot V_b}{Z} \quad (2.3)$$

Em que:

S^* : Conjugado da Potência Complexa injetada pelo conversor;

P : Potência Ativa injetada pelo conversor;

Q : Potência Reativa injetada pelo conversor;

V_a : Tensão do Conversor;

$|V_a|$: Módulo da Tensão do Conversor;

V_b : Tensão da Barra CA, a qual o conversor está conectado; e

Z : Impedância do conjunto conversor-linha.

Reescrevendo (2.3) em termos de Potência Ativa e Reativa foi obtido [93]:

$$P = \frac{R \cdot |V_a|^2}{R^2 + X^2} - \frac{R \cdot |V_a| \cdot |V_b| \cdot \cos(\delta)}{R^2 + X^2} + \frac{X \cdot |V_a| \cdot |V_b| \cdot \sin(\delta)}{R^2 + X^2} \quad (2.4)$$

$$Q = \frac{X \cdot |V_a|^2}{R^2 + X^2} - \frac{X \cdot |V_a| \cdot |V_b| \cdot \cos(\delta)}{R^2 + X^2} - \frac{R \cdot |V_a| \cdot |V_b| \cdot \sin(\delta)}{R^2 + X^2} \quad (2.5)$$

Em que:

$|V_b|$: Módulo da Tensão da Barra CA;

R : Resistência do conjunto conversor-linha;

X : Reatância do conjunto conversor-linha; e

δ : Ângulo da Tensão da Barra CA.

Considerando que a impedância de saída do inversor seja fortemente indutiva e que o ângulo δ , seja muito pequeno, então as expressões seguintes são verdadeiras:

$$\sin(\delta) \cong \delta \quad (2.6)$$

$$\cos(\delta) \cong 1 \quad (2.7)$$

Aplicando em (2.4) e (2.5) estas simplificações foi obtido:

$$P \cong \frac{|V_a| \cdot |V_b| \cdot \delta}{X} \therefore \delta \cong \frac{X \cdot \delta}{|V_a| \cdot |V_b|} \quad (2.8)$$

$$Q = \frac{|V_a|^2}{X} - \frac{|V_a| \cdot |V_b|}{X} \therefore |V_a| - |V_b| = \frac{X \cdot Q}{|V_a|} \quad (2.9)$$

A expressão (2.8) explicita que a Potência Ativa injetada “ P ” guarda uma relação direta com o ângulo δ ; ao passo que em (2.9) foi apresentada a relação direta existente entre a potência reativa injetada “ Q ” e a queda de tensão ($|V_a| - |V_b|$). Sabendo que o ângulo é diretamente relacionado à frequência elétrica, tem-se em (2.8) e (2.9) a fundamentação das equações básicas do Controle Droop Convencional, as quais estão apresentadas em (2.10) e (2.11) [93]:

$$\omega = \omega^{ref} - m_{P_k} \cdot (P - P^{ref}) \quad (2.10)$$

$$|V| = |V^{ref}| - n_{qk} \cdot (Q - Q^{ref}) \quad (2.11)$$

Em que:

ω : frequência elétrica da tensão de saída do conversor;

ω^{ref} : valor de referência para a frequência da tensão de saída do conversor;

m_{pk} : coeficiente de ganho *droop* relativo ao modelo $P-\omega$ de Controle Droop;

P : potência ativa injetada pelo conversor;

P^{ref} : potência ativa de referência do conversor;

$|V|$: módulo da tensão de saída do conversor;

$|V|$: valor de referência para a tensão de saída do conversor;

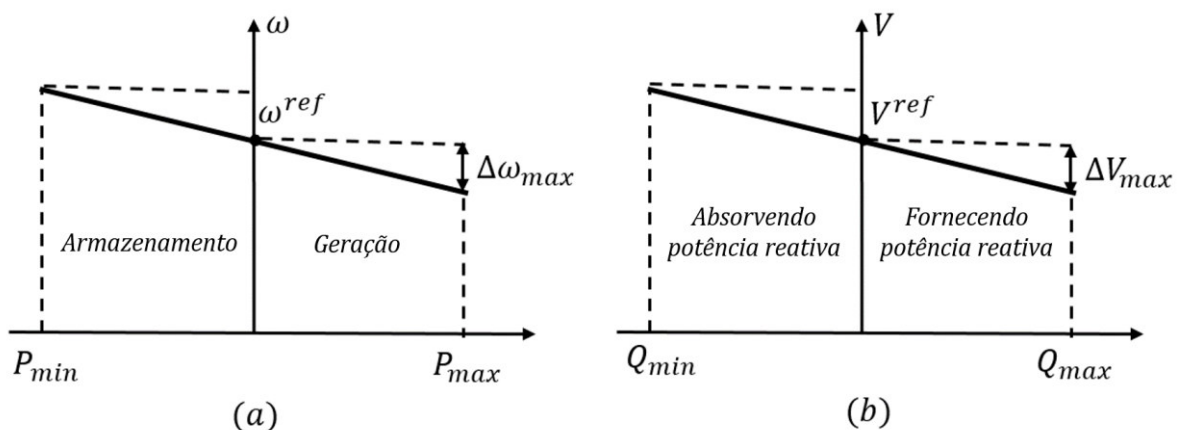
n_{qk} : coeficiente de ganho *droop* relativo ao modelo $Q-V$ de Controle Droop;

Q : potência reativa injetada pelo conversor;

Q^{ref} : potência reativa de referência do conversor.

A Figura 2.4 ilustra a representação gráfica das equações (2.10) e (2.11). Nela são apresentadas as curvas de estatismo do controle droop convencional, chamado de modelo $P-\omega$ e $Q-V$.

Figura 2.4 – Curvas de estatismo do controle *droop* convencional: (a) $P-\omega$ e (b) $Q-V$



Apesar de o Controle Droop Convencional ser de simples implementação, conforme foi discutido anteriormente, muitas vezes o desempenho é afetado pelos parâmetros da rede, como por exemplo, as impedâncias dos conversores e das linhas. Uma das estratégias propostas na Literatura para resolver ou atenuar este problema é a aplicação de impedâncias virtuais, de forma a garantir, caso seja desejado, o comportamento predominantemente indutivo do sistema

inversor-linha. A introdução desta impedância é feita virtualmente através de uma adaptação na malha de controle do conversor, portanto não implica em adição de perdas de potência para a microrrede [30] [90] [93] [99].

Em [90] [94] [100] [101] pode ser encontrada uma discussão mais detalhada acerca de outros métodos de Controle *Droop* encontrados na Literatura, bem como de estratégias de adaptação do Método Convencional, descrevendo funcionamento, modelagem e comparativos entre estratégias passíveis de adoção.

Capítulo 3

FLUXO DE CARGA EM REDES ELÉTRICAS

3.1 Conceitos Básicos

O fluxo de carga é uma técnica que visa determinar o estado de uma rede elétrica para uma dada condição de geração e carga, caracterizado pelo módulo e ângulo das tensões de seus barramentos, tal como descrito em (3.1). Permite ainda determinar grandezas tais como a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa nos ramos da rede e perdas elétricas.

$$estado = \begin{cases} |V| = (|V_1|, \dots, |V_k|, \dots, |V_{NB}|) \\ |\theta| = (\theta_1, \dots, \theta_k, \dots, \theta_{NB}) \end{cases} \quad (3.1)$$

Em que:

NB : número de Barras da Rede;

$|V|$: vetor de estados cujos elementos expressam os módulos das tensões nodais;

$|V_k|$: módulo da tensão da k -ésima barra da rede;

$|\theta|$: vetor de estados cujos elementos expressam os ângulos das tensões nodais; e

$|\theta_k|$: ângulo da tensão da k -ésima barra da rede.

A resolução do problema é então encontrada solucionando um conjunto de equações e inequações algébricas não lineares que descrevem o comportamento em regime permanente da rede de interesse, através de métodos iterativos [1]. Espera-se que a solução final alcançada por meio do processo iterativo convirja para o estado real do sistema, indicando o sucesso do processo. Entretanto, no caso de sistemas mal condicionados, há também a possibilidade de não convergência da solução, ou mesmo de convergência para uma solução que não representa o estado real da rede analisada.

O Fluxo de Carga é amplamente utilizado no Planejamento, Operação, Controle, Análise de Segurança e Expansão de Redes [1] [2] [3]. Assim, devido sua importância, a literatura técnica reporta diversos métodos desenvolvidos para solucioná-lo. Entre os quais, por sua popularidade, relevância e performance, destacam-se o Método de Newton-Raphson proposto por [4] e os Métodos Desacoplados apresentados em [5] [6] [7].

Entretanto, independente da estratégia ou método de solução escolhido, para modelagem matemática do problema do Fluxo de Carga, parte-se sempre da premissa de que para cada barra k pertencente a uma rede, estão associadas quatro variáveis básicas:

- 1 - Módulo da tensão nodal ($|V_k|$);
- 2 - Ângulo da tensão nodal (θ_k);
- 3 - Injeção líquida de potência ativa (P_k); e
- 4 - Injeção líquida de potência reativa (Q_k).

Na modelagem convencional do problema, cada barra apresenta duas variáveis conhecidas e duas variáveis desconhecidas. As conhecidas entrarão como dados de auxílio à solução do Fluxo de Carga; ao passo que as desconhecidas, serão modeladas como incógnitas do problema. É, portanto, a partir desta definição, que em redes elétricas, as barras costumam ser classificadas em três tipos básicos:

- Barras PQ: São barras em que são conhecidas as Injeções Líquidas de Potência Ativa (P_k) e Reativa (Q_k); enquanto o Módulo ($|V_k|$) e Ângulo de sua Tensão Nodal (θ_k) são calculados pelo Fluxo de Carga. Na prática, representam barras conectadas a unidades de cargas ou a unidades geradoras cujas potências ativas e reativas injetadas são previamente especificadas.
- Barras PV: Também chamadas de “Barras de Tensão Controlada”, são barras em que a Injeção Líquida de Potência Ativa (P_k) e o Módulo da Tensão Nodal ($|V_k|$) são conhecidos; enquanto o Ângulo da Tensão Nodal (θ_k) e Injeção Líquida de Potência Reativa (Q_k) são calculados. Este tipo corresponde às barras conectadas a equipamentos cuja capacidade de injeção de potência reativa é capaz de manter a tensão constante em um valor especificado, como por exemplo, unidades geradoras e compensadores síncronos [2] [8].
- Barras V θ : Também conhecidas como “Barras de Referência” ou “Barra de Folga” (*Slack Bus*), tratam-se de barras em que são previamente conhecidas a Módulo ($|V_k|$) e Ângulo de sua Tensão Nodal (θ_k); enquanto as Injeções Líquidas de Potência Ativa

(P_k) e de Potência Reativa (Q_k) são calculadas pelo Fluxo de Carga. Este tipo de barra tem fundamental importância para a operação da rede elétrica e para a própria solução de seu Fluxo de Carga, pois além de fornecer a referência angular do sistema, é responsável também por fechar os balanços de potência do sistema; por este motivo geralmente é representada por uma unidade geradora com grande capacidade de despacho.

3.2 Modelagem Convencional do Problema do Fluxo de Carga

As equações básicas utilizadas na modelagem do fluxo de carga levam em conta dois aspectos principais [1]:

- A conservação de potência ativa e reativa em cada barra da rede, isto é, as potências ativas e reativas injetadas em uma barra devem ser equivalentes a soma dos fluxos de potência que saem desta através de linhas e demais elementos conectados. Matematicamente, este preceito equivale ao expresso em (3.2) e (3.3).
- O balanço de potência na rede, isto é, a demanda total de potência ativa e reativa da rede deve equilibrar-se à geração total injetada na mesma.

Já as inequações utilizadas correspondem, por exemplo, às restrições de operação de componentes da rede, como por exemplo, limites de geração ativa e reativa em unidades de geração, limites de tensão nos seus elementos, limites de fluxos através das linhas.

$$P_k = \sum_{m \in C} P_{km} (|V_k|, |V_m|, \theta_k, \theta_m) \quad (3.2)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(|V_k|) = \sum_{m \in C} Q_{km} (|V_k|, |V_m|, \theta_k, \theta_m) \quad (3.3)$$

Em que:

C : Conjunto de barras conectadas diretamente à barra k ;

P_k : Injeção líquida de potência ativa na barra k ;

P_{km} : Fluxo de potência ativa entre a barra k e a barra m ;

$|V_k|$: Módulo da tensão na barra k ;

$|V_m|$: Módulo da tensão na barra m ;

θ_k : Ângulo da tensão na barra k ;

θ_m : Ângulo da tensão na barra m ;

Q_k^{sh} : Injeção líquida de potência reativa na barra k devido a elementos do tipo *shunt*;

Q_k : Injeção líquida de potência reativa na barra k ; e

Q_{km} : Fluxo de potência reativa entre a barra k e a barra m .

Assim, seja Y_{BUS} a matriz de Admitância Nodal da Rede tal como expresso em (3.4) e (3.5):

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

$$Y_{km} = \begin{cases} -(r_{km} + j \cdot x_{km})^{-1} & , \text{ se } k \neq m \\ j \cdot b_k^{sh} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} j \cdot b_{km}^{sh} + (r_{km} + j \cdot x_{km})^{-1} & , \text{ se } k = m \end{cases} \quad (3.5)$$

Em que:

Y_{km} : Elemento $k \times m$ da Matriz de Admitância Nodal Y_{BUS} ;

NB : Número de Barras da Rede;

r_{km} : resistência entre a barra k e a barra m ;

x_{km} : reatância entre a barra k e a barra m ;

b_{km}^{sh} : susceptância *shunt* entre a barra k e a barra m ; e

b_k^{sh} : susceptância *shunt* da barra k .

A formulação apresentada em (3.2) e (3.3), pode ser expressa em termos das tensões nodais e das admitância dos elementos da rede, conforme apresentado em (3.6) e (3.7):

$$P_k(|V|, \theta) = |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |Y_{km}| \cdot |V_m| \cdot \cos(\theta_k - \theta_m - \varphi_{km}) \quad (3.6)$$

$$Q_k(|V|, \theta) = |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |Y_{km}| \cdot |V_m| \cdot \sin(\theta_k - \theta_m - \varphi_{km}) \quad (3.7)$$

Em que:

$|V|$: Vetor de módulos das tensões nodais;

θ : Vetor dos angulos das tensões nodais;

$|Y_{km}|$: Módulo do elemento $k \times m$ da Matriz de Admitância Nodal Y_{BUS} ; e

φ_{km} : Ângulo do elemento $k \times m$ da Matriz de Admitância Nodal Y_{BUS} .

Ou ainda de forma mais simplificada, em termos das condutâncias e susceptâncias dos elementos da rede, tal como expresso em (3.8) e (3.9):

$$P_k(|V|, \theta) = |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km} \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \sen(\theta_{km})) \quad (3.8)$$

$$Q_k(|V|, \theta) = |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km} \cdot \sen(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \cos(\theta_{km})) \quad (3.9)$$

Em que:

G_{km} : Condutância do Elemento Y_{km} da Matriz de Admitância Nodal Y_{BUS} ; e

B_{km} : Susceptância do Elemento Y_{km} da Matriz de Admitância Nodal Y_{BUS} .

Assim, observa-se através de (3.8) e (3.9), que (3.2) e (3.3) são exatamente as equações responsáveis por inter-relacionar as quatro variáveis básicas do fluxo de carga (P, Q, V, θ). Desta forma, sendo o vetor de incógnitas do problema o apresentado em (3.10), o sistema de equações a ser modelada para solucioná-lo é o expresso em (3.11):

$$[x] = \begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Em que:

$[x]$: Vetor de incógnitas;

$[\theta]$: Vetor de ângulos das tensões das barras PV's e PQ's; e

$[|V|]$: Vetor de módulos das tensões das barras PQ's.

$$g(x) = \begin{cases} \Delta P_k = |P_k^{esp} - P_k(|V|, \theta)| \leq \varepsilon, & \text{para toda barra "k" do tipo PQ ou PV} \\ \Delta Q_k = |Q_k^{esp} - Q_k(|V|, \theta)| \leq \varepsilon, & \text{para toda barra "k" do tipo PQ} \end{cases} \quad (3.11)$$

Em que:

P_k^{esp} : Injeção de potência ativa especificada para a barra "k";

Q_k^{esp} : Injeção de potência reativa especificada para barra "k";

ΔP_k : *Mismatch* de potência ativa barra "k";

ΔQ_k : *Mismatch* de potência reativa barra "k"; e

ε : Tolerância de convergência.

3.3 Métodos Convencionais para Solução do Fluxo de Carga em Redes Elétricas

3.3.1 Método de Newton-Raphson

O Método de Newton-Raphson é amplamente utilizado para solução de sistemas de equações não-lineares e se baseia no fato de que, uma vez conhecida a região aproximada em que a solução do sistema avaliado se encontra, através de aproximações ou correções sucessivas é possível encontrar com bastante exatidão a solução do problema.

A aplicação do Método de Newton-Raphson para cálculo do Fluxo de Carga foi proposta em [4] e tem como principal vantagem a taxa de convergência quadrática [1] [2] [8]. Contudo, para atingir tal performance, é necessário o conhecimento prévio da região onde se encontra a solução do problema, pois como já citado, baseia-se na definição de um ponto ou estimativa inicial que é a cada iteração corrigido até convergir a uma solução final.

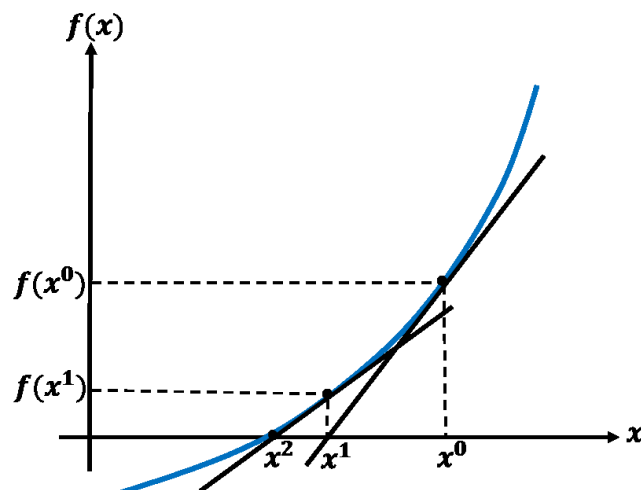
Este procedimento, é descrito matematicamente, a seguir:

Seja o sistema expresso em (3.12), que corresponde à curva apresentada na

$$f(x) = 0 \quad (3.12)$$

A solução de (3.12) é o ponto x^* em que a curva de $f(x)$ tem valor zero, ou seja, corta o eixo x :

Figura 3.1 – Representação gráfica do Método de Newton.



Supondo, inicialmente, que a solução do problema se encontra próximo à região onde se encontra x^0 . Então, expandindo $f(x)$ até a primeira ordem em torno do ponto x^0 por meio da Série de Taylor, foi obtido (3.13) :

$$f(x^0 + \Delta x^0) \cong f(x^0) + f'(x^0) \cdot \Delta x^0 \quad (3.13)$$

Supondo que (3.14) é verdadeira, então (3.15) e (3.16) são válidas:

$$\Delta x^0 \cong x^* - x^0 \quad (3.14)$$

$$f(x^0 + \Delta x^0) \cong f(x^*) \quad \therefore f(x^0 + \Delta x^0) \cong 0 \quad (3.15)$$

$$f(x^*) - f(x^0) \cong f'(x^0) \cdot \Delta x^0 \quad \therefore -f(x^0) \cong f'(x^0) \cdot \Delta x^0 \quad (3.16)$$

Reordenando (3.16), chega-se a (3.17):

$$\Delta x^0 \cong -\frac{f(x^0)}{f'(x^0)} \quad (3.17)$$

Logo, uma segunda estimativa válida de x^* , representada por x^1 , pode ser conseguida por meio de (3.18):

$$x^1 = x^0 - \frac{f(x^0)}{f'(x^0)} \quad (3.18)$$

O processo iterativo representado pelas equações (3.17) e (3.18) está ilustrado graficamente na Figura 3.1 e se repete “ n ” vezes sucessivas, conforme expresso em (3.19) e (3.20), até que seja atendida a inequação (3.21):

$$\Delta x^{n-1} \cong -\frac{f(x^{n-1})}{f'(x^{n-1})} \quad (3.19)$$

$$x^n = x^{n-1} - \frac{f(x^{n-1})}{f'(x^{n-1})} \quad (3.20)$$

$$|f(x^n) - f(x^*)| < \varepsilon \quad \therefore |f(x^n)| < \varepsilon \quad (3.21)$$

Em que:

x^n : n -ésima aproximação calculada para x^* ; e

ε : erro tolerado entre as soluções.

Apesar de as deduções apresentadas nas equações (3.12) a (3.21), se referirem a um sistema univariável, são análogas para um sistema multivariável de i equações e i incógnitas. Desta forma, tomando este último caso, a equação (3.13) se tornaria (3.22):

$$\begin{aligned} & f_i(x_1^{n-1} + \Delta x^{n-1}, \dots, x_i^{n-1} + \Delta x^{n-1}) \\ & \cong f_i(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1}(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) \cdot \Delta x_1^{n-1} \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_i}(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) \cdot \Delta x_i^{n-1} \end{aligned} \quad (3.22)$$

E a equação (3.16) se tornaria o sistema matricial expresso em (3.23):

$$\begin{aligned} & \begin{bmatrix} f_1(x_1^*, \dots, x_i^*) - f_1(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) \\ \vdots \\ f_i(x_1^*, \dots, x_i^*) - f_i(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) \end{bmatrix} \\ & \cong \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1}(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_i}(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_i}{\partial x_1}(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) & \dots & \frac{\partial f_i}{\partial x_i}(x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{n-1} \\ \vdots \\ \Delta x_i^{n-1} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.23)$$

A matriz de derivadas no ponto $P^{n-1} = (x_1^{n-1}, \dots, x_i^{n-1})$, expressa em (3.23), é chamada de Matriz Jacobiana do Sistema da iteração e é tradicionalmente representada pelo símbolo J .

