



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**

**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**CONTROLE SECUNDÁRIO ALIADO AO CORTE DE CARGA PARA  
MICRORREDES EM CONDIÇÕES OPERATIVAS DE ILHAMENTO**

**Bruno de Nadai Nascimento**

**Setembro de 2019**

**Itajubá – MG**



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**

**EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Bruno de Nadai Nascimento**

**CONTROLE SECUNDÁRIO ALIADO AO CORTE DE CARGA PARA  
MICRORREDES EM CONDIÇÕES OPERATIVAS DE ILHAMENTO**

**Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.**

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Antonio Carlos Zambroni de Souza, Ph.D

**Coorientador:** João Guilherme de Carvalho Costa, D.Sc.

**Setembro de 2019**

**Itajubá – MG**

**CONTROLE SECUNDÁRIO ALIADO AO CORTE DE CARGA PARA  
MICRORREDES EM CONDIÇÕES OPERATIVAS DE ILHAMENTO**

**Bruno de Nadai Nascimento**

Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica, e julgada a APROVADA pela banca examinadora abaixo.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Romeu Reginatto  
Centro de Engenharias e Ciências Exatas  
**Universidade Estadual do Oeste do Paraná, UNIOESTE**

---

Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza  
Departamento de Engenharia Elétrica  
**Universidade Federal Fluminense, UFF**

---

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi  
Instituto de Engenharia de Produção e Gestão  
**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Eliane Valença Nascimento de Lorenci  
Instituto de Sistemas de Energia Elétrica  
**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**

---

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa (Coorientador)  
Instituto de Sistemas de Energia Elétrica  
**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**

---

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)  
Instituto de Sistemas de Energia Elétrica  
**Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI**



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

**ANEXO I**  
**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Título da Tese:** "Controle Secundário Aliado ao Corte de Carga para  
Microrredes em Condições Operativas de Ilhamento"

**Autor:** Bruno de Nadai Nascimento

**JULGAMENTO**

Examinadores	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado	R = Reprovado	
3º	A		
4º	A		
5º	A		
6º	A		

Resultado Médio: Conceito: A ou seja, APROVADO  
Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 11 de Outubro de 2019

**Prof. Dr. Paulo Balestrassi**  
3º Examinador - UNIFEI

**Prof. Dr. Eliane Valença  
Nascimento De Lorenci**  
4º Examinador - UNIFEI

**Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho  
Costa**  
4º Examinador (Coorientador) - UNIFEI

**Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de  
Souza**  
5º Examinador (Orientador) - UNIFEI

*João Batista do Nascimento, Elvira de Nadai Nascimento e Matheus de Nadai Nascimento, por serem minha fonte constante de força e de inspiração. Mal sabiam eles que aquele estranho gosto por fios e eletricidade na infância seria a base de toda uma formação profissional.*

*“Science is a perversion of itself unless it has as its goal the  
betterment of humanity.”  
(Nikola Tesla)*

*“Stay strong  
Stay true  
Be brave  
It all comes down to you  
Stand up  
Aim true  
Keep heart  
The future looks to you  
Life won't wait you, my friend.”  
(Life Won't Wait, Ozzy Osbourne)*

*“Yesterday, there was so many things  
I was never told  
Now that I'm starting to learn  
I feel I'm growing old”  
(Yesterday, Guns N' Roses)*

*“Para tudo há uma ocasião, e um tempo para cada propósito debaixo do céu:  
tempo de nascer e tempo de morrer,  
tempo de plantar e tempo de arrancar o que se plantou,  
tempo de matar e tempo se curar,  
tempo de derrubar e tempo de construir.”  
(Eclesiastes 3:1-3)*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Grande Arquiteto do Universo, pela Sabedoria, que norteou minhas escolhas; pela Força, que me permitiu sustentá-las; e pela Beleza, contemplada em cada consequência ao longo desta caminhada de constante lapidação.

Aos meus pais, João e Elvira, e meu irmão, Matheus, que mesmo fisicamente distantes são extremamente presentes em cada passo da minha vida. Um eterno sentimento de gratidão a vocês por tudo que fizeram e continuam fazendo por nossa família. Amo vocês. Aos meus tios, Marcos e Agtha, Campos e Regina, Irineu e Rejanir, obrigado pelo apoio de sempre.

Aos meus orientadores, profs. Antonio Carlos Zambroni de Souza e João Guilherme de Carvalho Costa. Foi um prazer imenso ter sido orientado por vocês. Obrigado por todos esses anos com dicas, discussões e apoio técnico e emocional. Terei em vocês uma constante referência em minha vida profissional.

Aos professores Julio Stacchini, Romeu Reginatto, Eliane Valença e Rafael Leme, por comporem a primeira banca. Obrigado pelas valorosas sugestões e críticas na qualificação desta proposta de doutorado. Um agradecimento especial ao professor Pedro Paulo Balestrassi, que se dispôs a compor a banca de avaliação final desta tese. Por todos vocês, uma grande admiração pelo carisma e dedicação à profissão.

Aos doutores Diogo Marujo, Denisson Q. Oliveira e Francisco M. Portelinha Jr. Verdade seja dita, este trabalho não seria o mesmo não fosse a parceria com vocês. Obrigado pelo incentivo, pela cobrança e pela amizade de sempre, vocês foram fundamentais. Temos mais um doutor nesse grande time de microrredes e espero que possamos aprontar muito ainda.