Analogamente, aplicando os preceitos expressos em (3.23) ao problema do Fluxo de Carga modelado em (3.11), tem-se em (3.24) e (3.25) o sistema de equações a ser solucionado no Fluxo de Carga através do Método de Newton-Raphson:

$$\begin{bmatrix} P_1^{esp} - P_1^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1}) \\ \vdots \\ P_{NPQ+NPV}^{esp} - P_{NPQ+NPV}^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1}) \\ Q_1^{esp} - Q_1^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1}) \\ \vdots \\ Q_{NPQ}^{esp} - Q_{NPQ}^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1}) \end{bmatrix} = J^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1}) \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1^{n-1} \\ \vdots \\ \Delta \theta_{NPQ+NPV}^{n-1} \\ \Delta V_1^{n-1} \\ \vdots \\ \Delta V_{NPQ}^{n-1} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

$$J^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \theta_{NPQ+NPV}} & \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial V_{NPQ}} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{NPQ+NPV}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial P_{NPQ+NPV}}{\partial \theta_{NPQ+NPV}} & \frac{\partial P_{NPQ+NPV}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial P_{NPQ+NPV}}{\partial V_{NPQ}} \\ \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial \theta_{NPQ+NPV}} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_{NPQ}} \\ \frac{\partial Q_{NPQ}}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{NPQ}}{\partial \theta_{NPQ+NPV}} & \frac{\partial Q_{NPQ}}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_{NPQ}}{\partial V_{NPQ}} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Em que:

J^{n-1} : Matriz Jacobiana do Sistema calculada no ponto $P^{n-1} = (|V^{n-1}|, \theta^{n-1})$;

NPQ : Número de barras PQ da rede

NPV : Número de barras PV da rede

Com o propósito de simplificação, no fluxo de carga, a Matriz Jacobiana apresentada em (3.25), pode ser decomposta em 4 submatrizes de derivadas (H, M, N, L) tal como ilustrado em (3.26) e (3.27):

$$J^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1}) = \begin{array}{cc|c} \frac{\partial P^{n-1}}{\partial \theta} & \frac{\partial P^{n-1}}{\partial |V|} & \rightarrow NPQ + NPV \\ \hline \frac{\partial Q^{n-1}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^{n-1}}{\partial |V|} & \rightarrow NPQ \\ \hline \downarrow & \downarrow & \\ NPQ + NPV & NPQ & \end{array} \quad (3.26)$$

$$J^{n-1} = \begin{array}{cc|c} \frac{\partial P^{n-1}}{\partial \theta} & \frac{\partial P^{n-1}}{\partial |V|} \\ \hline \frac{\partial Q^{n-1}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^{n-1}}{\partial |V|} \end{array} \quad \therefore \quad J^{n-1} = \begin{array}{cc|c} J_{11}^{n-1} & J_{12}^{n-1} \\ \hline J_{21}^{n-1} & J_{22}^{n-1} \end{array} \quad \therefore \quad J^{n-1} = \begin{array}{cc|c} H^{n-1} & N^{n-1} \\ \hline M^{n-1} & L^{n-1} \end{array} \quad (3.27)$$

Em que:

$J_{11}^{n-1} = H^{n-1} = \frac{\partial P^{n-1}}{\partial \theta}$: é a matriz de derivadas $\frac{\partial P}{\partial \theta}$ no ponto $(|V^{n-1}|, \theta^{n-1})$;

$$\begin{aligned}
 J_{12}^{n-1} = N^{n-1} &= \frac{\partial P^{n-1}}{\partial |V|} \quad : \text{é a matriz de derivadas } \frac{\partial P}{\partial |V|} \text{ no ponto } (|V^{n-1}|, \theta^{n-1}), \\
 J_{21}^{n-1} = M^{n-1} &= \frac{\partial Q^{n-1}}{\partial \theta} \quad : \text{é a matriz de derivadas } \frac{\partial Q}{\partial \theta} \text{ no ponto } (|V^{n-1}|, \theta^{n-1}); e \\
 J_{22}^{n-1} = L^{n-1} &= \frac{\partial P^{n-1}}{\partial |V|} \quad : \text{é a matriz de derivadas } \frac{\partial P}{\partial |V|} \text{ no ponto } (|V^{n-1}|, \theta^{n-1});
 \end{aligned}$$

Assim, o sistema (3.24) pode ainda ser expresso na forma (3.28), cujos elementos da Matriz Jacobiana, deduzidos a partir de (3.8) e (3.9), correspondem aos sistemas (3.29), (3.30), (3.31) e (3.32):

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{n-1} \\ \Delta Q^{n-1} \end{bmatrix} = [J^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1})] \begin{bmatrix} \Delta \theta^{n-1} \\ \Delta |V|^{n-1} \end{bmatrix} \quad \therefore \begin{bmatrix} \Delta P^{n-1} \\ \Delta Q^{n-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^{n-1} & N^{n-1} \\ M^{n-1} & L^{n-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^{n-1} \\ \Delta |V|^{n-1} \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$H = \begin{cases} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = |V_k| \cdot |V_m| \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -|V_k|^2 \cdot B_{kk} - |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \\ \vdots \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -|V_k|^2 \cdot B_{kk} - Q_k \end{cases} \quad (3.29)$$

$$N = \begin{cases} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial |V|_m} = |V_k| \cdot (G_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial |V|_k} = |V_k| \cdot G_{kk} + \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \\ \vdots \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial |V|_k} = (|V_k|^2 \cdot G_{kk} + P_k) \cdot |V_k|^{-1} \end{cases} \quad (3.30)$$

$$M = \begin{cases} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -|V_k| \cdot |V_m| \cdot (G_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -|V_k|^2 \cdot G_{kk} + |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km}) + B_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km})) \\ \vdots \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -|V_k|^2 \cdot G_{kk} + P_k \end{cases} \quad (3.31)$$

$$= \begin{cases} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial |V|_m} = |V_k| \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial |V|_k} = -|V_k| \cdot B_{kk} + \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km})) \\ \vdots \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial |V|_k} = (-|V_k|^2 \cdot B_{kk} + Q_k) \cdot |V_k|^{-1} \end{cases} \quad (3.32)$$

A partir de (3.28) é possível realizar a atualização das estimativas dos vetores de estado, conforme expresso em (3.33) e (3.34):

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^{n-1} \\ \Delta |V|^{n-1} \end{bmatrix} = [J^{n-1}(|V^{n-1}|, \theta^{n-1})]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^{n-1} \\ \Delta Q^{n-1} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$\begin{bmatrix} \theta^n \\ |V|^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^{n-1} \\ |V|^{n-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta \theta^{n-1} \\ \Delta |V|^{n-1} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Por fim, a solução do Fluxo de Carga é então alcançada quando (3.35) for obedecida:

$$\begin{aligned} \Delta P_k^n &= |P_k^{esp} - P_k^n(|V^n|, \theta^n)| \therefore \Delta P_k^n \leq \varepsilon, \quad \text{para toda barra "k" do tipo PQ ou PV} \\ \Delta Q_k^n &= |Q_k^{esp} - Q_k^n(|V^n|, \theta^n)| \therefore \Delta Q_k^n \leq \varepsilon, \quad \text{para toda barra "k" do tipo PQ} \end{aligned} \quad (3.35)$$

Em que:

ΔP_k^n : *Mismatch* de potência ativa barra "k", calculado na iteração n;

ΔQ_k^n : *Mismatch* de potência reativa barra "k", calculado na iteração n;

ε : Erro tolerado entre as soluções;

$|V^n|$: Vetor da n-ésima aproximação calculada para os módulos das tensões nodais; e

θ^n : Vetor da n-ésima aproximação calculada para os ângulos das tensões nodais.

3.3.2 Método Desacoplado Rápido

Os métodos desacoplados se baseiam no fraco acoplamento observado entre o conjunto "Q – θ " (potências reativas injetadas e ângulos das tensões nodais) e entre o conjunto "P – |V|" (potências ativas injetadas e módulos das tensões nodais). Assim, o Fluxo de Carga pode ser solucionado iterativamente em duas etapas básicas:

Uma meia iteração P – θ para ajuste dos ângulos das tensões nodais e uma meia iteração Q – V para ajuste das magnitudes das tensões nodais.

Dentro desta família de métodos, encontra-se o Método Desacoplado Rápido, que levando em conta esta premissa, propõe um conjunto de simplificações ao Método de Newton-

Raphson aplicado ao problema do Fluxo de Carga, de modo a solucioná-lo de forma eficaz e bem menos custosa computacionalmente.

Aplicando o princípio do desacoplamento ao sistema de equações expresso em (3.28), tem-se os sistemas expressos por (3.36) e (3.37):

$$[\Delta P^{n-1}] = [H^{n-1}] [\Delta \theta^{n-1}] \quad (3.36)$$

$$[\Delta Q^{n-1}] = [L^{n-1}] [\Delta V^{n-1}] \quad (3.37)$$

A formulação expressa em (3.36) e (3.37) representa o Método conhecido como Newton Desacoplado proposto em [102], pois permite que os dois sistemas de equações, $P - \theta$ e $Q - |V|$, sejam resolvidos de forma alternada e desacoplada, utilizando as mesmas matrizes H e L já conhecidas do Método de Newton, descritas nas equações (3.29) e (3.32).

Entretanto, sobre os sistemas expressos em (3.36) e (3.37) é ainda possível inserir mais simplificações: Aplicando em (3.29) e (3.32) as aproximações apresentadas em (3.38), (3.39), (3.40) e (3.41) chega-se aos sistemas apresentados em (3.42) e (3.43):

$$\cos(\theta_{km}) \cong 1 \quad (3.38)$$

$$B_{km} \gg G_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km}) \quad (3.39)$$

$$B_{kk} \cdot |V_k|^2 \gg Q_k \quad (3.40)$$

$$|V_k| \cong 1 \quad (3.41)$$

$$H^{n-1} \cong \begin{cases} H_{km} = -B_{km} \\ H_{kk} = -B_{kk} \end{cases} \quad (3.42)$$

$$L^{n-1} \cong \begin{cases} L_{km} = -B_{km} \\ L_{kk} = -B_{kk} \end{cases} \quad (3.43)$$

Sobre as matrizes expressas em (3.42) e (3.43) é possível fazer duas observações:

- As matrizes H e L já não são iterativas, isto é, não tem elementos que precisam ser recalculados a cada iteração; e
- Os elementos das matrizes H e L , correspondem exatamente ao negativo das susceptâncias B_{km} de cada elemento da Matriz de Admitância Nodal Y_{BUS} .

Assim, (3.42) e (3.43), podem ser reescritas na forma de (3.44) e (3.45):

$$H^{n-1} \cong B' = \begin{cases} B'_{km} = b_{km} \\ B'_{kk} = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} b_{km} \end{cases} \quad (3.44)$$

$$L^{n-1} \cong B'' = \begin{cases} B''_{km} = b_{km} \\ B''_{kk} = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} b_{km} \end{cases} \quad (3.45)$$

Em que:

b_{km} : susceptância entre a barra k e a barra m .

Com o objetivo de melhorar o desempenho do método, é possível ainda, desconsiderar os efeitos das resistências séries em B' . Neste caso, (3.44) se torna (3.46):

$$H^{n-1} \cong B' = \begin{cases} B'_{km} = -1/x_{km} \\ B'_{kk} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} 1/x_{km} \end{cases} \quad (3.46)$$

Em que:

x_{km} : reatância entre a barra k e a barra m .

E, portanto, a partir de (3.45) e (3.46), os dois sistemas de equações a serem resolvidos pelo fluxo de carga, se tornam (3.47) e (3.48):

$$[\Delta P^{n-1}] = [B'] [\Delta \theta^{n-1}] \quad (3.47)$$

$$[\Delta Q^{n-1}] = [B''] [\Delta V^{n-1}] \quad (3.48)$$

A partir de (3.47) e (3.48) é possível realizar a atualização das estimativas dos vetores de estado em duas etapas, conforme expresso em (3.49) e (3.50):

$$[\theta^n] = [\theta^{n-1}] + [B']^{-1} [\Delta P^{n-1}] \quad (3.49)$$

$$[V^n] = [V^{n-1}] + [B'']^{-1} [\Delta V^{n-1}] \quad (3.50)$$

E da mesma forma que o Método Newton-Raphson, a solução do Fluxo de Carga é alcançada quando a restrição (3.35) for obedecida, ou seja, quando todos os elementos dos

vetores *mismatches* $[\Delta P]$ e $[\Delta Q]$ forem inferiores a tolerância mínima (ε). Considerando sistemas por unidade (p.u), tolerâncias inferiores à ordem de 10^{-4} são tipicamente estabelecidas.

As formulações expressas em (3.47) - (3.50), correspondem ao Método Desacoplado Rápido proposto por [5], conhecido como “versão *XB*”, em uma referência aos elementos que formam as matrizes de sensibilidade B' e B'' .

3.4 Fluxo de Carga em Microrredes Isoladas

Em redes de transmissão, redes de distribuição, ou mesmo em microrredes conectadas a uma rede principal, os métodos convencionais para cálculo do Fluxo de Carga tais como, o Método Newton-Raphson e os Métodos Desacoplados, apresentados nos Itens 3.3.1 e 3.3.2, possuem características de desempenho bastante satisfatórias. Entretanto, no caso particular de microrredes operando em modo isolado, eles enfrentam uma série de limitações para sua aplicação.

Conforme foi discutido nos Itens 3.2 e 3.3, em sua modelagem, estes métodos convencionais partem do pressuposto de que há a presença de um barramento *slack* na rede e de que a frequência elétrica destas é constante, ou seja, é conhecida e não sofre variações. Entretanto estas características não são atendidas por microrredes isoladas.

É essencial para a solução do Fluxo de Carga por estes métodos, que a rede apresente um barramento de referência, ou seja, uma barra conectada a uma Unidade Geradora que fecha os balanços de potência do sistema. Por este fato, a Unidade de Geração de referência precisa ter capacidade de geração variável e em uma ampla faixa de valores, de modo a estar apta a realizar desde pequenos despachos até despachos muito superiores às outras Unidades de Geração conectadas à mesma rede.

Em uma microrrede conectada, o barramento que a interliga com a rede principal pode ser modelado no Fluxo de Carga como a Barra de Referência do sistema, pois neste tipo de operação, é certo que a rede principal fechará o balanço de potência da microrrede, sendo capaz de garantir, portanto, que a sua frequência seja mantida em valores fixos e preestabelecidos [14] [15].

Já no caso de microrredes em operação isolada, há a perda desta referência, pois como se sabe, toda a demanda energética da microrrede deve ser suprida internamente por suas próprias gerações distribuídas, bem como todo o controle da microrrede, inclusive de tensão e frequência, deve ser realizado pelos próprios dispositivos pertencentes a ela. Em alguns casos, existe a possibilidade de considerar a Geração Distribuída com maior capacidade como o novo

barramento de referência do sistema, entretanto esta aproximação nem sempre é aplicável, porque em geral nas microrredes isoladas, mesmo as maiores Gerações Distribuídas não contam com capacidade de geração suficiente para garantir o fechamento do balanço de potência da rede e, deste modo, atuar como a referência do sistema [14].

Outro ponto, em relação à modelagem das barras de uma Microrrede Isolada, é que conforme foi discutido previamente, no Capítulo 2 (Itens 2.3.5 e 2.4), é comum a utilização de controles do tipo *droop* para compartilhamento de carga entre as fontes distribuídas. Acontece que para realizar este compartilhamento de carga, o controle *droop* atua por meio de medições locais de tensão e frequência e, portanto, os despachos das gerações distribuídas não podem mais ser modelados no Fluxo de Carga como um valor fixo e pré-especificado, mas sim através de uma relação de dependência com a tensão local e a frequência da microrrede.

Desta forma, em Barras conectadas a Unidades de Geração com controle *droop*, tanto as suas tensões complexas ($|V|\angle\theta$), quanto as injeções nodais de potência ativa e reativa (P e Q), são desconhecidas e entrarão como incógnitas a serem calculadas pelo Fluxo de Carga.

Adicionalmente, conforme foi visto nas modelagens apresentadas no Item 3.2, os algoritmos de fluxo de carga tradicionais encontram o estado do sistema a partir da definição inicial de um valor fixo e conhecido da frequência elétrica e, portanto, nestes algoritmos, as equações utilizadas para a modelagem da rede não admitem que a frequência seja desconhecida ou mesmo que seja adicionada como uma variável adicional dentro do problema. Isto porque desvios de frequência afetam as impedâncias dos componentes da rede, tais como, linhas e cargas e, por consequência, também afetam a matriz de admitância nodal da rede.

3.4.1 Modelagem do Problema do Fluxo de Carga em Microrredes Isoladas

Diante da problemática levantada no Item 3.4, nesta sessão serão descritas as principais modificações que devem ser aplicadas à modelagem matemática básica do Fluxo de Carga Convencional, de modo a permitir adequá-lo à aplicação em microrredes isoladas.

3.4.1.1 Potências Injetadas pelas Unidades de Geração com Controle *Droop*

Como se sabe, em Gerações Distribuídas que utilizam Controle *Droop* para compartilhamento de carga; a potência ativa e reativa injetada na rede não é mais modelada no

Fluxo de Carga como um valor fixo e pré-especificado, mas sim, em função da magnitude e da frequência de sua tensão de saída.

Assim, considerando o Modelo de *Droop* Convencional (modelo $P-\omega$ e $Q-V$), apresentado nas equações (2.10) e (2.11) do Item 2.4, as injeções das gerações distribuídas devem ser calculadas através de (3.51) e (3.52):

$$P_{G_k}(\omega) = \frac{\omega^{ref} - \omega}{m_{p_k}} \quad (3.51)$$

$$Q_{G_k}(|V_k|) = \frac{|V_k^{ref}| - |V_k|}{n_{q_k}} \quad (3.52)$$

Em que:

ω : frequência elétrica da rede;

ω^{ref} : valor de referência para a frequência da rede;

m_{p_k} : coeficiente de ganho *droop* relativo ao modelo $P-\omega$ de Geração *Droop*;

P_{G_k} : potência ativa injetada pela unidade de geração com controle *droop* conectada à barra k ;

$|V_k|$: módulo da tensão nodal da barra conectada à unidade de geração com controle *droop*;

$|V_k^{ref}|$: valor de referência para a tensão de saída da unidade de geração com controle *droop* conectada à barra k ;

n_{q_k} : coeficiente de ganho *droop* relativo ao modelo $Q-V$ de Geração *Droop*;

Q_{G_k} : potência reativa injetada pela unidade de geração com controle *droop* conectada à barra k ; e

3.4.1.2 Potências Injetadas pelas Cargas

Conforme discutido previamente no Capítulo 2, no Item 2.3.3, é importantíssimo, em análises estáticas e dinâmicas de microrredes isoladas, atentar para o comportamento das cargas quando estas estão submetidas a condições não-nominais. Assim, adaptando ao Fluxo de Carga, a representação de das cargas segundo o modelo estático exponencial, apresentadas nas equações (2.1) e (2.2), que expressa as potências consumidas pelas cargas em função da magnitude das tensões e da frequência às quais estas estão submetidas, tem-se as equações (3.53) e (3.54):

$$P_{L_k}(\omega, |V_k|) = P_{L_k}^{ref} \cdot \left(\frac{|V_k|}{|V_k^{ref}|} \right)^\alpha \cdot (1 + K_{pf}(\omega - \omega^{ref})) \quad (3.53)$$

$$Q_{L_k}(\omega, |V_k|) = Q_{L_k}^{ref} \cdot \left(\frac{|V_k|}{|V_k^{ref}|} \right)^\beta \cdot (1 + K_{qf}(\omega - \omega^{ref})) \quad (3.54)$$

Em que:

P_{L_k} : Potências ativa consumida pela carga conectada à barra k

$P_{L_k}^{ref}$: Potência ativa nominal, ou de referência, da carga conectadas à barra k , ou seja, a potência tomada na tensão $|V_k^{ref}|$ e frequência ω^{ref} ;

Q_{L_k} : Potências reativa consumida pela carga conectadas à barra k ;

$Q_{L_k}^{ref}$: Potência reativa nominal, ou de referência, da carga conectadas à barra k , ou seja, a potência tomada na tensão $|V_k^{ref}|$ e frequência ω^{ref} ;

$|V_k|$: módulo da tensão nodal da barra k ;

$|V_k^{ref}|$: módulo da tensão nominal, ou de referência, da carga conectada à barra k ;

ω : frequência elétrica a que as cargas estão submetidas;

ω^{ref} : frequência elétrica nominal, ou de referência, das cargas;

α : coeficiente de sensibilidade da potência ativa consumida pela carga em relação à tensão a que estão submetidas;

β : coeficiente de sensibilidade da potência reativa consumida pela carga em relação à tensão a que estão submetidas;

K_{pf} : coeficiente de sensibilidade da potência ativa consumida pelas cargas em relação à frequência a que estão submetidas; e

K_{qf} : coeficiente de sensibilidade da potência reativa consumida pelas cargas em relação à frequência a que estão submetidas.

3.4.1.3 Matriz de admitância nodal da rede

Uma vez que em microrredes isoladas há variações significativas de frequência, e que seu valor é previamente desconhecido, é necessário que as reatâncias dos elementos da Rede, e consequentemente a sua Matriz de Admitância, sejam recalculadas em função da frequência atualizada, a cada iteração do Fluxo de Carga, tal como apresentado em (3.55) e (3.56):

$$Y_{BUS}(\omega) = \begin{bmatrix} Y_{11}(\omega) & \cdots & Y_{1N}(\omega) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1}(\omega) & \cdots & Y_{NN}(\omega) \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

$$Y_{km}(\omega) = \begin{cases} -(r_{km} + j \cdot \omega \cdot L_{km})^{-1}, & \text{se } k \neq m \\ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} (r_{km} + j \cdot \omega \cdot L_{km})^{-1}, & \text{se } k = m \end{cases} \quad (3.56)$$

Em que:

ω : frequência elétrica da microrrede;

$Y_{BUS}(\omega)$: Matriz de Admitância Nodal da Rede, calculada na frequência ω ;

$Y_{km}(\omega)$: Elemento $k \times m$ da Matriz de Admitância Nodal $Y_{BUS}(\omega)$;

r_{km} : resistência entre a barra k e a barra m ;

L_{km} : indutância entre a barra k e a barra m .

3.4.1.4 Injeções de Potência Nodais

Uma vez que as admitâncias nodais são dependentes da frequência, então o cálculo das Injeções de Potência Nodais, apresentado anteriormente em (3.6) e (3.7), passa a ter a forma expressa em (3.57) e (3.58):

$$P_k(|V|, \theta, \omega) = |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km}(\omega) \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km}(\omega) \cdot \sen(\theta_{km})) \quad (3.57)$$

$$Q_k(|V|, \theta, \omega) = |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km}(\omega) \cdot \sen(\theta_{km}) - B_{km}(\omega) \cdot \cos(\theta_{km})) \quad (3.58)$$

Em que:

$|V|$: Vetor de módulos das tensões nodais;

θ : Vetor dos angulos das tensões nodais;

$G_{km}(\omega)$: Condutância do elemento Y_{km} da Matriz $Y_{BUS}(\omega)$, calculado na frequência ω ;

$B_{km}(\omega)$: Susceptância do elemento Y_{km} da Matriz $Y_{BUS}(\omega)$, calculado na frequência ω .

3.4.1.5 Sistema de Equações a ser solucionado pelo Fluxo de Carga:

Conforme discutido anteriormente no Item 3.4 e, agora ilustrado na Tabela 3.1, a classificação inicial de barras (em $V\theta$, PV e PQ) já não é mais suficiente para descrever as características singulares de uma microrrede isolada, uma vez que:

- O conceito de Barra *Slack* não é adequado para aplicação neste tipo de rede;
- Em microrredes isoladas, há a presença de barras conectadas a cargas e gerações, cujas injeções de potência ativa e reativa, guardam uma relação de dependência com a tensão e a frequência a que estão submetidas. Portanto, nestas barras, todas as quatro variáveis básicas do problema ($|V_k|$, θ_k , P_k , Q_k) são desconhecidas e devem ser solucionadas pelo fluxo de carga. Este tipo de barra, é chamado por [15] de Barras dependentes da Tensão e Frequência (Barras VF dependentes).

Tabela 3.1 – Classificação básica dos tipos de barras em microrredes isoladas

TIPO DE BARRA	Variáveis Conhecidas	Variáveis Desconhecidas
PQ	P e Q	V e θ
PV	P e V	Q e θ
VF	-	V, θ , P e Q
V θ	Não se aplica	

Adicionalmente, uma vez que a frequência também entra como mais uma variável do problema, o vetor de incógnitas a ser solucionado pelo fluxo de carga passa a ter forma apresentada em (3.59).

$$[x] = \begin{bmatrix} [\theta] \\ [V] \\ [\omega] \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

Em que:

$[x]$: Vetor de incógnitas do problema;

$[\theta]$: Vetor de ângulos das tensões nodais desconhecidas;

$[V]$: Vetor de módulos das nodais desconhecidas; e

$[\omega]$: Frequência elétrica da microrrede.

3.4.2 Método Newton Raphson Modificado

Diante de toda esta problemática em relação à dificuldade de aplicação em microrredes isoladas de técnicas convencionais para cálculo do Fluxo de Carga surgiram diversos estudos com intuito de solucionar este problema observando as características singulares deste tipo de rede. Dentro destes estudos, destaca-se o Método Newton-Raphson Modificado apresentado em [15], o qual propõe a inserção de algumas modificações no algoritmo do Método Newton-Raphson Tradicional proposto por [4], de modo a adequá-lo à aplicação em Microrredes Isoladas.

No método proposto por [15], a classificação dos barramentos segue o modelo expresso na Tabela 3.1.

Desta forma, considerando uma microrrede com controle *droop* convencional (modelo $P - \omega$ e $Q - V$), o vetor $[x]$ de incógnitas do problema e o vetor ΔM de *mismatches* de potência apresentam as formas expressas em (3.60) e (3.61), respectivamente:

$$x^{n+1} = \begin{bmatrix} \theta^{n+1} \\ |V|^{n+1} \\ \omega^{n+1} \\ |V_1|^{n+1} \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

$$\Delta M = \begin{bmatrix} \Delta P^n \\ \Delta Q^n \\ \Delta P_{sys}^n \\ \Delta Q_{sys}^n \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

Em que:

ΔP : Vetor de *mismatches* das potências ativas nodais;

ΔQ : Vetor de *mismatches* das potências reativas nodais;

P_{sys} : Soma das gerações ativas injetadas em barras *droop*, tal como expresso em (3.62);

Q_{sys} : Soma das gerações reativas injetadas em barras *droop*, tal como expresso em (3.63);

ΔP_{sys} : Balanço de potência ativa da microrrede, assim como expresso em (3.64); e

ΔQ_{sys} : Balanço de potência reativa da microrrede, assim como expresso em (3.65).

$$P_{sys} = \sum_{k=1}^{NB} P_{G_k} = \sum_{k=1}^{NB} \frac{\omega^{ref} - \omega}{m_{p_k}} \quad (3.62)$$

$$Q_{sys} = \sum_{k=1}^{NB} Q_{G_k} = \sum_{k=1}^{NB} \frac{|V_k^{ref}| - |V_k|}{n_{q_k}} \quad (3.63)$$

$$\Delta P_{sys} = \left(\sum_{k=1}^{NB} P_{L_k} + P_{loss} \right) - \sum_{k=1}^{NB} P_{G_k} \quad (3.64)$$

$$\Delta Q_{sys} = \left(\sum_{k=1}^{NB} Q_{L_k} + Q_{loss} \right) - \sum_{k=1}^{NB} Q_{G_k} \quad (3.65)$$

Em (3.64) e (3.65), as perdas de potência do sistema, podem ser calculadas a partir de (3.66) e (3.67):

$$P_{loss} = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{NB} \sum_{m=1}^{NB} \mathcal{R}(Y_{km}(\omega) \cdot (E_k^* \cdot E_m + E_m^* \cdot E_k)) \quad (3.66)$$

$$Q_{loss} = -\frac{1}{2} \sum_{k=1}^{NB} \sum_{m=1}^{NB} \mathfrak{I}(Y_{km}(\omega) \cdot (E_k \cdot E_m^* + E_k^* \cdot E_m)) \quad (3.67)$$

Em que:

P_{loss} : Perdas ativas totais da rede;

Q_{loss} : Perdas reativas totais da rede;

$Y_{km}(\omega)$: Elemento $k \times m$ da Matriz de Admitância Nodal $Y_{BUS}(\omega)$;

E_m : Tensão nodal (complexa) da barra “ m ”;

E_m^* : Conjugado da tensão nodal (complexa) da barra “ m ”;

E_k : Tensão nodal (complexa) da barra “ k ”; e

E_k^* : Conjugado da tensão nodal (complexa) da barra “ k ”.

Desta forma, as estimativas das variáveis de estado do problema podem ser calculadas através de sistema de (3.68) e (3.69):

$$x^{n+1} = x^n + J^n \cdot \Delta M^n \quad \therefore \quad \begin{bmatrix} \theta^{n+1} \\ |V|^{n+1} \\ \omega^{n+1} \\ |V_1|^{n+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^n \\ |V|^n \\ \omega^n \\ |V_1|^n \end{bmatrix} + [J^n(|V^n|, \theta^n, \omega^n)]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^n \\ \Delta Q^n \\ \Delta P_{sys}^n \\ \Delta Q_{sys}^n \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

$$J^n = \begin{matrix} \begin{matrix} \frac{\partial P^n}{\partial \theta} & \frac{\partial P^n}{\partial |V|} & \frac{\partial P^n}{\partial \omega} & \frac{\partial P^n}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial Q^n}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^n}{\partial |V|} & \frac{\partial Q^n}{\partial \omega} & \frac{\partial Q^n}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial P_{sys}^n}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{sys}^n}{\partial |V|} & \frac{\partial P_{sys}^n}{\partial \omega} & \frac{\partial P_{sys}^n}{\partial |V_1|} \\ \frac{\partial Q_{sys}^n}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{sys}^n}{\partial |V|} & \frac{\partial Q_{sys}^n}{\partial \omega} & \frac{\partial Q_{sys}^n}{\partial |V_1|} \end{matrix} \\ \therefore J^n = \end{matrix} \begin{matrix} \begin{matrix} J_{11}^n & J_{12}^n & J_{13}^n & J_{14}^n \\ J_{21}^n & J_{22}^n & J_{23}^n & J_{24}^n \\ J_{31}^n & J_{32}^n & J_{33}^n & J_{34}^n \\ J_{41}^n & J_{42}^n & J_{43}^n & J_{44}^n \end{matrix} \end{matrix} \quad (3.69)$$

Na Matriz Jacobiana expressa em (3.68), percebe-se que as submatrizes J_{11} , J_{12} , J_{21} e J_{22} correspondem às já conhecidas submatrizes H , N , M e L do método de Newton-Raphson. Ao passo que as demais submatrizes realçadas em cinza correspondem às contribuições do Método proposto por [15], cuja cálculo é apresentado em (3.70) - (3.81):

$$J_{31} = \frac{\partial P_{sys}}{\partial \theta} = 0 \quad (3.70)$$

$$J_{41} = \frac{\partial Q_{sys}}{\partial \theta} = 0 \quad (3.71)$$

$$J_{32} = \frac{\partial P_{sys}}{\partial |V|} = 0 \quad (3.72)$$

$$J_{42} = \frac{\partial Q_{sys}}{\partial |V|} = \begin{cases} -\frac{1}{n_{qk}}; & \text{se } k \text{ for barra de geração com controle droop} \\ 0; & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.73)$$

$$J_{13} = \frac{\partial P}{\partial \omega} = |V_k| \sum_{m=1}^N \left(\frac{\partial |Y_{km}|}{\partial \omega} |V_m| \cos(\theta_k - \theta_m - \varphi_{km}) + \frac{\partial \varphi_{km}}{\partial \omega} |Y_{km}| |V_m| \sin(\theta_k - \theta_m - \varphi_{km}) \right) \quad (3.74)$$

$$J_{23} = \frac{\partial Q}{\partial \omega} = |V_k| \sum_{m=1}^N \left(\frac{\partial |Y_{km}|}{\partial \omega} |V_m| \sin(\theta_k - \theta_m - \varphi_{km}) - \frac{\partial \varphi_{km}}{\partial \omega} |Y_{km}| |V_m| \cos(\theta_k - \theta_m - \varphi_{km}) \right) \quad (3.75)$$

$$J_{33} = \frac{\partial P_{sys}}{\partial \omega} = \sum_{k=1}^{NB} -\frac{1}{m_{pk}} \quad (3.76)$$

$$J_{43} = \frac{\partial Q_{sys}}{\partial \omega} = 0 \quad (3.77)$$

$$J_{14} = \frac{\partial P}{\partial |V_1|} = |V_k| |Y_{k1}| \cos(\theta_k - \theta_1 - \varphi_{k1}) \quad (3.78)$$

$$J_{24} = \frac{\partial Q}{\partial |V_1|} = |V_k| |Y_{k1}| \sin(\theta_k - \theta_1 - \varphi_{k1}) \quad (3.79)$$

$$J_{34} = \frac{\partial P_{sys}}{\partial |V_1|} = 0 \quad (3.80)$$

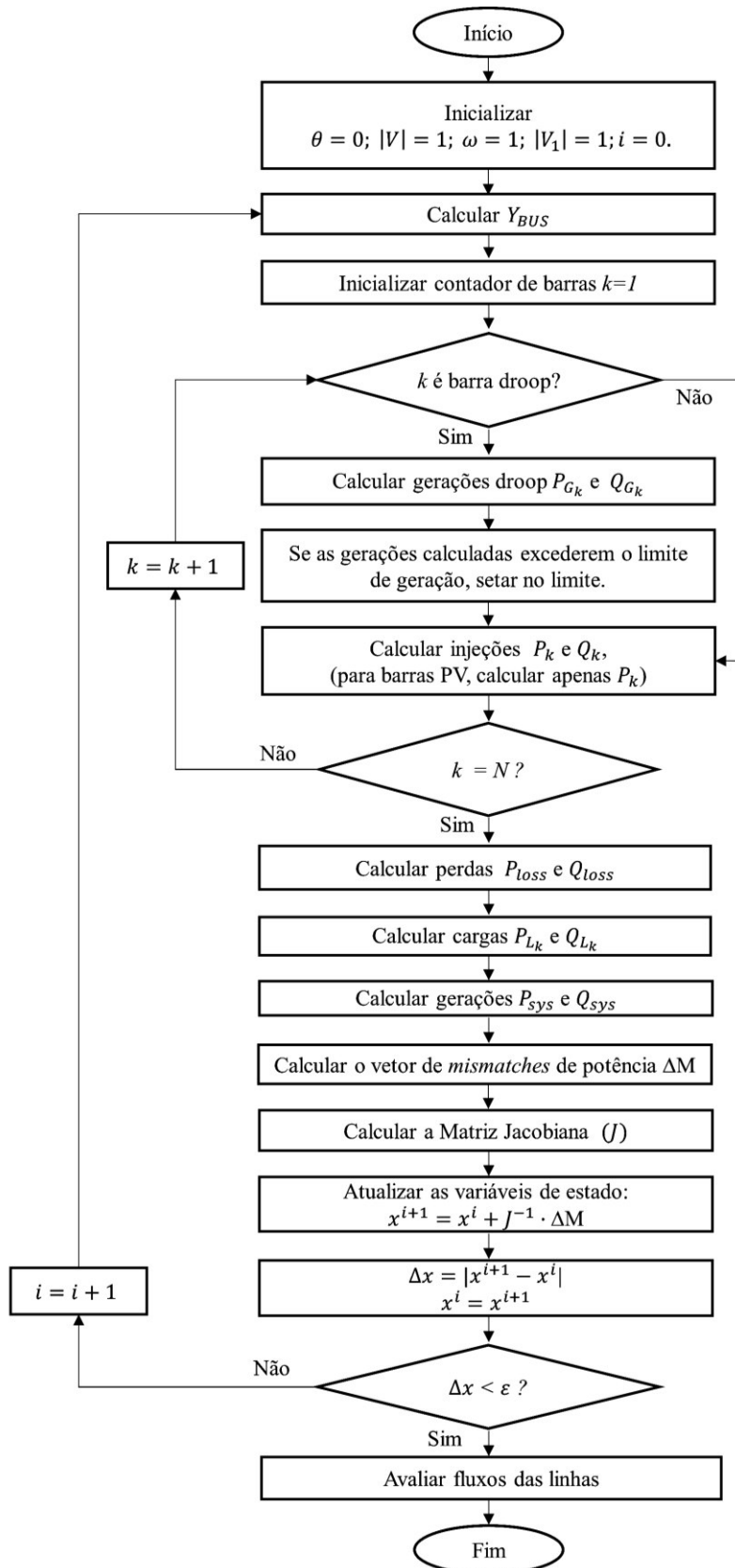
$$J_{44} = \frac{\partial Q_{sys}}{\partial |V_1|} = \begin{cases} -1; & \text{se a barra } k = 1 \text{ for barra de geração com controle droop} \\ n_{qk} & \\ 0; & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.81)$$

A convergência da solução é verificada a partir da comparação dos ajustes incrementais das variáveis de estado (Δx) com a tolerância mínima (ε), tal como expresso em (3.82).

$$\Delta x = |x^{n+1} - x^n| < \varepsilon \quad \therefore \quad \begin{bmatrix} |\Delta \theta| \\ |\Delta |V|| \\ |\Delta \omega| \\ |\Delta |V_1|| \end{bmatrix} < \varepsilon \quad (3.82)$$

Por fim, a Figura 3.2 apresenta o Fluxograma do Método apresentado por [15]:

Figura 3.2 – Fluxograma do Método Newton-Raphson Modificado.



Fonte: Adaptado de [15].

Capítulo 4

ESTRATÉGIA PROPOSTA PARA SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA EM MICRORREDES EM OPERAÇÃO ISOLADA

Conforme discutido no Item 3.4.2, o Método Newton-Raphson Modificado apresentado por [15] é efetivo e versátil para solução do Fluxo de Carga em Microrredes Isoladas com controle *droop* de geração. Entretanto, assim como o Método Newton-Raphson Convencional proposto por [4] padece de um processo iterativo que implica no recálculo e inversão de sua Matriz Jacobiana em cada iteração, até que seja atingida a convergência da solução. E este processo, quando aplicado em sistemas de dimensões mais elevadas, tende a ter um custo computacional bem mais significativo que outros métodos que não precisam deste recálculo e inversão, como o Métodos apresentados nos Item 3.3.2.

Por outro lado, o Método Desacoplado Rápido versão “XB”, proposto por [5], é uma opção para cálculo do Fluxo de Carga em Redes Convencionais, extremamente eficiente, de fácil implementação e baixo custo computacional.

Tendo em vista esta premissa, neste trabalho é proposta uma extensão do Algoritmo Desacoplado Rápido para solucionar especificamente o Fluxo de Carga de Microrredes Isoladas com controle *droop* convencional.

Esta proposta se baseia na aplicação da Teoria de Desacoplamento descrita em [5] ao algoritmo proposto por [15], visando assim, aliar a efetividade do Método original apresentado por [15] ao baixo custo computacional do Método Proposto por [5].

Explicando esta metodologia de forma sucinta, no algoritmo proposto, o problema do Fluxo de Carga de uma Microrrede Isolada é resolvido iterativamente em quatro passos:

- 1º passo: Cálculo dos ângulos das tensões nodais;
- 2º passo: Cálculo da frequência da rede;

- 3º passo: Cálculo das tensões em barras cujas injeções de potência são conhecidas;
- 4º passo: Cálculo das tensões em barras de geração com controle *droop*.

Assim, em cada iteração completa do algoritmo apresentado, inicialmente são calculadas as estimativas para os ângulos das tensões nodais, através da já conhecida meia iteração " $P - \theta$ " proposta em [5], tal como expresso em (4.1):

$$[\theta^n] = [\theta^{n-1}] + [B']^{-1} [\Delta P^{n-1}] \quad (4.1)$$

Em seguida, calcula-se a estimativa para frequência da rede, através de um primeiro laço de ajuste externo, que será descrito no Item 4.2.

O terceiro passo consiste em calcular os módulos das tensões nodais em barras cujas injeções de potência ativa e reativa são conhecidas, através da meia iteração " $Q - |V|$ " proposta em [5], tal como expresso em (4.2):

$$[V^n] = [V^{n-1}] + [B'']^{-1} [\Delta V^{n-1}] \quad (4.2)$$

Por fim, o último passo consiste em calcular o módulo das tensões em barras conectadas a fontes distribuídas com controle de geração *droop* convencional, através de um segundo laço de ajuste externo que será descrito no Item 4.2

4.1 Modelagem Matemática dos Elementos da Microrrede Isolada

Os Itens 4.1.1 a 4.1.6 apresentam a Modelagem dos Elementos de uma Microrrede Isoladas sob a ótica do algoritmo proposto.

4.1.1 Classificação dos Barramentos

Propõem-se, inicialmente, que todas as barras da microrrede sejam classificadas segundo um dos três grupos, sintetizados na Tabela 4.1, que estão descritos a seguir:

- Barras PV: Semelhante à modelagem do Fluxo de Carga convencional, estas seriam barras de tensão controlada, em que a injeção líquida de potência ativa (P_k) e o módulo da tensão Nodal ($|V_k|$) são conhecidos, enquanto o ângulo da tensão nodal (θ_k) e a injeção líquida de potência reativa (Q_k) são desconhecidos.

- Barras PQ: Barras de geração cujas injeções líquidas de potência ativa (P_k) e de potência reativa (Q_k) são conhecidas; ou ainda, barras de carga cuja demanda nominal de potência ativa ($P_{L_k}^{ref}$) e reativa são conhecidas ($Q_{L_k}^{ref}$). Neste tipo de barra, o módulo ($|V_k|$) e ângulo da tensão nodal (θ_k) são desconhecidos.
- Barras *DROOP*: Barras de geração com controle *droop* convencional, em que são desconhecidos tanto o módulo ($|V_k|$) e ângulo (θ_k) da tensão nodal, quanto as injeções nodais de potência ativa (P_k) e reativa (Q_k).

Tabela 4.1 – Classificação hipotética dos tipos de barras em microrredes isoladas

TIPO DE BARRA	Variáveis Conhecidas	Variáveis Desconhecidas
PQ	P e Q ou P^{ref} e Q^{ref}	V e θ
PV	P e V	Q e θ
DROOP	-	V, θ , P e Q

4.1.2 Potências injetadas em Barras com geração *droop*

Para modelagem das injeções de potência ativa e reativa em barras conectadas a fontes com controle *droop* de geração (Barras DROOP da Tabela 4.1), serão utilizados os modelos de geração *droop* convencional (tipo $P - \omega$ e $Q - V$), que são calculadas através das já conhecidas equações (4.3) e (4.4):

$$P_{G_k}(\omega) = \frac{\omega^{ref} - \omega}{m_{p_k}} \quad (4.3)$$

$$Q_{G_k}(|V_k|) = \frac{|V_k^{ref}| - |V_k|}{n_{q_k}} \quad (4.4)$$

Em que:

ω : frequência elétrica estimada da rede, calculada iterativamente pelo algoritmo;

ω^{ref} : valor de referência para a frequência da rede;

- m_{p_k} : coeficiente de ganho *droop* relativo ao modelo $P-\omega$ de geração *droop*;
- P_{G_k} : potência ativa injetada na Barra *DROOP* “ k ”;
- $|V_k|$: módulo da tensão nodal da Barra *DROOP* “ k ”;
- $|V_k^{ref}|$: valor de referência para a tensão de saída da unidade de geração com controle *droop* conectada à barra k ;
- n_{q_k} : coeficiente de ganho *droop* relativo ao modelo $Q-V$ de Geração *Droop*; e
- Q_{G_k} : potência reativa injetada na Barra *DROOP* “ k ”.

4.1.3 Potências injetadas em Barras conectadas a cargas

Nos algoritmos propostos todas as barras de carga são classificadas como Tipo PQ, independente de se tratar de cargas modeladas com injeções fixas de potência constante ou seguindo com o modelo estático exponencial. No caso destas últimas, as injeções nodais especificadas de potência ativa e reativa, deverão ser recalculadas ao longo das iterações do algoritmo, tal como expresso em (4.5) e (4.6):

$$P_k^{esp} = -P_{L_k}(\omega, \alpha, |V_k|) = -P_{L_k}^{ref} \cdot \left(\frac{|V_k|}{|V_k^{ref}|} \right)^\alpha \cdot (1 + K_{pf}(\omega - \omega^{ref})) \quad (4.5)$$

$$Q_k^{esp} = -Q_{L_k}(\omega, \beta, |V_k|) = -Q_{L_k}^{ref} \cdot \left(\frac{|V_k|}{|V_k^{ref}|} \right)^\beta \cdot (1 + K_{qf}(\omega - \omega^{ref})) \quad (4.6)$$

Em que:

- P_k^{esp} : Injeção de potência ativa especificada para a k -ésima barra;
- P_{L_k} : Potências ativa consumida pela carga conectadas à k -ésima barra;
- $P_{L_k}^{ref}$: Potência ativa nominal, ou de referência, da carga conectadas à k -ésima barra, tomada na tensão $|V_k^{ref}|$ e frequência ω^{ref} ;
- Q_k^{esp} : Injeção de potência reativa especificada para a k -ésima barra;
- Q_{L_k} : Potência reativa consumida pela carga conectada à k -ésima barra;
- $Q_{L_k}^{ref}$: Potência reativa nominal, ou de referência, da carga conectadas à k -ésima barra, tomada na tensão $|V_k^{ref}|$ e frequência ω^{ref} .
- $|V_k|$: módulo da tensão nodal da barra k ;

- $|V_k^{ref}|$: módulo da tensão nominal, ou de referência, da carga conectada à barra k ;
 ω : frequência elétrica estimada da rede, calculada iterativamente pelo algoritmo;
 ω^{ref} : frequência elétrica nominal, ou de referência, das cargas;
 α : coeficiente de sensibilidade da potência ativa consumida pela carga em relação à tensão a que estão submetidas;
 β : coeficiente de sensibilidade da potência reativa consumida pela carga em relação à tensão a que estão submetidas;
 K_{pf} : coeficiente de sensibilidade da potência ativa consumida pelas cargas em relação à frequência a que estão submetidas; e
 K_{qf} : coeficiente de sensibilidade da potência reativa consumida pelas cargas em relação à frequência a que estão submetidas.

4.1.4 Matriz de admitância nodal da rede

Uma vez que a frequência também é uma variável de estado a ser calculada pelo Fluxo de Carga, a matriz de admitância nodal da rede Y_{BUS} é recalculada no início de cada iteração do algoritmo proposto a partir das já conhecidas equações (4.7) e (4.8):

$$Y_{BUS}(\omega) = \begin{bmatrix} Y_{11}(\omega) & \cdots & Y_{1N}(\omega) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1}(\omega) & \cdots & Y_{NN}(\omega) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$Y_{km}(\omega) = \begin{cases} -(r_{km} + j \cdot \omega \cdot L_{km})^{-1}, & \text{se } k \neq m \\ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} (r_{km} + j \cdot \omega \cdot L_{km})^{-1}, & \text{se } k = m \end{cases} \quad (4.8)$$

Em que:

$Y_{BUS}(\omega)$: Matriz de Admitancia Nodal da Rede, calculada na frequência ω ;

$Y_{km}(\omega)$: Elemento $k \times m$ da Matriz de Admitância Nodal $Y_{BUS}(\omega)$;

r_{km} : resistência entre a barra k e a barra m ;

L_{km} : indutância entre a barra k e a barra m .

4.1.5 Injeções de Potência Nodais

As injeções de potência nodais são recalculadas ao longo das iterações do algoritmo a partir de (4.9) e (4.10), à medida que forem executados os laços de ajuste dos ângulos nodais (1º passo) e dos módulos das tensões nodais em barras de carga (3º passo) e *droop* (4º passo).

$$P_k(|V|, \theta, \omega) = |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km}(\omega) \cdot \cos(\theta_{km}) + B_{km}(\omega) \cdot \sen(\theta_{km})) \quad (4.9)$$

$$Q_k(|V|, \theta, \omega) = |V_k| \cdot \sum_{m=1}^{NB} |V_m| \cdot (G_{km}(\omega) \cdot \sen(\theta_{km}) - B_{km}(\omega) \cdot \cos(\theta_{km})) \quad (4.10)$$

Em que:

$|V|$: Vetor atualizado das estimativas dos módulos das tensões nodais;

θ : Vetor atualizado das estimativas dos ângulos das tensões nodais;

$G_{km}(\omega)$: Condutância do elemento Y_{km} da Matriz de Admitância Nodal $Y_{BUS}(\omega)$; e

$B_{km}(\omega)$: Susceptância do elemento Y_{km} da Matriz de Admitância Nodal $Y_{BUS}(\omega)$.

4.1.6 Perdas de potência ativa da microrrede

Para a algoritmo proposto, é necessário que as perdas de potência ativa da rede serão recalculadas a cada iteração, tal como expresso em (4.11) e (4.12):

$$P_{loss_{km}}(|V|, \theta, \omega) = -G_{km}(|V_k|^2 + |V_m|^2 - 2|V_k||V_m| \cos \theta_{km}) \quad (4.11)$$

$$P_{loss}(|V|, \theta, \omega) = \sum_{n=1}^{NL} P_{loss_{km}} \quad (4.12)$$

Em que:

$P_{loss_{km}}$: Perdas ativas estimadas na linha $k-m$;

P_{loss} : Perdas ativas totais estimadas da microrrede; e

NL : Número de linhas da microrrede.

4.2 Dedução da Solução Proposta

De acordo com a modelagem matemática da microrrede realizada nos itens 4.1.1 a 4.1.6, no algoritmo proposto, o vetor de variáveis de estado do problema tem a composição expressa em (4.13):

$$[\ x \] = \begin{bmatrix} \theta_{PV} \\ \theta_{PQ} \\ \theta_{DROOP} \\ |V_{PQ}| \\ [|V_{DROOP}|] \\ \omega \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Em que:

$[\ x \]$: Vetor de incógnitas;

$[\ \theta_{PV} \]$: Vetor de ângulos das tensões em barras PV;

$[\ \theta_{PQ} \]$: Vetor de ângulos das tensões em barras PQ;

$[\ \theta_{DROOP} \]$: Vetor de ângulos das tensões em barras DROOP;

$[\ |V_{PQ}| \]$: Vetor de módulos das tensões em barras PQ;

$[\ [|V_{DROOP}|] \]$: Vetor de módulos das tensões em barras DROOP; e

$[\ \omega \]$: Frequência da microrrede.

4.2.1 Laço de ajuste dos ângulos das tensões nodais

O primeiro passo do algoritmo apresentado consiste no cálculo dos ajustes de todos os ângulos das tensões nodais. Para tanto, inicialmente, deve ser escolhida uma barra de referência angular para a rede entre qualquer barra de geração ou carga. Esta barra de referência angular, não terá o ajuste de seu ângulo de tensão feito pelo algoritmo, mas contribuirá com o cálculo das *mismatches* de potência ativa para verificação de convergência.

Assim, os vetores de estados desconhecidos $[\theta_{PV}]$, $[\theta_{PQ}]$ e $[\theta_{DROOP}]$ serão solucionados em único passo, através do laço $P - \theta$ proposto por [5] conforme expresso em (4.14):

$$\begin{bmatrix} \theta_{PV}^n \\ \theta_{PQ}^n \\ \theta_{DROOP}^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_{PV}^{n-1} \\ \theta_{PQ}^{n-1} \\ \theta_{DROOP}^{n-1} \end{bmatrix} + [B']^{-1} \begin{bmatrix} P_k^{esp} - P_k^n(|V|, \theta, \omega) \\ P_k^{esp} - P_k^n(|V|, \theta, \omega) \\ P_{Gk}^{n-1} - P_k^n(|V|, \theta, \omega) \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Sendo B' a matriz de sensibilidade dos ângulos nodais em relação às potências ativas nodais, calculada por (4.15):

$$B' = \begin{cases} B'_{km} = -1/x_{km} \\ B'_{kk} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} 1/x_{km} \end{cases} \quad (4.15)$$

Em que:

x_{km} : reatância entre a barra k e a barra m .

4.2.2 Laço de ajuste da frequência da Microrrede

Supondo que a frequência possa ser calculada de forma iterativa, através de (4.16):

$$\omega^n = \omega^{n-1} + \Delta\omega \quad (4.16)$$

Em que:

ω^n : Estimativa da frequência, calculada na iteração n ;

ω^{n-1} : Estimativa da frequência, calculada na iteração imediatamente anterior a n ;

$\Delta\omega$: Estimativa do ajuste incremental da frequência, calculado na iteração n .

Seja $P_{g_{total}}$, a geração ativa total injetada por Barras DROOP na microrrede, tal como expresso em (4.17):

$$P_{g_{total}}(\omega) = \sum_{k=1}^{k=NB} P_{G_k} = \sum_{k=1}^{k=NB} \frac{\omega^{ref} - \omega}{m_{p_k}} \quad (4.17)$$

Em que:

NB: Número de Barras da Rede;

P_{G_k} : potência ativa injetada na Barra DROOP “ k ”;

ω : frequência elétrica estimada da rede, calculada iterativamente pelo algoritmo;

ω^{ref} : valor de referência para a frequência elétrica da rede; e

m_{p_k} : coeficiente de ganho *droop* relativo ao modelo P - ω de geração *droop*;

Derivando (4.17) em relação à frequência ω , chega-se a (4.18):

$$\frac{\partial P_{gtotal}}{\partial \omega} = - \sum_{k=1}^{k=NB} \frac{1}{m_{p_k}} \quad (4.18)$$

Seja $P_{demanda}$, a demanda de potência ativa total da microrrede, tal como expresso em (4.19):

$$P_{demanda} = \sum_{k=1}^{k=NB} P_{L_k} + P_{loss} \quad (4.19)$$

Em que:

P_{L_k} : Potências ativa consumida pela carga conectadas à k -ésima barra; e

P_{loss} : Perdas ativas totais da microrrede.

Então, é válido o expresso em (4.20):

$$\Delta P_{gtotal} = \sum_{k=1}^{k=NB} P_{L_k} + P_{loss} - \sum_{k=1}^{k=NB} P_{G_k} \quad (4.20)$$

Sabendo que (4.21) é válida para incrementos suficientemente pequenos, então substituindo (4.18) em (4.21), chega-se a (4.22):

$$\frac{\Delta P_{gtotal}}{\Delta \omega} \cong \frac{\partial P_{gtotal}}{\partial \omega} \quad (4.21)$$

$$\frac{\Delta P_{gtotal}}{\Delta \omega} = - \sum_{k=1}^{k=NB} \frac{1}{m_{p_k}} \quad (4.22)$$

Reordenando os termos de (4.22), chega-se a (4.23):

$$\Delta \omega = \frac{\Delta P_{gtotal}}{- \sum_{k=1}^{k=NB} \frac{1}{m_{p_k}}} \quad (4.23)$$

Substituindo $\Delta \omega$ em (4.16), chega-se a (4.24):

$$\omega^n = \omega^{n-1} - \left(\sum_{k=1}^{k=NB} \frac{1}{m_{p_k}} \right)^{-1} \Delta P_{gtotal} \quad (4.24)$$

A formulação expressa em (4.23) apresenta a estratégia proposta para correção da frequência através de um laço de ajuste externo, enquanto (4.24) apresenta a n -ésima aproximação calculada para o estado ω .

4.2.3 Laço de ajuste do módulo das tensões nodais nas Barras PQ

No algoritmo proposto, as tensões nodais em Barras PQ e Barras DROOP, são solucionadas de forma desacoplada através de dois laços distintos.

Desta forma, a ajuste das tensões nodais $[|V_{PQ}|]$ é realizada de forma análoga ao caso dos ângulos nodais, sendo feito através do laço $Q - V$ proposto por [103], conforme expresso em (4.25):

$$[\Delta|V_{PQ}|^n] = [\Delta|V_{PQ}|^{n-1}] + [B'']^{-1} [Q_k^{esp} - Q_k^n(|V|, \theta, \omega)] \quad (4.25)$$

Sendo B'' a matriz de sensibilidade dos módulos das tensões nodais das barras PQ's em relação às potências reativas, calculada por (4.26):

$$B'' = \begin{cases} B''_{km} = b_{km} \\ B''_{kk} = - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} b_{km} \end{cases} \quad (4.26)$$

Em que:

b_{km} : susceptância entre a barra k e a barra m .

4.2.4 Laço de ajuste do módulo das tensões nodais nas Barras DROOP

O último passo do algoritmo consiste na atualização das tensões $[|V_{DROOP}|]$, que como já explicado, é realizada de forma desacoplada das tensões $[|V_{PQ}|]$.

No caso de $[|V_{DROOP}|]$, propõem-se que o cálculo de seus ajustes incrementais seja feito de forma direta e independente, ou seja sem a necessidade de solucioná-los de forma matricial como acontece com $[|V_{PQ}|]$. A dedução desta estratégia é feita a seguir:

Seja a potência reativa injetada em Barras tipo DROOP, expressa por (4.27):

$$Q_{G_k} = \frac{|V_k^{ref}| - |V_k|}{n_{q_k}} \quad (4.27)$$

Derivando (4.27) em relação ao módulo da tensão nodal, chega-se a (4.28):

$$\frac{\partial Q_{G_k}}{\partial |V_k|} = - \frac{1}{n_{q_k}} \quad (4.28)$$

Sabendo que (4.29) é válida para incrementos suficientemente pequenos, então substituindo (4.28) em (4.29) chega-se a (4.30):

$$\frac{\Delta Q_{G_K}}{\Delta |V_k|} \cong \frac{\partial Q_{G_K}}{\partial |V_k|} \quad (4.29)$$

$$\frac{\Delta Q_{G_K}}{\Delta |V_k|} \cong -\frac{1}{n_{q_k}} \quad (4.30)$$

Supondo que os incrementos de geração reativa em barras *droop* possam ser calculados iterativamente a partir de (4.31):

$$\Delta Q_{G_K} \cong Q_k - Q_{G_K} \quad (4.31)$$

Então, substituindo (4.31) em (4.30), chega-se a (4.32):

$$\Delta |V_k| = (Q_{G_K} - Q_k) \cdot n_{q_k} \quad (4.32)$$

Considerando que a estimação das tensões é feita iterativamente através de (4.33):

$$|V_k^n| = |V_k^{n-1}| + \Delta |V_k| \quad (4.33)$$

Então, substituindo (4.32) em (4.33), chega-se a (4.34):

$$|V_k^n| = |V_k^{n-1}| + (Q_{G_K} - Q_k) \cdot n_{q_k} \quad (4.34)$$

A formulação expressa em (4.32) apresenta a estratégia proposta para correção das tensões em barras tipo DROOP através de um laço de ajuste externo, enquanto (4.34) apresenta a *n-ésima* aproximação calculada para o estado do módulo das tensões em barras com geração *droop*.

4.2.5 Avaliação de Convergência do Método

No algoritmo proposto, a convergência do Fluxo de Carga é alcançada, ou seja, a solução [x^n], expressa por (4.35), será tomada como verdadeira, se e somente se, as restrições (4.36) e (4.37) forem obedecidas:

$$[x^n] = \begin{bmatrix} \theta_{PV}^n \\ \theta_{PQ}^n \\ \theta_{DROOP}^n \\ |V_{PQ}|^n \\ [|V_{DROOP}|^n] \\ \omega \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

$$|P_k^{esp} - P_k^n(|V|, \theta, \omega)| < \varepsilon \text{ em todas as barras} \quad (4.36)$$

$$|Q_k^{esp} - Q_k^n(|V|, \theta, \omega)| < \varepsilon \text{ nas barras PQ e DROOP} \quad (4.37)$$

Com o objetivo de acelerar a convergência da solução do problema, também é possível acrescentar uma etapa inicial, de divisão das cargas ativas e reativas entre as unidades geradoras *droop*: tal como apresentado em (4.38) e (4.39):

$$P_{G_k(DROOP)}^0 = \frac{\sum_{i=1}^{i=NB} P_{Li(PQ)} - \sum_{i=1}^{i=NB} P_{Gi(PV)} - \sum_{i=1}^{i=NB} P_{Gi(PQ)}}{m_{p_k} \cdot \left[\sum_{i=1}^{i=NG} \left(\frac{1}{m_{p_i}} \right) \right]} \quad (4.38)$$

$$Q_{G_k(DROOP)}^0 = \frac{\sum_{i=1}^{i=NB} Q_{Li(PQ)} - \sum_{i=1}^{i=NB} Q_{Gi(PQ)}}{n_{q_k} \cdot \left[\sum_{i=1}^{i=NG} \left(\frac{1}{n_{q_i}} \right) \right]} \quad (4.39)$$

Em que:

$P_{G_k(DROOP)}^0$: Estimativa inicial da potência ativa injetada pela Barra DROOP “k”;

$P_{Gi(PV)}$: Geração especificada de potência ativa na Barra PV “i”;

$P_{Gi(PQ)}$: Geração especificada de potência ativa na Barra PQ “i”;

$P_{Li(PQ)}$: Potência ativa da carga conectada na Barra PQ “i”;

$Q_{G_k(DROOP)}^0$: Estimativa inicial da potência reativa injetada pela Barra DROOP “k”;

$Q_{Gi(PQ)}$: Geração especificada de potência reativa na Barra PQ “i”; e

$Q_{Li(PQ)}$: Geração especificada de potência reativa na Barra PQ “i”.

Consequentemente, uma estimativa inicial para ω , pode ser conseguida substituindo (4.38) em (4.40), tal como expresso em (4.41):

$$P_{G_k(DROOP)}^0 = \frac{\omega^{ref} - \omega}{m_{p_k}} \quad (4.40)$$

$$\omega^0 = \omega^{ref} - \frac{\sum_{k=1}^{k=NB} P_{G_k(DROOP)}^0}{\sum_{k=1}^{k=NB} \left(\frac{1}{m_{p_k}} \right)} \quad (4.41)$$

Em que:

ω^0 : Estimativa inicial do módulo da tensão da DROOP “k”.

E uma estimativa inicial para $[|V_{DROOP}|]$ pode ser conseguida, substituindo (4.39) em (4.42), tal como expresso em (4.43):

$$Q_{G_k(DROOP)}^0 = \frac{|V_k^{ref}| - |V_k^0|}{n_{q_k}} \quad (4.42)$$

$$|V_k^0| = |V_k^{ref}| - n_{q_k} \cdot Q_{G_k(DROOP)}^0 \quad (4.43)$$

Em que:

$|V_k^0|$: Estimativa inicial do módulo da tensão da DROOP “k”.

Adicionalmente, em Barras DROOP, também é possível aplicar um fator de multiplicação no ajuste de $\Delta|V_k|$ para assegurar e acelerar a convergência do algoritmo, tal como apresentado em (4.44):

$$|V_k^n| = |V_k^{n-1}| + f_m \cdot (\Delta|V_k|) \quad (4.44)$$

Em que:

f_m : Fator de multiplicação;

4.3 Algoritmo da Solução Proposta

O quadro a seguir apresenta o Algoritmo Desacoplado de 4 passos, proposto por este trabalho, para Solução do Problema do Fluxo de Carga de Microrrede Isolada com Controle *Droop* Convencional; conforme a modelagem apresentada nos Itens 4.1 e 4.2:

1	1 - Inicializar contador de iterações
2	$i=0$
3	2 - Inicializar os estados
4	$\theta_{(DROOP PV PQ)}^o = 0$
5	$ V_{(DROOP PQ)}^o = V^o $
6	$\omega^o = \omega^{ref}$
7	3 - Inicializar demais variáveis
8	$P_{G(PV PQ)} = P_{G(PV PQ)}^{esp}$
9	$Q_{G(PQ)} = Q_{G(PQ)}^{esp}$
10	$Q_{L_k(PQ)}^o = Q_{L_k(PQ)}^{ref}$
11	4 - Calcular Matrizes B', B''
12	$B' = B'(\omega^o) = \begin{cases} B'_{km} = -1/x_{km}(\omega^o) \\ B'_{kk} = \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} 1/x_{km}(\omega^o) \end{cases}$
13	$B'' = B''(\omega^o) = \begin{cases} B''_{km} = b_{km}(\omega^o) \\ B''_{kk} = -\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} b_{km}(\omega^o) \end{cases}$
14	5 - Enquanto não houver convergência
15	5.1 - Atualizar contador de iterações
16	$i = i + 1;$
17	5.2 - Calcular matriz Y_{bus}
18	$Y_{km}(\omega^{i-1}) = \begin{cases} -(r_{km} + j \cdot \omega^{i-1} \cdot L_{km})^{-1}, & \text{se } k \neq n \\ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^{NB} (r_{km} + j \cdot \omega^{i-1} \cdot L_{km})^{-1}, & \text{se } k = n \end{cases}$
19	5.3 - Calcular cargas ativas
20	$P_{L_k(PQ)}^i = P_{L_k(PQ)}(V_{k(PQ)}^{i-1}, \omega^{i-1}) = P_{L_k}^{ref} \cdot \left(\frac{ V_k^{i-1} }{ V_k^{ref} } \right)^\alpha \cdot (1 + K_{pf}(\omega^{i-1} - \omega^{ref}))$
21	5.4 - Haverá rateamento de cargas nesta iteração?
20	5.4.1 - Sim
21	5.4.1.1 - Calcular rateamento
22	$P_{G_k(DROOP)}^o = \frac{\sum_{n=1}^{n=NB} P_{L_n(PQ)}^o - \sum_{n=1}^{n=NB} P_{G_n(PQ PV)}}{m_{p_k} \cdot \left[\sum_{n=1}^{n=NG} \left(\frac{1}{m_{p_n}} \right) \right]}$

$$23 \quad Q_{Gk(DROOP)}^o = \frac{\sum_{n=1}^{n=NB} Q_{Ln(PQ)}^o - \sum_{n=1}^{n=NB} Q_{Gn(PQ)}}{n_{qk} \cdot \left[\sum_{n=1}^{n=NG} \left(\frac{1}{n_{qn}} \right) \right]}$$

$$24 \quad |V_{k(DROOP)}^o| = |V_{k(DROOP)}^{ref}| - Q_{Gk(DROOP)}^o \cdot n_{qk}$$

$$25 \quad \omega^o = \omega_{ref} - \frac{\sum_{k=1}^{k=NB} P_{Gk(DROOP)}^o}{\sum_{k=1}^{k=NB} \left(\frac{1}{m_{pk}} \right)}$$

26 5.4.2 - Não

27 5.4.2.1 - Calcular gerações ativas

$$28 \quad P_{Gk(DROOP)}^i = P_{Gk(DROOP)} \left(\omega^{i-1} \right) = \frac{\omega^{ref} - \omega^{i-1}}{m_{pk}}$$

29 Se $P_{Gk(DROOP)}^i > P_{Gk(DROOP)}^{limite}$

$$30 \quad P_{Gk(DROOP)}^i = P_{Gk(DROOP)}^{limite}$$

31 5.5 - Realizar iteração P-θ

32 5.5.1 - Calcular potencias ativas injetadas

$$33 \quad P_{calc_k(DROOP|PQ|PV)}^i = P_{calc_k} \left(V_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1}, \theta_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1} \right) = |V_k| \sum_{n=1}^N |V_n| \left(G_{kn} \cos(\theta_{kn}) + B_{kn} \sen(\theta_{kn}) \right)$$

34 5.5.2 - Calcular ajustes de θ

$$35 \quad \Delta P_{k(DROOP|PQ|PV)}^i = P_{Gk(DROOP|PQ|PV)}^i - P_{Lk(PQ)}^i - P_{calc_k(DROOP|PQ|PV)}^i$$

$$36 \quad [\theta_{(DROOP|PQ|PV)}^i] = [\theta_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1}] + [B'^{-1}] \cdot [\Delta P_{(DROOP|PQ|PV)}^i]$$

37 5.6 - Realizar laço de ajuste de ω

38 5.6.1 - Calcular Perdas Ativas

$$39 \quad P_{loss}^i = P_{loss} \left(V_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1}, \theta_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1}, \omega^{i-1} \right) = \sum_{n=1}^{NL} P_{loss_{km}}^i$$

40 5.6.2 - Calcular ajuste de ω

$$41 \quad \Delta P_{gtotal}^i = \sum_{n=1}^{n=NB} P_{Lk(PQ)}^i + P_{loss}^i - \sum_{n=1}^{n=NB} P_{Gk(DROOP|PQ|PV)}^i$$

$$42 \quad \omega^i = \omega^{i-1} + \frac{\Delta P_{gtotal}^i}{-\sum_{k=1}^{k=NB} \frac{1}{m_{pk}}}$$

43 5.7 - Realizar iteração Q-V para barras PQ

44 5.7.1 - Calcular Cargas Reativas

$$45 \quad Q_{Lk(PQ)}^i = Q_{Lk(PQ)} \left(V_{k(PQ)}^{i-1}, \omega^i \right) = Q_{Lk}^{ref} \cdot \left(\frac{|V_k^{i-1}|}{|V_k^{ref}|} \right)^\beta \cdot \left(1 + K_{pf} (\omega^i - \omega^{ref}) \right)$$

46 5.7.2 - Calcular potencias reativas injetadas nas barras PQ

$$47 \quad Q_{calc_k(PQ)}^i = Q_{calc_k} \left(V_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1}, \theta_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1} \right) = |V_k| \sum_{n=1}^N |V_n| \left(G_{kn} \cos(\theta_{kn}) + B_{kn} \sen(\theta_{kn}) \right)$$

48 5.7.3 - Calcular ajustes de V

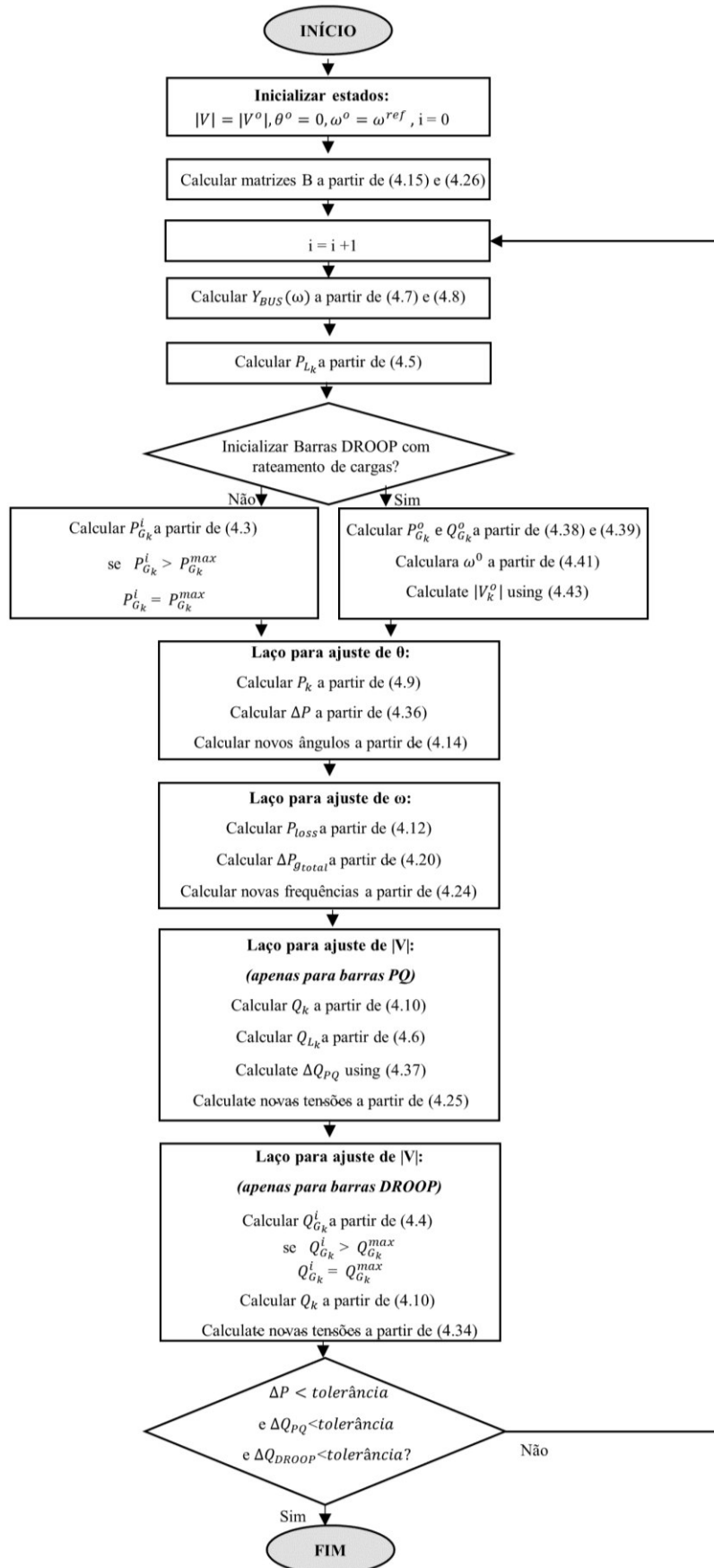
$$49 \quad \Delta Q_{k(PQ)}^i = Q_{Gk(PQ)}^i - Q_{Lk(PQ)}^i \left(V_{k(PQ)}^{i-1}, \omega^i \right) - Q_{calc_k} \left(V_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1}, \theta_{(DROOP|PQ|PV)}^{i-1} \right)$$

$$50 \quad [V_{(PQ)}^i] = [V_{(PQ)}^{i-1}] + [B''^{-1}] \cdot [\Delta Q_{(PQ)}^i]$$

51	5.8 – Realizar laço de ajuste de V em barras DROOP
52	5.8.1 – Calcular gerações reativas
53	$Q_{Gk(DROOP)}^i = Q_{Gk(DROOP)}(V_{(DROOP)}^{i-1}) = \frac{V_{k(DROOP)}^{ref} - V_{k(DROOP)}^{i-1}}{n_{qk}}$
54	Se $Q_{Gk(DROOP)}^i > Q_{Gk(DROOP)}^{limite}$
55	$Q_{Gk(DROOP)}^i = Q_{Gk(DROOP)}^{limite}$
56	5.8.2 – Calcular potencias reativas injetadas nas barras DROOP
57	$Q_{calc_k(DROOP)}^i = Q_{calc_k}(V_{(DROOP)}^{i-1}, V_{(PQ)}^i, V_{(PV)}^i, \theta_{(DROOP PQ PV)}^i) = V_k \sum_{n=1}^N V_n (G_{kn} \cos(\theta_{kn}) + B_{kn} \sen(\theta_{kn}))$
58	5.8.3 – Calcular ajustes de V
59	$\Delta Q_{k(DROOP)}^i = Q_{Gk(DROOP)}^i - Q_{calc_k(DROOP)}^i = Q_{Gk(DROOP)}(V_{(DROOP)}^{i-1}) - Q_{calc_k}(V_{(DROOP)}^{i-1}, V_{(PQ)}^i, \theta_{(DROOP PQ PV)}^i)$
60	$ V_{k(DROOP)}^i = V_{k(DROOP)}^{i-1} + f_m \cdot (Q_{Gk(DROOP)}^i - Q_{calc_k(DROOP)}^i) \cdot n_{qk}$
61	5.9 – Verificar convergência
62	Se $\Delta Q_{k(PQ DROOP)}^i < tolerância$ e $\Delta P_{k(PV PQ DROOP)}^i < tolerância$
63	Houve convergência
64	6 - Fim

Adicionalmente, a Figura 4.1 ilustra o Fluxograma do algoritmo proposto:

Figura 4.1 – Fluxograma do Algoritmo Proposto.



Capítulo 5

RESULTADOS

O algoritmo proposto neste trabalho foi desenvolvido em ambiente MATLAB e o desempenho foi avaliado com dois sistemas-testes: Uma microrrede isolada de 6 Barras com 3 Gerações Distribuídas e uma microrrede isolada de 38 Barras com 5 Gerações Distribuídas, descritas a seguir, no item 5.1.

Os resultados obtidos foram comparados com os resultados apresentados pelo Método Newton-Raphson Modificado, apresentados em [15].

5.1 Descrição dos Sistemas Teste

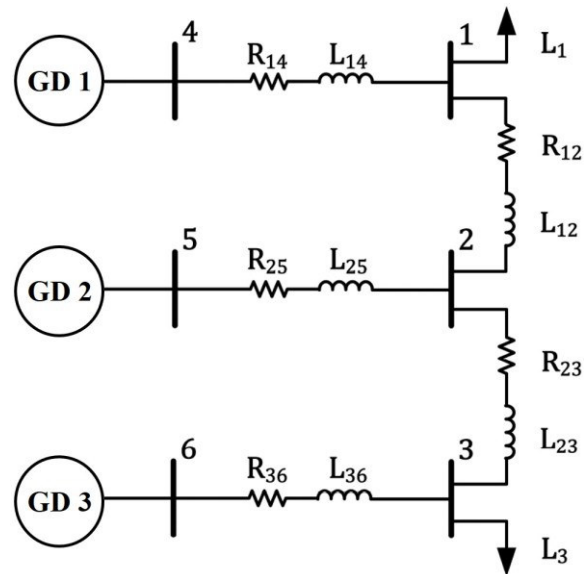
5.1.1 Sistemas Teste de 6 Barras

O sistema-teste de 6 barras foi proposto por [14] e [15] está ilustrado na Figura 5.1.

Consiste em uma microrrede com três gerações distribuídas controladas via *droop* convencional, os valores de resistências e reatâncias, das linhas e das cargas, bem como, os dados das gerações distribuídas, foram extraídos de [14]. Para a modelagem das cargas, foi adotado o modelo estático exponencial descrito em (2.1) e (2.2), com $K_{pf} = 1$ e $K_{qf} = -1$, para cargas de potência constante ($\alpha = 0$; $\beta = 0$) e cargas de impedância constante ($\alpha = 2$; $\beta = 2$).

Por fim, esta microrrede foi modelada no algoritmo proposto seguindo a classificação de barras apresentadas na Tabela 5.1.

Figura 5.1 – Microrrede de 6 barras.



Fonte: [15].

Tabela 5.1 – Classificação das barras pertencentes à Microrrede de 6 barras.

Barra	Tipo
1	PQ
2	PQ
3	PQ
4	DROOP
5	DROOP
6	DROOP

5.1.2 Sistemas Teste de 38 Barras

O sistema-teste de 38 barras foi proposto por [15] e [82], e está ilustrado na Figura 5.2.

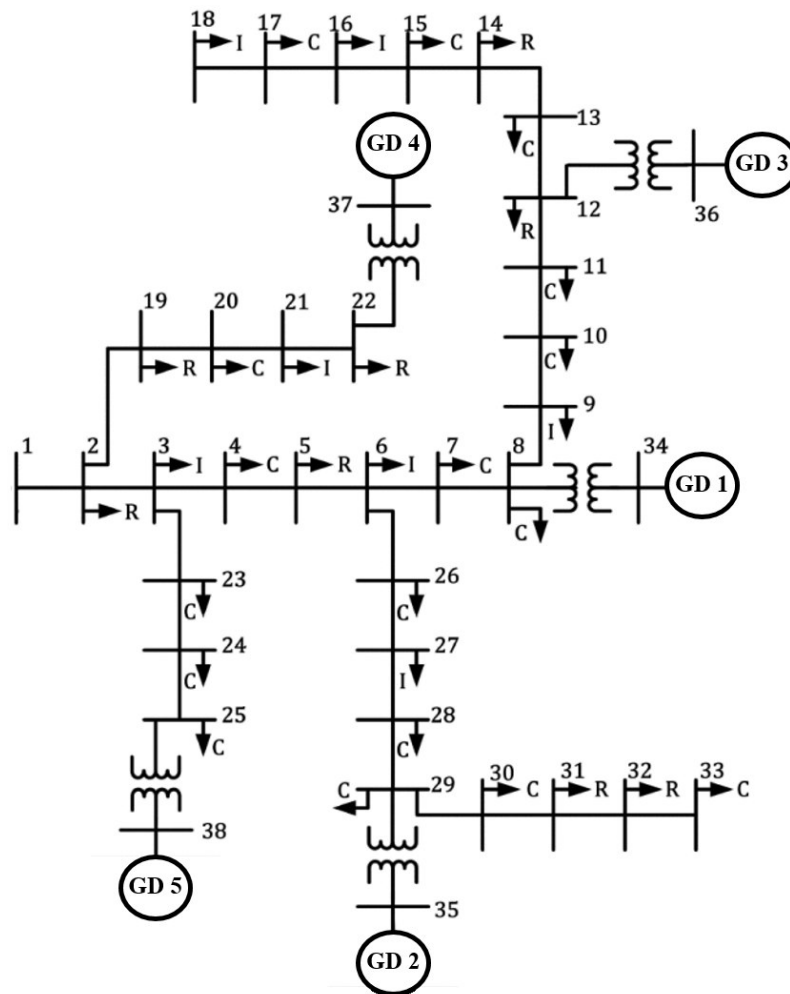
Consiste em uma microrrede com cinco gerações distribuídas controladas via *droop* convencional; e múltiplos tipos de cargas, modeladas como residenciais, comerciais, industriais.

Os valores das resistências e reatâncias das linhas, bem como, das potências nominais das cargas foram extraídos de [82]. Para a modelagem das cargas, foi adotado o modelo estático

exponencial descrito em (2.1) e (2.2), com $K_{pf} = 1$ e $K_{qf} = -1$; e os coeficientes α e β propostos por [82] descritos na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Para a modelagem das gerações distribuídas foram adotados os dados propostos por [15], que estão descritos na Tabela 5.3.

Figura 5.2 – Microrrede de 38 barras.



Fonte: [15].

Tabela 5.2 – Dados das cargas da Microrrede de 38 barras.

Tipo de Carga		α	β
Industrial	I	0.18	6.00
Residencial	R	0.92	4.04
Commercial	C	1.51	3.40

Fonte: [82].

Tabela 5.3 – Dados das Gerações Distribuídas da Microrrede de 38 barras.

Barra	m_p	n_q	ω^{ref}	V^{ref}	Q_{max}
34	5.102×10^{-3}	0.02000	1	1.01	0.9
35	1.502×10^{-3}	0.03333	1	1.01	0.6
36	4.506×10^{-3}	0.02000	1	1.01	0.9
37	2.253×10^{-3}	0.05000	1	1.01	0.3
38	2.253×10^{-3}	0.05000	1	1.01	0.3

Fonte: [15].

Por fim, esta microrrede foi modelada no algoritmo proposto seguindo a classificação de barras apresentadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Classificação das barras pertencentes à Microrrede de 38 barras.

Barra	Tipo
1-33	PQ
34	DROOP
35	DROOP
36	DROOP
37	DROOP
38	DROOP

5.2 Resultados obtidos

5.2.1 Sistemas de 6 Barras – Cargas de Potência Constante

Os resultados alcançados pela aplicação do algoritmo proposto no sistema-teste de 6 Barras, considerando cargas modeladas com $\alpha = 0$ e $\beta = 0$, estão descritos na Tabela 5.5. Estes resultados foram alcançados com uma tolerância de 10^{-5} em 34 iterações, com aplicação de um fator de multiplicação $f_m = 0.5$, sem rateamento inicial de cargas e considerando a Barra 6 como referência angular.

A partir destes resultados, é possível verificar que os erros máximos absolutos observados entre as soluções, se concentram na quinta casa decimal para a frequência, na quarta casa decimal para o módulo das tensões e na terceira casa decimal para os ângulos. De forma semelhante, os erros relativos máximos observados entre as soluções também são inexpressivos. Desta forma, o algoritmo se mostrou eficaz para solucionar o fluxo de carga da microrrede nesta condição de carga.

Tabela 5.5 – Resultados do algoritmo proposto para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.

BARRA	Tensões Nodais							
	Módulos				Ângulos			
	AP (p.u.)	MNR (p.u.)	Erro (p.u.)	Erro (%)	AP (graus)	MNR (graus)	Erro (graus)	Erro (%)
1	0.9565	0.9566	0.0001	0.0105	0.0000	0.0000	0.0000	-
2	0.9703	0.9704	0.0001	0.0103	-0.5612	-0.5597	0.0015	0.2680
3	0.9610	0.9611	0.0001	0.0104	-2.8704	-2.8714	0.0010	0.0348
4	0.9860	0.9861	0.0001	0.0101	-0.0892	-0.0870	0.0022	2.5287
5	0.9893	0.9893	0.0000	0.0000	-0.4796	-0.4769	0.0027	0.5662
6	0.9670	0.9670	0.0000	0.0000	-3.0690	-3.0693	0.0003	0.0098
Frequência								
AP (p.u.)		MNR (p.u.)		Erro (p.u.)		Erro (%)		
0.99904		0.99903		0.00001		0.00100		

Adicionalmente, a Figura 5.3 e a Figura 5.4 apresentam as potências especificadas das cargas e gerações, obtidas durante todo o processo iterativo do algoritmo proposto e calculadas através de (4.3) a (4.6). Observa-se sobretudo na Figura 5.4, que por volta da 15ª iteração, os resultados calculados passam a apresentar uma característica de estabilidade até alcançar a convergência na 34ª iteração.

Esta mesma tendência também é observada nos resíduos de potência. As Figura 5.5 a Figura 5.7, apresentam os valores absolutos dos resíduos de potência ativa calculados ao longo das iterações. Observa-se que a partir da 15ª iteração, os resíduos passam a se aproximar de zero, até se tornarem inferiores à tolerância mínima na 34ª iteração.

Figura 5.3 – Potências ativas das cargas e gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.

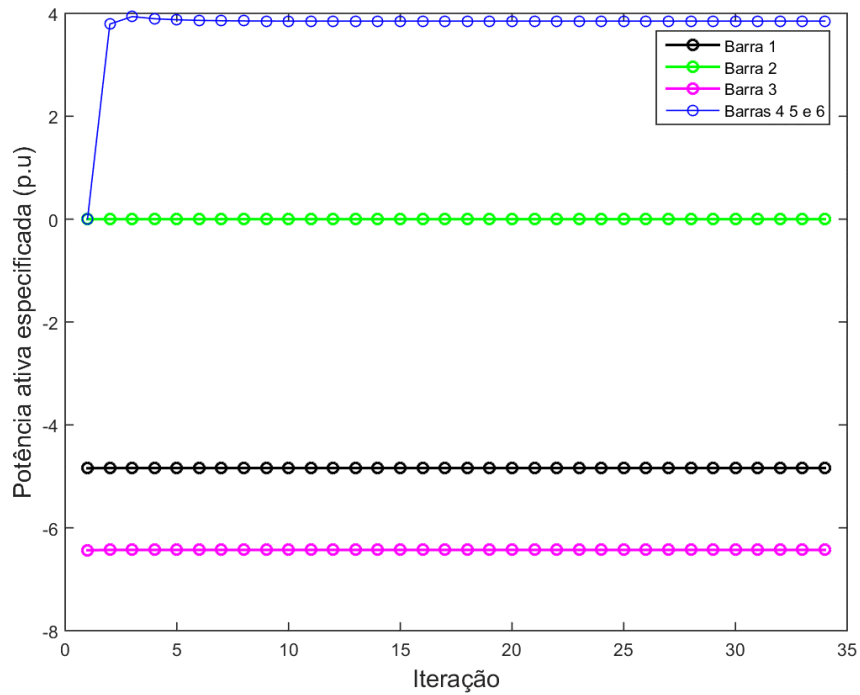


Figura 5.4 – Potências reativas das cargas e gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.

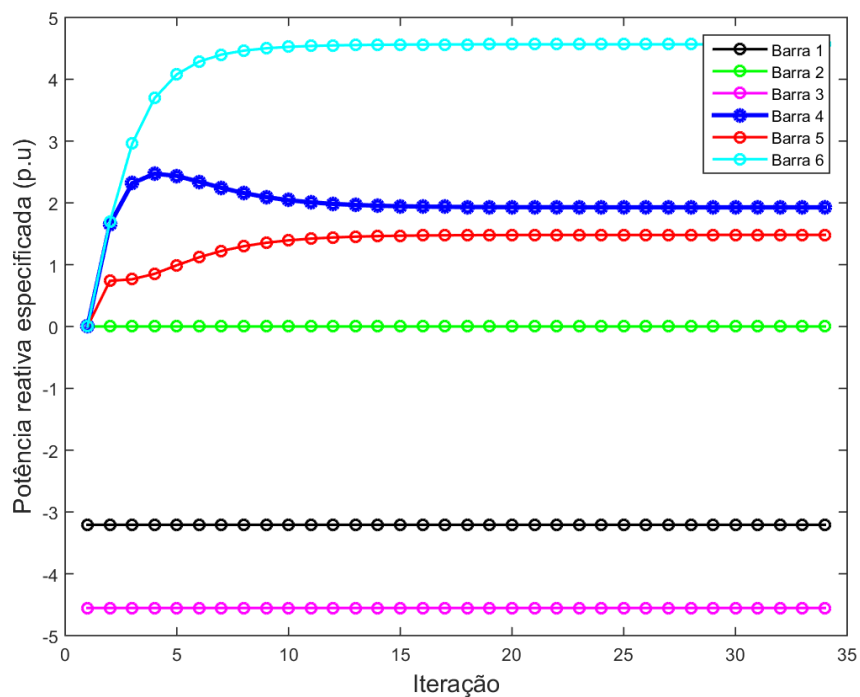


Figura 5.5 – Resíduos de potência ativa calculados em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.

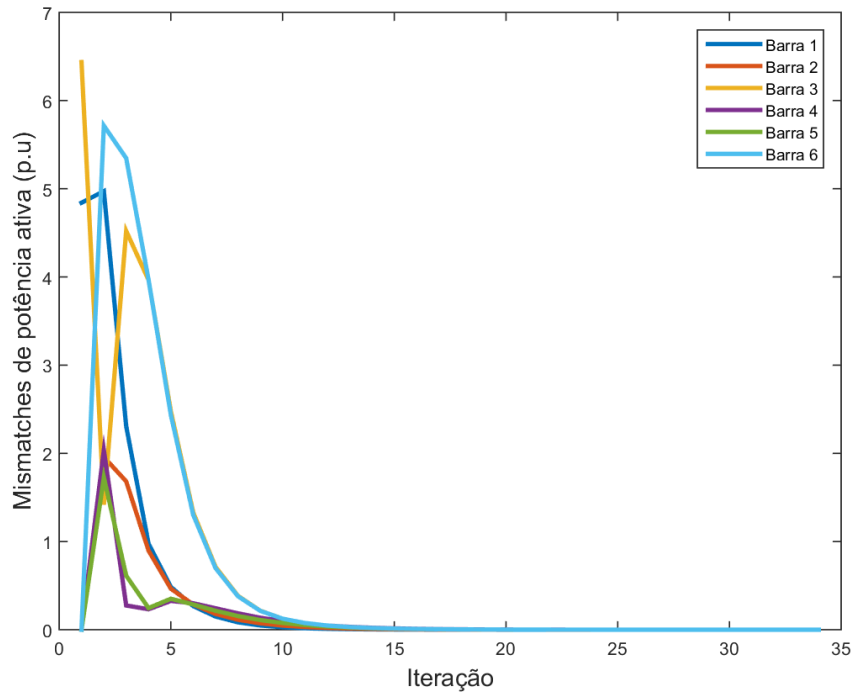


Figura 5.6 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras PQ para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.

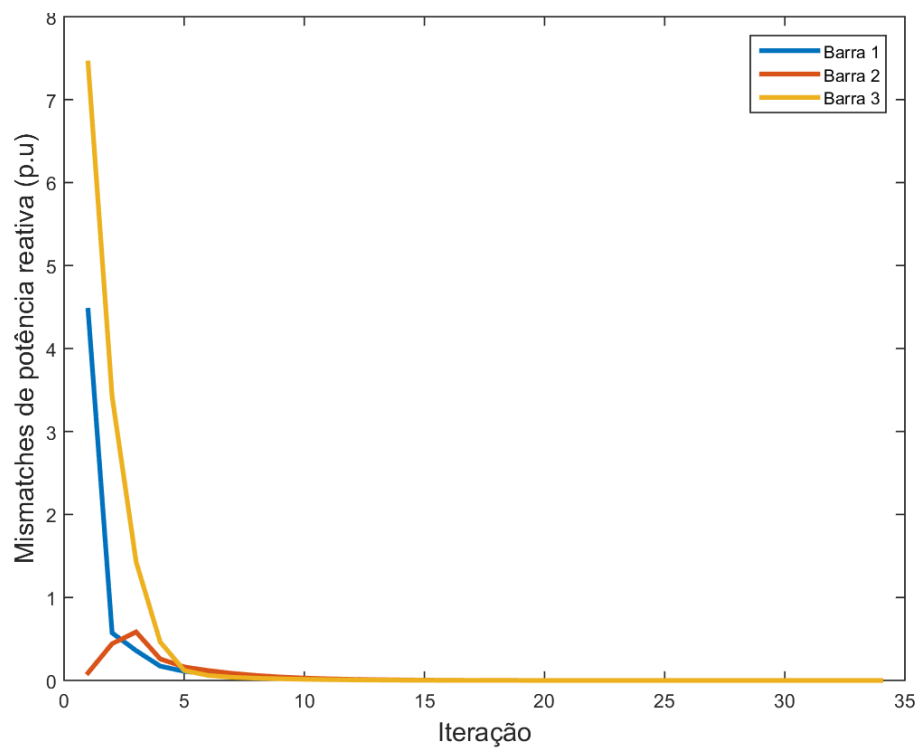
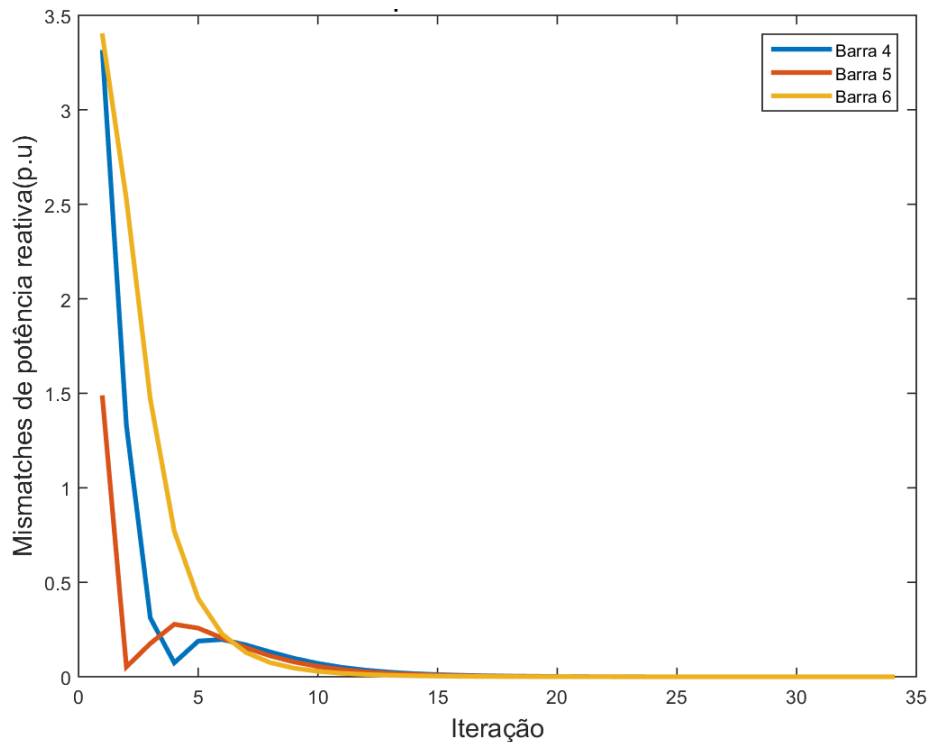


Figura 5.7 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras DROOP para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.



Por sua vez, a Tabela 5.6 apresenta a relação entre o fator de multiplicação f_m utilizado e a quantidade de iterações necessárias para a convergência do algoritmo, considerando até 50 iterações. As células destacadas em cinza, indicam o menor número de iterações observados.

Neste caso, observou-se que o fator de multiplicação ótimo para o sistema é $f_m = 0.45$, responsável por levar o Fluxo de Carga do Sistema a convergir com 30 iterações sem rateamento de cargas e 26 iterações com rateamento de cargas. Analisando, o perfil de convergência do algoritmo, observa-se que a utilização inicial de rateamento de cargas, normalmente tem comportamento benéfico para a convergência do sistema, diminuindo, em geral, a necessidade de três a quatro iterações do algoritmo.

Tabela 5.6 –Influência do fator de aceleração na convergência do algoritmo proposto aplicado ao sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como potência constante.

f_m	Número de iterações necessárias para convergência do algoritmo	
	Sem rateamento	Com rateamento
0.24	- ^a	49
0.25	- ^a	47
0.26	48	46
0.27	47	45
0.28	47	44
0.29	46	43
0.30	45	42
0.31	44	41
0.32	43	40
0.33	42	39
0.34	40	37
0.35	39	36
0.36	38	34
0.37	36	33
0.38	35	32
0.39	35	32
0.40	34	31
0.41	34	31
0.42	33	30
0.43	33	29
0.44	31	28
0.45	30	26
0.46	31	27
0.47	32	28
0.48	33	29
0.49	33	30
0.50	34	31
0.51	35	31
0.52	35	32
0.53	36	32
0.54	36	33
0.55	37	33
0.56	37	33
0.57	37	34
0.58	38	34
0.59	38	34
0.60	38	34
0.61	38	35
0.62	39	35
0.63	39	35
0.64	39	35
0.65	39	35

0.66	39	36
0.67	40	36
0.68	40	36
0.69	40	36
0.70	40	36
0.71	40	36
0.72	40	36
0.73	40	36
0.74	40	36
0.75	41	37
0.76	41	37
0.77	41	37
0.78	41	38
0.79	41	40
0.80	41	44
0.81	41	47
0.82	41	50
0.83	43	- ^a
0.84	47	- ^a

^a : Não foi observada convergência em até 50 iterações.

5.2.2 Sistemas de 6 Barras – Cargas de Impedância Constante

A Tabela 5.7 apresenta os resultados alcançados pela aplicação do algoritmo proposto no sistema-teste de 6 Barras, considerando cargas modeladas com $\alpha = 2$ e $\beta = 2$. Estes resultados foram alcançados em 33 iterações, sem rateamento inicial de cargas, com uma tolerância de 10^{-5} , aplicação de um fator de multiplicação $f_m = 0.5$ e considerando a Barra 6 como referência angular.

Neste caso, não foi observado erro entre as soluções apontadas para a frequência da microrrede. No caso das tensões nodais, foram observados erros máximos absolutos na quarta casa decimal para os módulos e na terceira casa decimal para os ângulos. De forma semelhante, os erros relativos máximos observados entre as soluções também são inexpressivos. Desta forma, o algoritmo se mostrou mais eficaz para solucionar o fluxo de carga da microrrede em condições de impedância constante.

Adicionalmente, as Figura 5.8 e Figura 5.9 apresentam as potências especificadas obtidas durante todo o processo iterativo do algoritmo proposto e as Figuras 5.10 a 5.12 apresentam os resíduos de potência calculados. Assim como o caso anterior, discutido no item 5.2.1, observa-se que por volta da 15^a iteração, os resultados calculados passam a apresentar uma característica de estabilidade até alcançar a convergência na 33^a iteração.

Tabela 5.7 – Resultados do algoritmo proposto para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.

BARRA	Tensões Nodais							
	Módulos				Ângulos			
	AP (p.u)	MNR (p.u.)	Erro (p.u)	Erro (%)	AP (graus)	MNR (graus)	Erro (graus)	Erro (%)
1	0.9600	0.9601	0.0001	0.0104	0.0000	0.0000	0.0000	-
2	0.9725	0.9726	0.0001	0.0103	-0.5220	-0.5222	0.0002	0.0383
3	0.9639	0.9639	0.0000	0.0000	-2.6696	-2.6708	0.0012	0.0449
4	0.9872	0.9873	0.0001	0.0101	-0.0751	-0.0727	0.0024	3.3012
5	0.9901	0.9901	0.0000	0.0000	-0.4474	-0.4453	0.0021	0.4716
6	0.9693	0.9694	0.0001	0.0103	-2.8530	-2.8535	0.0005	0.0175
Frequência								
AP (p.u)		MNR (p.u)		Erro (p.u)		Erro (%)		
0.99911		0.99911		0.00000		0.00000		

Figura 5.8 – Potências ativas das cargas e gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.

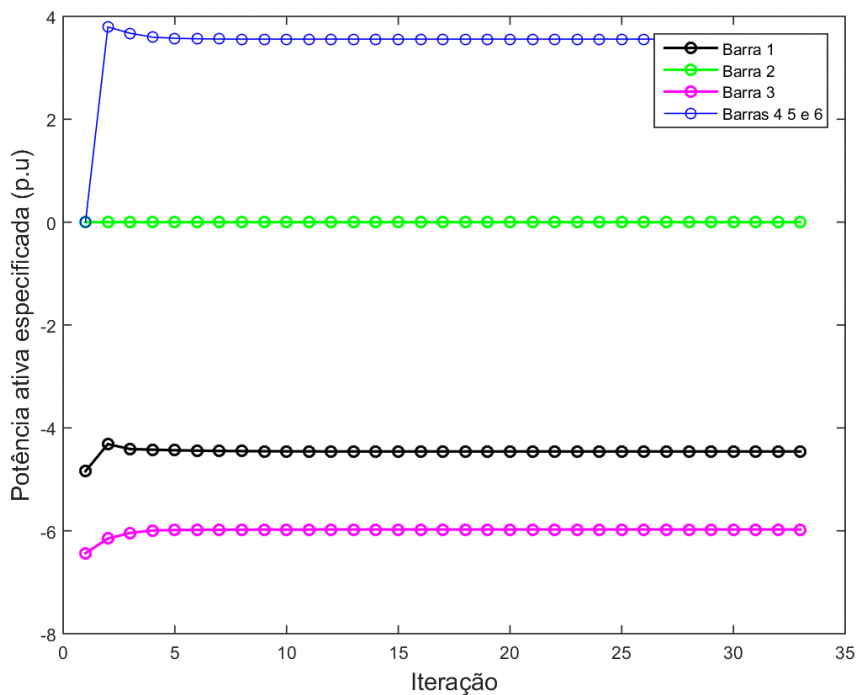


Figura 5.9 – Potências reativas das cargas e gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.

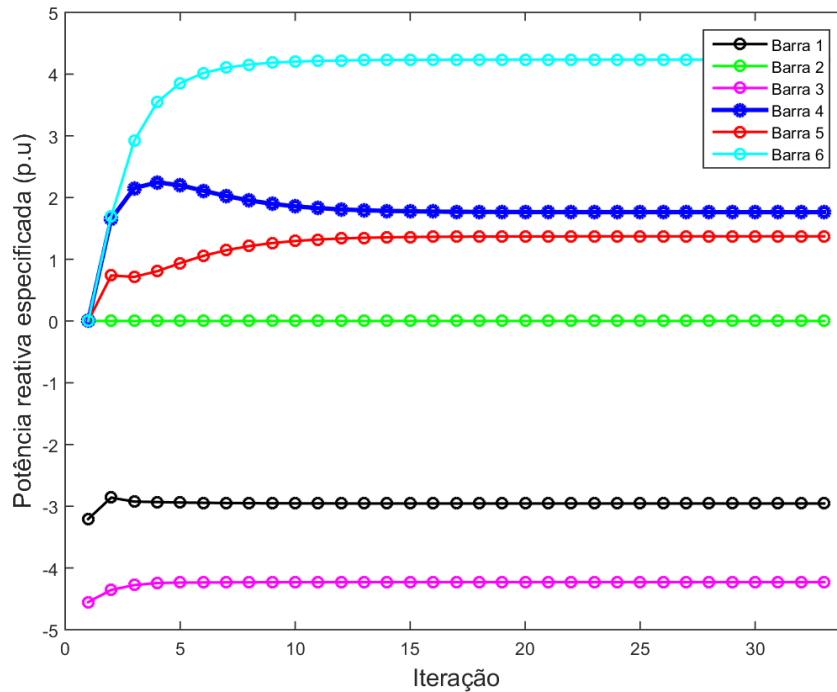


Figura 5.10 – Resíduos de potência ativa calculados em cada iteração para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.

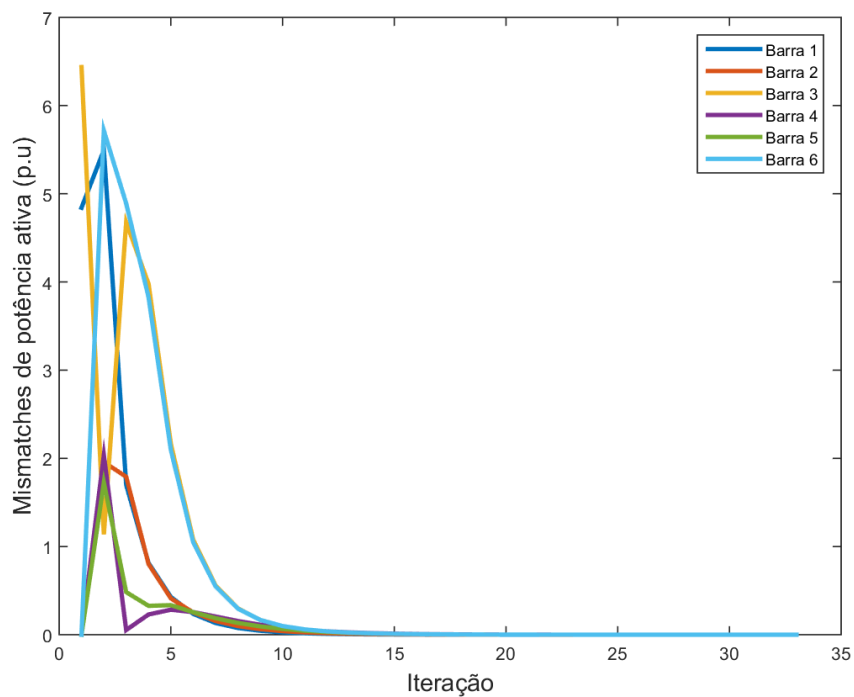


Figura 5.11 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras PQ para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.

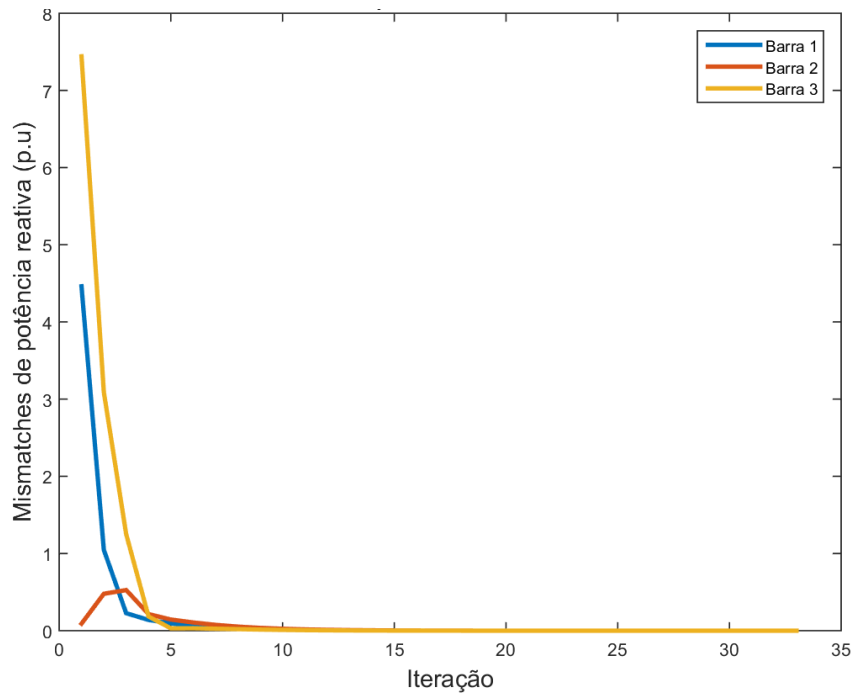
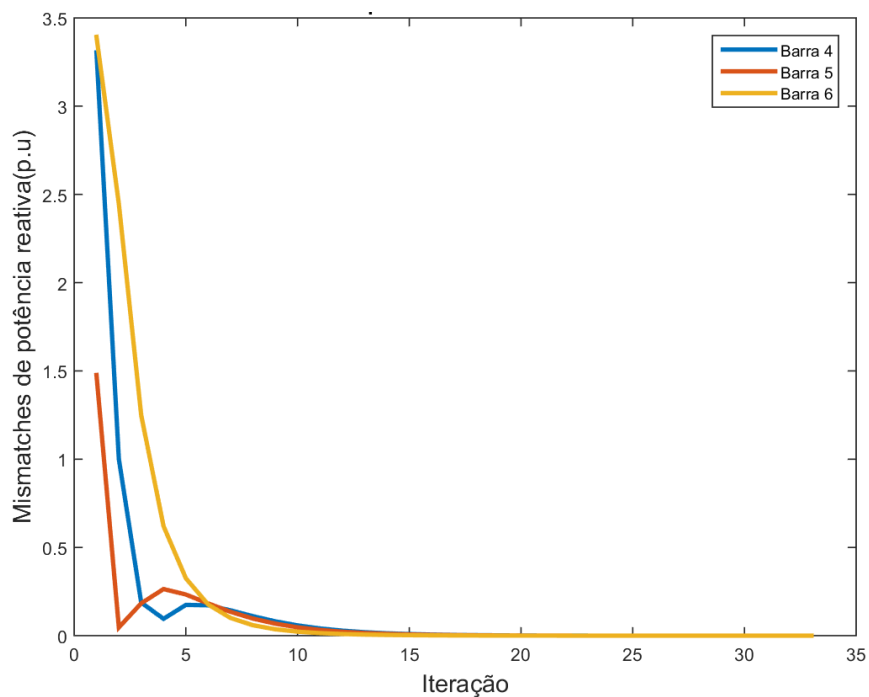


Figura 5.12 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras DROOP para o sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.



A Tabela 5.8 apresenta a relação entre o fator de multiplicação f_m utilizado e quantidade de iterações necessárias para a convergência do algoritmo, considerando até 50 iterações. As células destacadas em cinza, indicam o menor número de iterações observados nos testes realizados.

Neste caso, observou-se que $f_m = 0.45$ é o fator de multiplicação ótimo para o sistema, pois levou o algoritmo a convergir em 30 iterações sem rateamento de cargas e em 26 iterações com rateamento de cargas. De forma similar ao caso anterior, analisando o perfil de convergência do algoritmo, observa-se que a utilização inicial de rateamento de cargas, normalmente tem comportamento benéfico para a convergência, retirando a necessidade de realização de quatro a cinco iterações do algoritmo.

Tabela 5.8 – Influência do fator de aceleração na convergência do algoritmo proposto aplicado ao sistema-teste de 6 barras com cargas modeladas como impedância constante.

f_m	Número de iterações necessárias para convergência do algoritmo	
	Sem rateamento	Com rateamento
0.23	- ^a	49
0.24	- ^a	46
0.25	50	45
0.26	47	44
0.27	46	43
0.28	46	43
0.29	45	42
0.30	44	41
0.31	43	40
0.32	42	39
0.33	41	37
0.34	40	35
0.35	38	34
0.36	37	33
0.37	35	31
0.38	34	31
0.39	34	30
0.40	33	30
0.41	33	29
0.42	33	29
0.43	32	28
0.44	30	27
0.45	29	25
0.46	30	26
0.47	31	27
0.48	32	28

0.49	33	29
0.50	33	29
0.51	34	30
0.52	35	31
0.53	35	31
0.54	35	31
0.55	36	32
0.56	36	32
0.57	36	32
0.58	37	33
0.59	37	33
0.60	37	33
0.61	38	33
0.62	38	34
0.63	38	34
0.64	38	34
0.65	38	34
0.66	39	34
0.67	39	34
0.68	39	35
0.69	39	35
0.70	39	35
0.71	39	35
0.72	39	35
0.73	40	35
0.74	40	35
0.75	40	35
0.76	40	35
0.77	40	35
0.78	40	36
0.79	40	38
0.80	40	40
0.81	40	42
0.82	40	46
0.83	41	49
0.84	43	- ^a
0.85	47	- ^a

^a : Não foi observada convergência em até 50 iterações.

5.2.3 Sistemas de 38 Barras

Os resultados alcançados pela aplicação do algoritmo proposto no sistema-teste de 38 Barras estão descritos na Tabela 5.9. Estes resultados foram alcançados em 27 iterações sem rateamento inicial de cargas, com uma tolerância de 10^{-5} e aplicação de um fator de multiplicação $f_m = 0.5$ e considerando a Barra 38 como referência angular..

Tabela 5.9 – Resultados do algoritmo proposto no sistema-teste de 38 barras

BARRA	Tensões Nodais							
	Módulos				Ângulos			
	AP (p.u.)	MNR (p.u.)	Erro (p.u.)	Erro (%)	AP (graus)	MNR (graus)	Erro (graus)	Erro (%)
1	0.9802	0.9802	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-
2	0.9802	0.9802	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-
3	0.9790	0.9790	0.0000	0.0000	-0.0277	-0.0275	0.0002	0.7273
4	0.9787	0.9787	0.0000	0.0000	-0.0588	-0.0585	0.0003	0.5128
5	0.9787	0.9787	0.0000	0.0000	-0.0934	-0.0930	0.0004	0.4301
6	0.9796	0.9796	0.0000	0.0000	-0.1703	-0.1699	0.0004	0.2354
7	0.9825	0.9825	0.0000	0.0000	-0.2947	-0.2940	0.0007	0.2381
8	0.9834	0.9834	0.0000	0.0000	-0.5459	-0.5453	0.0006	0.1100
9	0.9834	0.9834	0.0000	0.0000	-0.7493	-0.7487	0.0006	0.0801
10	0.9838	0.9838	0.0000	0.0000	-0.9451	-0.9447	0.0004	0.0423
11	0.9838	0.9838	0.0000	0.0000	-0.9766	-0.9762	0.0004	0.0410
12	0.9839	0.9839	0.0000	0.0000	-1.0384	-1.0380	0.0004	0.0385
13	0.9784	0.9784	0.0000	0.0000	-1.1259	-1.1254	0.0005	0.0444
14	0.9764	0.9764	0.0000	0.0000	-1.1967	-1.1961	0.0006	0.0502
15	0.9752	0.9752	0.0000	0.0000	-1.2313	-1.2307	0.0006	0.0488
16	0.9739	0.9739	0.0000	0.0000	-1.2541	-1.2534	0.0007	0.0558
17	0.9721	0.9722	0.0001	0.0103	-1.3239	-1.3230	0.0009	0.0680
18	0.9716	0.9716	0.0000	0.0000	-1.3339	-1.3330	0.0009	0.0675
19	0.9808	0.9807	0.0001	0.0102	0.0215	0.0212	0.0003	1.4151
20	0.9872	0.9872	0.0000	0.0000	0.2267	0.2245	0.0022	0.9800
21	0.9894	0.9893	0.0001	0.0101	0.3140	0.3112	0.0028	0.8997
22	0.9939	0.9939	0.0000	0.0000	0.5103	0.5066	0.0037	0.7304
23	0.9786	0.9785	0.0001	0.0102	-0.0153	-0.0149	0.0004	2.6846
24	0.9783	0.9783	0.0000	0.0000	0.0144	0.0149	0.0005	3.3557
25	0.9812	0.9811	0.0001	0.0102	0.0875	0.0880	0.0005	0.5682
26	0.9796	0.9796	0.0000	0.0000	-0.1140	-0.1136	0.0004	0.3521
27	0.9798	0.9798	0.0000	0.0000	-0.0345	-0.0342	0.0003	0.8772
28	0.9796	0.9796	0.0000	0.0000	0.3295	0.3296	0.0001	0.0303
29	0.9799	0.9799	0.0000	0.0000	0.6140	0.6138	0.0002	0.0326
30	0.9767	0.9767	0.0000	0.0000	0.6970	0.6969	0.0001	0.0143
31	0.9730	0.9730	0.0000	0.0000	0.6190	0.6191	0.0001	0.0162
32	0.9722	0.9722	0.0000	0.0000	0.5981	0.5982	0.0001	0.0167
33	0.9720	0.9720	0.0000	0.0000	0.5913	0.5915	0.0002	0.0338
34	0.9965	0.9964	0.0001	0.0100	-0.7724	-0.7724	0.0000	0.0000
35	0.9993	0.9993	0.0000	0.0000	1.2876	1.2862	0.0014	0.1088
36	0.9971	0.9971	0.0000	0.0000	-1.2053	-1.2054	0.0001	0.0083
37	0.9973	0.9973	0.0000	0.0000	0.6140	0.6195	0.0055	0.8878
38	0.9848	0.9847	0.0001	0.0102	0.1852	0.1856	0.0004	0.2155
Frequencia				Perdas Ativas				
AP (p.u.)	MNR (p.u.)	Erro (p.u.)	Erro (%)	AP (p.u.)	MNR (p.u.)	Erro (p.u.)	Erro (%)	
0.99813	0.99813	0.00000	0.00000	0.0732	0.0732	0.0000	0.00000	

Conforme pode ser visualizado, o algoritmo proposto apresentou boa eficiência e convergência para a solução do fluxo de carga da microrrede. O cálculo do módulo das tensões nodais é quase exato, com erros máximos absolutos na quarta casa decimal. Os erros observados no cálculo dos ângulos das tensões nodais, também, se concentram na quarta casa decimal, com poucos erros na terceira casa decimal (no caso das barras 20, 21, 22, 35 e 37). Não foram observados erros no cálculo da frequência da rede e das perdas ativas totais. Da mesma forma, os erros relativos observados entre as soluções também podem ser considerados inexpressivos

Adicionalmente, a Figura 5.13 e a Figura 5.14 apresentam as potências especificadas para as Barras DROOP obtidas a partir de (4.3) e (4.4) durante todo o processo iterativo do algoritmo proposto. As Figuras 5.15 a 5.17 apresentam os resíduos de potência em barras PQ e DROOP. Observa-se que a partir da 10^a iteração, os resultados calculados passam a apresentar uma característica de estabilidade até alcançar a convergência na 27^a iteração.

Figura 5.13 – Potências ativas das gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 38 barras.

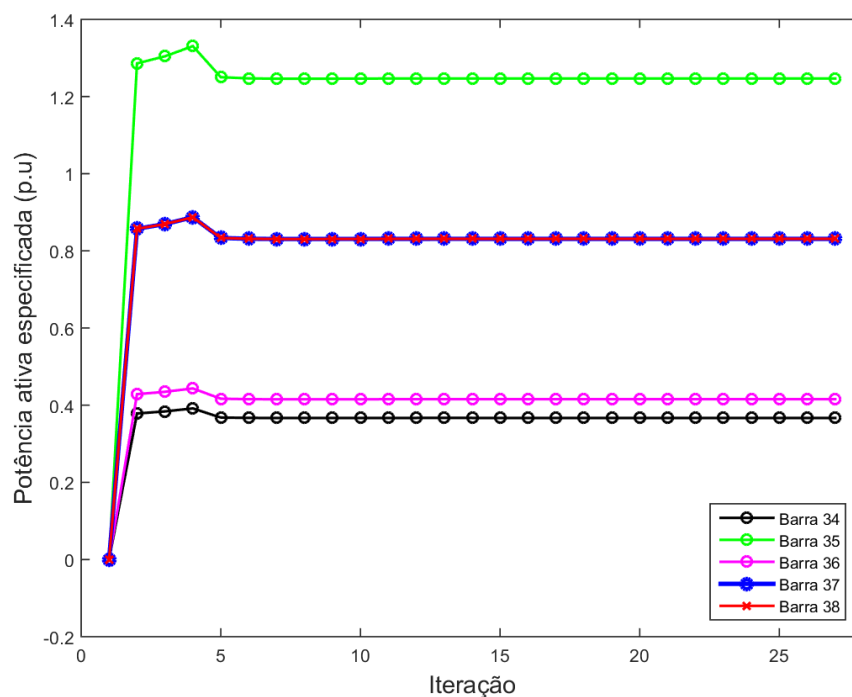


Figura 5.14 – Potências reativas das gerações calculadas em cada iteração para o sistema-teste de 38 barras.

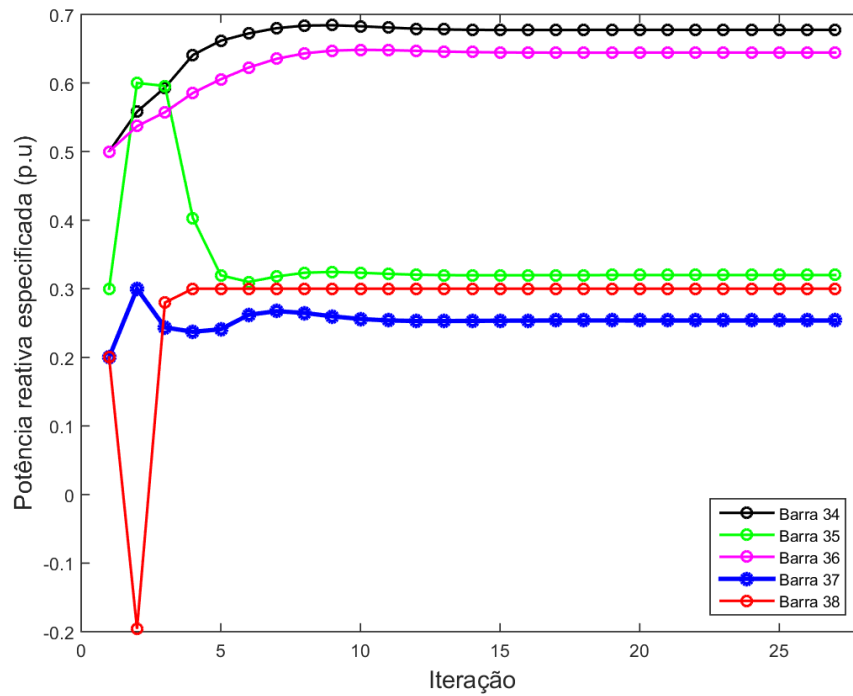


Figura 5.15 – Resíduos de potência ativa calculados em cada iteração para o sistema-teste de 38 barras.

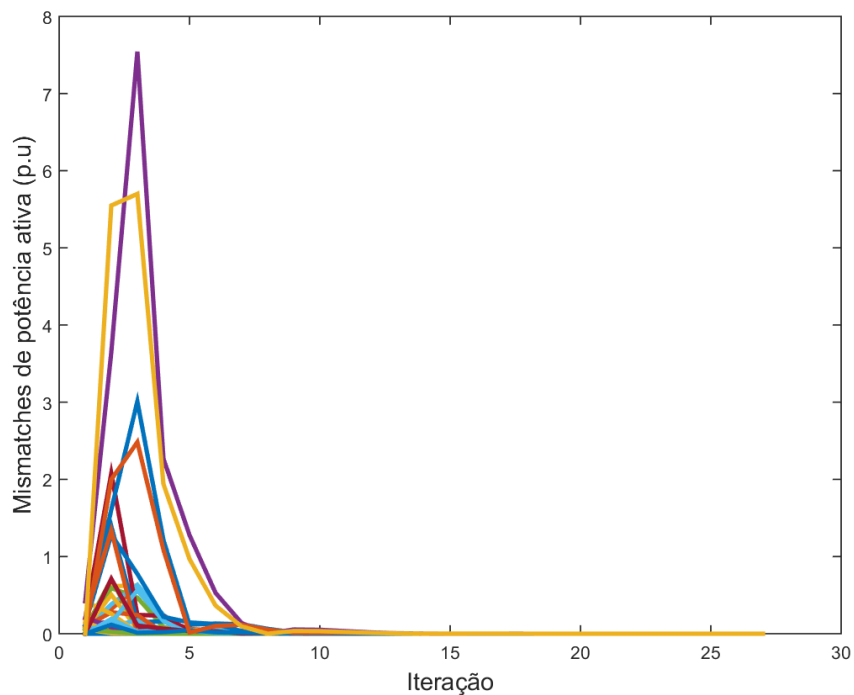


Figura 5.16 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras PQ para o sistema-teste de 38 barras.

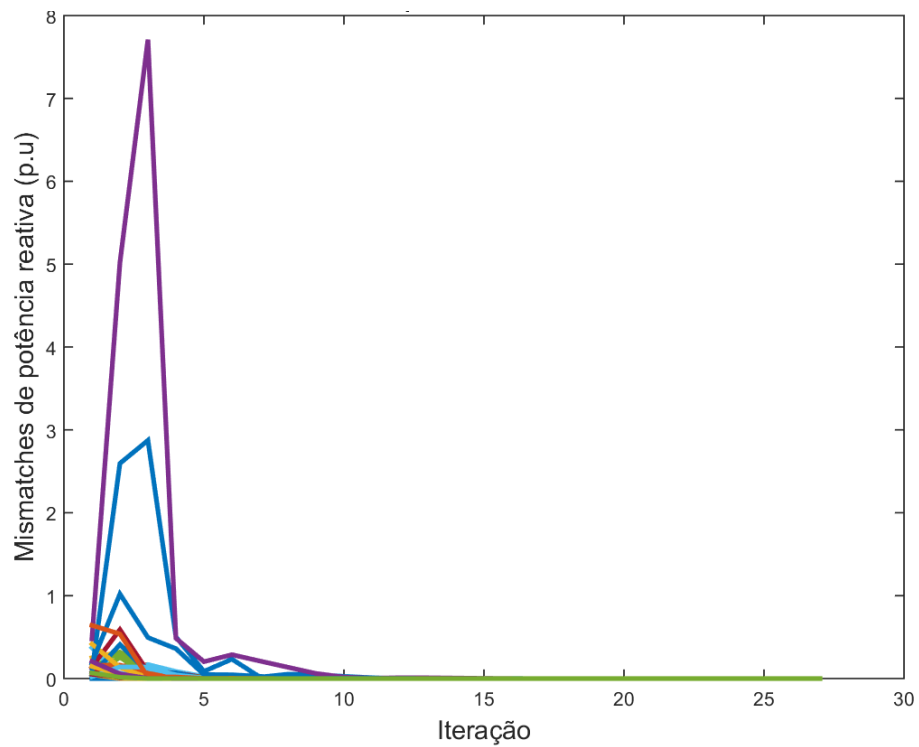
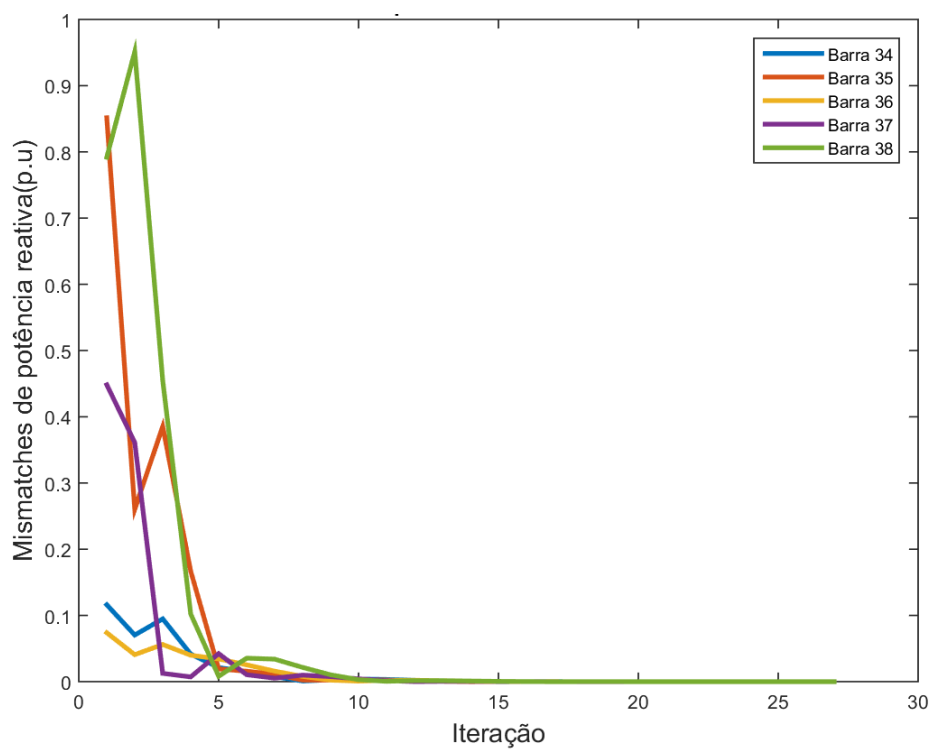


Figura 5.17 – Resíduos de potência reativa calculados em cada iteração em barras DROOP para o sistema-teste de 38 barras.



Por fim, a Tabela 5.10 apresenta a relação entre o fator de multiplicação f_m utilizado e a quantidade de iterações necessárias para a convergência do algoritmo, considerando até 50 iterações.

Tabela 5.10 – Influência do fator de aceleração na convergência do algoritmo proposto aplicado ao sistema-teste de 38 barras.

f_m	Número de iterações necessárias para convergência do algoritmo	
	Sem rateamento	Com rateamento
0.17	- ^a	49
0.18	- ^a	46
0.19	- ^a	43
0.20	- ^a	40
0.21	49	38
0.22	47	36
0.23	45	35
0.24	43	34
0.25	41	34
0.26	39	34
0.27	38	33
0.28	36	33
0.29	35	33
0.30	33	32
0.31	32	32
0.32	31	31
0.33	30	31
0.34	30	30
0.35	30	30
0.36	30	29
0.37	29	29
0.38	29	29
0.39	29	29
0.40	29	29
0.41	28	28
0.42	28	28
0.43	28	28
0.44	27	28
0.45	27	27
0.46	27	27
0.47	27	27
0.48	27	27
0.49	27	27
0.50	27	26
0.51	27	26
0.52	27	26
0.53	27	26
0.54	26	26

0.55	26	25
0.56	27	25
0.57	27	25
0.58	27	25
0.59	27	25
0.60	27	24
0.61	28	24
0.62	28	24
0.63	28	24
0.64	28	24
0.65	28	26
0.66	28	26
0.67	28	27
0.68	30	29
0.69	31	31
0.70	33	34
0.71	35	36
0.72	36	39
0.73	32	43
0.74	45	48

^a : Não foi observada convergência em até 50 iterações.

Neste caso, observou-se que sem rateamento de cargas, os fatores de multiplicação ótimos para o sistema são $f_m = 0.54$ e $f_m = 0.55$, que levaram o Fluxo de Carga do Sistema a convergir em 26 iterações. Caso haja rateamento de cargas, os fatores de multiplicação ótimos para o sistema estão na faixa de $0.60 \leq f_m \leq 0.64$, que propiciaram a convergência em 24 iterações. Observa-se também, que o rateamento inicial de cargas, em geral, tem um caráter benéfico para a solução do fluxo de carga do sistema.

5.3 Análise dos resultados obtidos

Os resultados apresentados para ambos os sistemas-teste demonstraram que o algoritmo proposto apresentou boa performance e exatidão de resultados, mesmo quando aplicado em redes com múltiplas gerações distribuídas e variados tipos de carga, como é o caso do sistema de 38 barras.

O número mais elevado de iterações para o método proposto é esperado, uma vez que neste caso, o algoritmo desacoplado rápido convencional, é complementado por dois laços de ajustes externos sucessivos: o laço de ajuste das tensões nas barras de geração *droop* e o laço de ajuste da própria frequência da rede.

Em contrapartida, assim como pode ser observado na Tabela 5.11, trata-se de um método simples e de fácil implementação, em que cada iteração é pouco custosa computacionalmente, devido à ausência da necessidade de recálculo e inversão da matriz jacobiana da rede, bem como, de cálculos demasiados complexos.

Além disso, lembra-se que o fluxo de carga apresentado necessita de ajuste fino, devido a presença do controle droop, que impõe uma solução em uma região determinada pelas curvas de estatismo das gerações distribuídas.

Tabela 5.11 – Custo computacional do processo iterativo do método proposto.

Tempo Computacional ^a			
	Sistema de 6 Barras		Sistema de 38 Barras ^c
	Carga P ^a	Carga Z ^b	
Média de tempo por iteração (s)	$804 \cdot 10^{-6}$	$845 \cdot 10^{-6}$	$6 \cdot 10^{-3}$
Tempo total do processo iterativo (s)	$28 \cdot 10^{-3}$	$28 \cdot 10^{-3}$	$171 \cdot 10^{-3}$
Numero de iterações	34	33	27

^a: Testes realizados em computador com sistema operacional Windows 8.1, processador Intel Core i7, 2.4 GHz e 8 GB de Memória RAM.

^b : Teste realizado nas mesmas condições de simulação dos resultados apresentados na Tabela 5.5.

^c : Teste realizado nas mesmas condições de simulação dos resultados apresentados na Tabela 5.7.

^d : Teste realizado nas mesmas condições de simulação dos resultados apresentados na Tabela 5.9.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

Nesta dissertação foi analisado o problema do cálculo do Fluxo de Carga em Microrredes Isoladas com Controle Droop. Este tipo de rede se caracteriza por apresentar características singulares que não podem ser apropriadamente modeladas através de Métodos Convencionais para cálculo do Fluxo de Carga, tais como: Ausência de barra de folga, presença de fontes distribuídas com compartilhamento de carga via método droop e frequência elétrica flutuante.

A princípio foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre microrredes, com o objetivo de discutir as principais características de microrredes isoladas, de modo a destacar de forma mais específica, como tais características singulares citadas são inerentes à arquitetura e operação deste tipo de rede.

Uma vez, apresentados estes conceitos, foi discutida a modelagem convencional do problema do Fluxo de Carga, com o objetivo de analisar de forma mais aprofundada as limitações matemáticas dos principais algoritmos celebrados na Literatura, evidenciado matematicamente que, no caso de microrredes isoladas, estas características citadas, não são permitidas na modelagem da convencional do problema do Fluxo de Carga.

Tais análises e modelagens matemáticas apontaram, portanto, a necessidade de explorar uma estratégia alternativa especificamente voltada para solução do Fluxo de Carga de Microrredes Isoladas CA que apresentam gerações distribuídas com controle droop convencional. A partir desta conclusão, foi analisada a viabilidade de incorporar a esta estratégia, os princípios da teoria clássica de desacoplamento rápido.

Os estudos e modelagens desenvolvidas demonstraram a viabilidade desta incorporação, o que permitiu o desenvolvimento de uma proposta de um algoritmo de quatro passos, baseado

na teoria clássica de desacoplamento rápido e, especificamente, voltado para a solução do Fluxo de Carga de Microrredes Isoladas CA com controle droop convencional.

Nos testes realizados e apresentados, em duas microrredes, com múltiplas gerações distribuídas e tipologias de carga, o algoritmo proposto alcançou resultados com elevado teor de exatidão. Adicionalmente, destaca-se que este algoritmo é uma alternativa de elevada simplicidade de implementação, conforme demonstrado pela modelagem matemática que descreve os quatro passos, bem como, pelas características do processo iterativo proposto.

Portanto, com base nos resultados e análises apresentadas, concluiu-se que o algoritmo proposto por esta dissertação para solucionar o estado de Microrredes Isoladas CA com controle droop convencional foi validado.

6.1 Principais contribuições deste trabalho

Entre as principais contribuições realizadas no decorrer deste trabalho, destacam-se as seguintes:

- Apresentação de uma revisão bibliográfica atualizada sobre temáticas relevantes quanto a conceituação de microrredes, incluindo sua arquitetura típica, principais tecnologias empregadas, bem como, discussão dos benefícios e implicações decorrentes de sua integração aos Sistemas Elétricos;
- Apresentação de uma discussão matemática detalhada das principais características que diferem a modelagem do problema do Fluxo de carga em Microrredes Isoladas em detrimento da modelagem do Fluxo de Carga aplicada a Redes Convencionais;
- Apresentação de uma estratégia alternativa para solução do Fluxo de Carga em Microrredes CA operando em modo isolado, baseada na teoria de desacoplamento rápido

Adicionalmente, a partir dos estudos realizados neste trabalho foi desenvolvido o seguinte artigo, já publicado:

- I. A. Almeida, O. R. Saavedra e D. Q. Oliveira, “O Efeito Droop na análise de fluxo de potência em microrredes isoladas,” em Anais do Congresso Brasileiro de Automática, vol. 2, no. 1, Brasil, 2020, <https://doi.org/10.48011/asba.v2i1.1205>.

E o seguinte trabalho, aceito para publicação:

- I. A. Almeida, O. R. Saavedra e D. Q. Oliveira, “Fast Decoupled Power Flow for Stand-Alone AC Microgrids with Droop Control,” em 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America 2021), 2021.

6.2 Sugestões de Trabalhos Futuros

Uma vez que o Fluxo de Carga é o ponto de partida para inúmeros estudos em redes elétricas; como sugestões de trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos a partir dos estudos realizados nesta Dissertação, destaca-se:

- Extensão do método proposto para cálculo do Fluxo de Carga trifásico, visando a aplicação em Microrredes Isoladas com desequilíbrio de fases;
- Extensão do algoritmo apresentado para utilização com outras modelagens de controle *droop*, além da convencional;
- Inclusão de outras técnicas de aprimoramento e aceleração de convergência do algoritmo, através de técnicas de otimização de condicionamento das equações que descrevem a microrredes dentro do próprio algoritmo do fluxo de carga, como por exemplo, técnicas de Rotação de Eixos e Inteligência Computacional.

Referências

- [1] A. J. Monticelli, Fluxo de carga em redes de energia elétrica, São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- [2] B. Stott, “Review of load-flow calculation methods,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, nº 7, pp. 916-929, 1974.
- [3] W. D. Stevenson, Elementos de análise de sistemas de potência, São Paulo: McGraw-Hill, 1986.
- [4] W. F. Tinney e C. E. Hart, “Power Flow Solution by Newton's Method,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS 86, nº 11, pp. 1449-1460, 1967.
- [5] B. Stott e O. Alsac, “Fast Decoupled Load Flow,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS 93, nº 3, pp. 859-869, 1974.
- [6] R. A. M. V. Amerongen, “A general-purpose version of the fast decoupled load flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, nº 2, pp. 760 - 770, 1989 .
- [7] A. J. Monticelli, A. Garcia e O. R. Saavedra, “Fast decoupled load flow: hypothesis, derivations, and testing,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, nº 4, pp. 1425-1431, 1990.
- [8] P. Kundur, Power system stability and control, New York: McGraw-hill, 1994.
- [9] R. Lasseter, A. Akhil, C. Marnay, J. Stephens, J. Dagle, R. Guttromsom, A. S. Meliopoulous, R. Yinger e J. Eto, “Integration of distributed energy resources. The CERTS Microgrid Concept,” United States, 2002.
- [10] CIGRÉ WG C6.22 Microgrids Evolution Roadmap, Microgrids 1, Engineering, Economics and Experience, CIGRÉ, 2015.
- [11] D. T. Ton e M. A. Smith, “The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative,,” *The Electricity Journal*, vol. 25, nº 8, pp. 84-94, 2012.

-
- [12] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, J. Miret e M. Castilla, "Hierarchical Control of Intelligent Microgrids," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, nº 4, pp. 23-29, 2010.
- [13] IEEE-PES Task Force on Microgrid Control, "Trends in Microgrid Control," vol. 5, nº 4, pp. 1905-1919, Julho 2014.
- [14] M. M. A. Abdelaziz, H. E. Farag, E. F. El-Saadany e Y. A.-R. I. Mohamed, "A Novel and Generalized Three-Phase Power Flow Algorithm for Islanded Microgrids Using a Newton Trust Region Method," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, nº 1, pp. 190-201, Fevereiro 2013.
- [15] F. Mumtaz, M. H. Syed, M. A. Hosani e H. H. Zeineldin, "A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson With Droop Control of DG," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, nº 2, pp. 493 - 503, 2016.
- [16] I. A. Almeida, O. R. Saavedra e D. Q. Oliveira, "O Efeito Droop na análise de fluxo de potência em microrredes isoladas," em *Congresso Brasileiro de Automática*, Brazil, 2020.
- [17] J. A. P. Lopes, A. G. Madureira e C. C. L. M. Moreira, "A view of microgrids," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 2, pp. 86-103, 2013.
- [18] N. Kagan, C. C. B. d. Oliveira e E. J. Robba, *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*, São Paulo: Editora Blucher, 2005.
- [19] L. Mariam, M. Basu e M. F. Conlon, "Microgrid: Architecture, policy and future trends," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 477-489, 2016.
- [20] Operador Nacional do Sistema, "Entrevista Coletiva sobre a Perturbação de 21/03/2018," 2018. [Online]. Available: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_Apresenta%C3%A7%C3%A3o_coletiva.pdf. [Acesso em 15 de Abril de 2020]
- [21] Operador Nacional do Sistema, "Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia no Sistema Interligado Nacional," 2018. [Online]. Available: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/BISE%20ONS%20011-18%20210318-%2015h48%20-%20SIN.pdf>. [Acesso em 15 de Abril de 2021].
- [22] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Análise da perturbação do dia 03/11/2020 às 20h48min com início nos transformadores de 230/69/13,8 kV da SE Macapá, com

- desligamento da UHE Coaracy Nunes e do Sistema Amapá,” 2020. [Online]. Available: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/DGL-REL-0016_2020%20-%20RAP%2003.11.2020_20h48min_Amap%C3%A1_VF.pdf. [Acesso em 15 de abril de 2021].
- [23] BRASIL. Ministério de Minas e Energia, “Apresentação da coletiva realizada em 07 de dezembro de 2020 sobre a Ocorrência no Estado do Amapá,” 07 dezembro 2020. [Online]. Available: <http://antigo.mme.gov.br/documents/1151369/1356761/Coletiva+07-12.pdf/b7906253-c9c9-2744-6aa3-e483ce622ab1>. [Acesso em 16 de abril de 2021].
- [24] G1, “Após 22 dias de apagão no Amapá, distribuidora e governo dizem que rodízio terminou e que energia foi retomada em 100%,” 2020. [Online]. Available: <https://g1.globo.com/ap/amapa/noticia/2020/11/24/amapa-entra-no-22o-dia-de-apagao-com-novo-transformador-ligado-na-subestacao-que-pegou-fogo.ghtml>. [Acesso em 16 de abril de 2021].
- [25] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Perdas de Energia Elétrica na Distribuição,” 2020. [Online]. Available: <https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia+2019.pdf/6cb0bf36-4074-bbc3-d15d-ed370f44b34b>. [Acesso em 15 de abril de 2021]
- [26] M. S. Mahmoud, S. A. Hussain e M. A. Abido, “Modeling and control of microgrid: An overview,” *Journal of the Franklin Institute*, vol. 351, nº 5, p. Journal of the Franklin Institute, 2014.
- [27] Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Brasil, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2030,” Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa, Brasília, 2021.
- [28] S. Barsali, M. Ceraolo, P. Pelacchi e D. Poli, “Control techniques of Dispersed Generators to improve the continuity of electricity supply,” em *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, New York, NY, USA, 2002.
- [29] H. Lotfi e A. Khodaei, “AC Versus DC Microgrid Planning,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, nº 1, pp. 296-304, 2017.
- [30] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. d. Vicuna e M. Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward

- Standardization,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n° 1, pp. 158-172, 2011.
- [31] N. N. A. Bakar, M. Y. Hassan, M. F. Sulaima, M. N. M. Nasir e A. Khamis, “Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 161-169, 2017.
- [32] J. G. d. Matos, “Controle de Potência em Microrredes CA Isoladas com Aerogeradores e Bancos de Baterias Distribuídos,” Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2014.
- [33] P. B. Leite Neto, “Contribuições para a operação energética e econômica de microrredes isoladas com fontes renováveis,” Tese (Doutorado em Engenharia de Eletricidade) - Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2017.
- [34] J. H. Eto, R. H. Lasseter, D. Klapp, A. S. Khalsa, B. Schenkman, M. Illindala e S. Baktiono, “The CERTS Microgrid Concept, as Demonstrated at the CERTS/AEP Microgrid Test Bed,” Office of Electricity U.S. Department of Energy, Berkeley, 2018.
- [35] B. d. N. Nascimento, “Controle Secundário Aliado ao Corte de Carga para Microrredes em Condições Operativas de Ilhamento,” Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2019.
- [36] M. Ahmed, L. Meegahapola, A. Vahidnia e M. Datta, “Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures—A Comprehensive Review,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 144730-144766, 2020.
- [37] L. E. Zubieta, “Are Microgrids the Future of Energy?: DC Microgrids from Concept to Demonstration to Deployment,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 4, n° 2, pp. 37-44, 2016.
- [38] K. S. Rajesh, S. S. Dash, R. Rajagopal e R. Sridhar, “A review on control of ac microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 814-819, 2017.
- [39] E. Hossain, E. Kabalci, R. Bayindir e R. Perez, “Microgrid testbeds around the world: State of art,” *Energy Conversion and Management*, vol. 86, pp. 132-153, 2014.
- [40] E. Planas, J. Andreu, J. I. Gárate, I. M. d. Alegría e E. Ibarra, “AC and DC technology in microgrids: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp. 726-749, 2015.

-
- [41] Y. Wu, Y. Wu, J. M. Guerrero, J. C. Vasquez e J. Li, “AC Microgrid Small-Signal Modeling: Hierarchical Control Structure Challenges and Solutions,” *IEEE Electrification Magazine*, vol. 7, nº 4, pp. 81-88, 2019.
- [42] A. Hirsch, Y. Parag e J. Guerrero, “Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 402-411, 2018.
- [43] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury e P. Crossley, *Microgrids and active distribution networks*, London, : The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [44] N. D. Hatziargyriou, A. G. Anastasiadis, J. Vasiljevska e A. G. Tsikalakis, “Quantification of economic, environmental and operational benefits of Microgrids,” em *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, Bucharest, Romania, , 2009.
- [45] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papathanassiou e N. Hatziargyriou, “Making microgrids work,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, nº 3, pp. 40-53, 2008.
- [46] R. H. Lasseter e P. Paigi, “Microgrid: A Conceptual Solution,” em *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, Aachen, Germany, 2004.
- [47] R. Bayindir, E. Hossain, E. Kabalci e R. Perez, “A Comprehensive Study on Microgrid Technology,” *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, vol. 4, nº 4, pp. 1094 -1107, 2014.
- [48] B. Kroposki, C. Pink, R. DeBlasio, H. Thomas, M. Simões e P. K. Sen, “Benefits of Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, nº 3, pp. 901-908, 2010.
- [49] N. W. A. Lidula e A. D. Rajapakse, “Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, nº 1, pp. 186-202, 2011.
- [50] T. Ackermann, G. Andersson e L. Söder, “Distributed generation: a definition,” *Electric power systems research*, vol. 57, nº 3, pp. 195-204, 2001.
- [51] M. F. Akorede, H. Hizam e E. Pouresmaeil, “Distributed energy resources and benefits to the environment,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, nº 2, pp. 724-734, 2010.

-
- [52] H. Zareipour, K. Bhattacharya e C. A. Canizares, “Distributed generation: current status and challenges,” em *Annual North American Power Symposium (NAPS)*, 2004.
- [53] W. Kramer, S. Chakraborty, B. Kroposki e H. Thomas, “Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems Part 1: Systems and Topologies,” National Renewable Energy Laboratory, United States, 2008.
- [54] A. Poullikkas, “Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, nº 1, pp. 30-56, 2007.
- [55] M. M. A. S. W El-Khattam, “Distributed generation technologies, definitions and benefits,” *Electric Power Systems Research*, vol. 71, nº 2, pp. 119-128, 2004.
- [56] P. Nikolaidis e A. Poullikkas, “Cost metrics of electrical energy storage technologies in potential power system operations,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 25, pp. 43-59, 2018.
- [57] X. Huang, Z. Zhang e J. Jiang, “Fuel Cell Technology for Distributed Generation: An Overview,” *2006 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 1613-1618, 2006.
- [58] C. Wang, M. Nehrir e H. Gao, “Control of PEM fuel cell distributed generation systems,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, nº 2, pp. 586-595, 2006.
- [59] J. A. P. Lopes, C. L. Moreira e A. G. Madureira, “Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 2, pp. 916-924, 2006.
- [60] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. E. Rhafiki e Y. Zeraouli, “Energy storage: Applications and challenges,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 120, pp. 59-90, 2014.
- [61] R. H. Lasseter, “MicroGrids,” em *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings.*, New York, NY, USA, 2002.
- [62] M. C. Argyrou, P. Christodoulides e S. A. Kalogirou, “Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 804-821, 2018.
- [63] M. E. Amiryar e K. R. Pullen, “A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications,” *Applied Sciences*, vol. 7, nº 3, p. 286, 2017.

-
- [64] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami e T. S. Ustun, “Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4555-4585, 2019.
- [65] A. Poullikkas, “A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 778-788, 2013.
- [66] C. K. Das, O. Bass, G. Kothapalli, T. S. Mahmoud e D. Habibi, “Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 1205-1230, 2018.
- [67] O. Palizban e K. Kauhaniemi, “Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications,” *Journal of Energy Storage*, vol. 6, pp. 248-259, 2016.
- [68] M. Aneke e M. Wang, “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review,” *Applied Energy*, vol. 179, n° 1, pp. 350-377, 2016.
- [69] N. Khan, S. Dilshad, R. Khalid, A. R. Kalair e N. Abas, “Review of energy storage and transportation of energy,” *Energy Storage*, 2019.
- [70] A. A. K. Arani, G. B. Gharehpetian e M. Abedi, “Review on Energy Storage Systems Control Methods in Microgrids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 745-757, 2019.
- [71] T. S. Babu, K. R. Vasudevan, V. K. Ramachandaramurthy e S. B. Sani, “A Comprehensive Review of Hybrid Energy Storage Systems: Converter Topologies, Control Strategies and Future Prospects,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 148702-148721, 2020.
- [72] Vistra Corp., “Vistra Brings World's Largest Utility-Scale Battery Energy Storage System Online,” 2021. [Online]. Available: <https://investor.vistracorp.com/investor-relations/news/press-release-details/2021/Vistra-Brings-Worlds-Largest-Utility-Scale-Battery-Energy-Storage-System-Online/default.aspx>. [Acesso em 20 abril 2021].
- [73] M. G. Molina, “Energy Storage and Power Electronics Technologies: A Strong Combination to Empower the Transformation to the Smart Grid,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, n° 11, pp. 2191-2219, 2017.
- [74] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor e F. Blaabjerg, “Review of ESS Technologies in MG Applications: Issues and Challenges,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35143-35164, 2018.

-
- [75] E. Sánchez-Díez, E. Ventosa, M. Guarnieri, A. Trovò, C. Flox, R. Marcilla, F. Soavi, P. Mazur, E. Aranzabe e R. Ferret, “Redox flow batteries: Status and perspective towards sustainable stationary energy storage,” *Journal of Power Sources*, vol. 481, 2021.
- [76] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas e V. Efthimiou, “Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,” *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 13, nº 6-7, pp. 1513-1522, 2009.
- [77] F. Rahman, S. Rehman e M. A. Abdul-Majeed, “Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in Saudi Arabia,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, nº 1, pp. 274-283, 2012.
- [78] M. Pourbehzadi, T. Niknam, J. Aghaei, G. Mokryani, M. Shafie-khah e J. P. Catalão, “Optimal operation of hybrid AC/DC microgrids under uncertainty of renewable energy resources: A comprehensive review,” *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 109, p. 139–159, 2019.
- [79] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou e A. Dimeas, “Microgrids management,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, nº 3, pp. 54-65, 2008.
- [80] IEEE, “IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid,” *IEEE Std 2030.9-2019*, pp. 1-46, 3 Julho 2019.
- [81] D. Q. Oliveira, “Sistema de Gerenciamento de Energia para Operação Resiliente de Microrredes em Modo Ilhado,” Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- [82] D. Singh, R. K. Misra e D. Singh, “Effect of load models in distributed generation planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, nº 4, pp. 2204-2212, 2007.
- [83] CIGRÉ WG C4.605, Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks, CIGRÉ, 2014.
- [84] C. Concordia e S. Ihara, “Load Representation in Power System Stability Studies,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-101, nº 4, pp. 969-977, 1982.
- [85] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance; System Dynamic Performance Subcommittee; Power System Engineering Committee, “Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, nº 1, pp. 523-538, 1995.

-
- [86] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "Load representation for dynamic performance," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 2, pp. 472-482, 1993.
- [87] J. M. Guerrero, P. C. Loh, T.-L. Lee e M. Chandorkar, "Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids - Part I: Decentralized and Hierarchical Control," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, n° 4, pp. 1254-1262, 2013.
- [88] M. Guarnieri, A. Bovo, A. Giovannelli e P. Mattavelli, "A Real Multitechnology Microgrid in Venice: A Design Review," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 12, n° 3, pp. 19-31, 2018.
- [89] Engineers, Institute of Electrical and Electronics, IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers, New York: IEEE, 2017.
- [90] A. Bidram e A. Davoudi, "Hierarchical Structure of Microgrids Control System," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, n° 4, pp. 1963-1976, 2012.
- [91] M. Yazdani e A. Mehrizi-Sani, "Distributed Control Techniques in Microgrids," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n° 6, pp. 2901-2909, 2014.
- [92] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei e S. Bahramirad, "State of the Art in Research on Microgrids: A Review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890-925, 2015.
- [93] J. Rocabert, A. Luna, F. Blaabjerg e P. Rodriguez, "Control of Power Converters in AC Microgrids," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 27, n° 11, pp. 4734-4749, 2012.
- [94] S. K. Sahoo, A. K. Sinha e N. K. Kishore, "Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC-DC Microgrid: A Review," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 6, n° 2, pp. 738-759, 2018.
- [95] T. Morstyn, B. Hredzak e V. G. Agelidis, "Control Strategies for Microgrids With Distributed Energy Storage Systems: An Overview," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n° 4, pp. 3652-3666, 2018.
- [96] T. L. Vandoorn, J. C. Vasquez, J. D. Kooning, J. M. Guerrero e L. Vandevelde, "Microgrids: Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 7, n° 4, pp. 42-55, 2013.

-
- [97] J. M. Guerrero, L. Hang e J. Uceda, "Control of Distributed Uninterruptible Power Supply Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, n° 8, pp. 2845-2859, 2008.
- [98] A. Mohammed, S. S. Refaat, S. Bayhan e H. Abu-Rub, "AC Microgrid Control and Management Strategies: Evaluation and Review," *IEEE Power Electronics Magazine*, vol. 6, n° 2, pp. 18-31, 2019.
- [99] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado, R. Cárdenas-Dobson, M. Martínez-Gómez e D. Sáez, "Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 193412-193448, 2020.
- [100] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su e J. M. Guerrero, "Review of Power Sharing Control Strategies for Islanding Operation of AC Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, n° 1, pp. 200-215, 2016.
- [101] U. B. Tayab, M. A. B. Roslan, L. J. Hwai e M. Kashifa, "A review of droop control techniques for microgrid," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 717-727, 2017.
- [102] B. Stott, "Decoupled Newton Load Flow," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-91, no. 5, pp. 1955-1959, 1972.