Aos meus colegas de batalha do Grupo de Engenharia de Sistema (GESis), em especial aos amigos que fiz: Alessandro Fiorese, João Alves, Pedro Vasconcelos, Thais Mendes, Pricila Duarte, Jonattan Sarmiento e Cristian Alvez. Que a vida continue nos reservando bons encontros e grandes desafios. Foi um prazer estar ao lado de vocês nessa nossa empreitada. Uma menção especial aos doutores João, Cristian e Jonattan, por terem sido grandes amigos e companheiros de trabalhos e discussões, espero que possamos trabalhar muito ainda.

À minha companheira, Luiza Burger, um dos pilares na fase de conclusão deste doutorado. Obrigado pela companhia que me trouxe paz e carinho, pelas viagens e pelos diversos palpites na escrita do texto. Você foi fundamental.

À toda comunidade da Fundação de Ensino e Pesquisa – FEPI, que permitiu que eu iniciasse no caminho da docência. Em especial, agradeço aos alunos que passaram por esse caminho, me fazendo ter um constante desejo de aprimoramento acadêmico ao passo que sinalizam que talvez eu esteja na direção correta.

Ao Governo Federal, que através das bolsas concedidas pelas agências CAPES e CNPq, pôde formar mais um Doutor em Engenharia Elétrica em território nacional.

A todos os amigos que Itajubá/MG me presenteou. Saibam todos que estarão sempre comigo. Obrigado!

## RESUMO

É notória a evolução dos sistemas elétricos atuais quando comparado aos dos últimos anos. Tal evolução deve-se principalmente ao surgimento do conceito de *smart-grids*, dando cada vez mais abertura à penetração de recursos distribuídos ao nível de distribuição de energia. Nesse contexto, as microrredes vêm surgindo como uma potencial solução para aliar confiabilidade, qualidade e sustentabilidade no fornecimento de energia elétrica. Dada a possibilidade de uma microrrede operar de forma isolada da rede principal, especial atenção deve ser dada a esse quesito. Portanto, o *MicroGrid Central Controller* (MGCC) exerce papel fundamental na sobrevivência do sistema, gerenciando todos os recursos e agentes de modo a garantir uma operação segura e dentro dos padrões de fornecimento exigidos pelas agências regulatórias.

Nesta tese de doutorado, toda a fundamentação teórica de microrredes é apresentada, dando evidência principalmente ao problema do ilhamento quanto à variação de demanda, o que em muitos casos, pode ocasionar um ponto de operação não factível. No intuito de corrigir a operação, uma estratégia de controle secundário unificado de tensão e frequência no processo de convergência do fluxo de potência é proposta. Ainda, prevendo a limitação dos recursos disponíveis, o corte de carga se torna uma medida emergencial, levando em consideração para isso os limites operativos e a continuidade no suprimento de energia elétrica a serviços essenciais. Por fim, uma análise dentro do conceito de estabilidade de tensão também é apresentada com o intuito de auxiliar em uma tomada de decisão. Tal análise mostra a relação do grau de suportabilidade do sistema com o modo operativo dos conversores e seus limites de geração, tanto para a operação conectada quanto ilhada.

Os resultados provenientes das ferramentas aqui propostas são validados e discutidos tendo como base o sistema *IEEE 37-Nodes Test Feeder*, quando modificações são feitas de modo a torná-lo equivalente a uma microrrede.

Assim, espera-se que em um cenário de ilhamento, o MGCC com as ferramentas aqui desenvolvidas seja capaz de gerenciar os recursos prevendo a variabilidade da demanda e antes que o sistema experimente qualquer ponto operativo não factível, independente do cenário de carga e penetração de recursos renováveis.

## **ABSTRACT**

The evolution of current electrical systems is notorious when compared in the last years. This evolution is mainly due to the emergence of the smart-grids concept, giving increased access to the penetration of distributed resources at the level of energy distribution. In this context, microgrids are increasingly emerging as a potential solution to combine reliability, quality, and sustainability in the supply of electricity. Since there is a possibility of a microgrid operates in isolation from the main network, special attention should be given to this issue. In this way, the MGCC plays a vital role in the survival of the system, managing all the resources of the agents to guarantee safe operation and within the standards of supply demanded by the regulatory agencies.

In this Ph.D. thesis, the whole theoretical basis of microgrids is presented, giving evidence mainly to the problem of islanding regarding the variation of demand, which in many cases, can cause a point of operation unfeasible due to the inherent variability of demand. To correct the operation, a unified secondary voltage and frequency control strategy in the process of power flow convergence is proposed. In addition, taking into account the limitation of the available resources, the load shedding becomes an emergency approach, preserving the operation limits and the continuity in the supply of electricity to essential services. Finally, an analysis within the concept of voltage stability is also presented with the purpose of assisting in decision making. This analysis shows the relation of the degree of system supportability related to the converters operation mode and their generation limits, both in the connected and islanded systems operation.

The results from the tools proposed here are validated and discussed based on the IEEE 37-Nodes Test Feeder system, when modifications are made to make it equivalent to a micro network.

Thus, in an islanding scenario, it is expected that MGCC with the tools developed here will be to manage all resources by predicting demand variability and before the system experiences any non-feasible operating point, regardless of the load and penetration scenario. renewable resources.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1. Horizonte de Expansão dos Recursos Renováveis no Brasil [2].	14
Figura 1-2. Estrutura organizacional de uma <i>smart-grid</i> .	16
Figura 2-1. Circuito representativo do modelo utilizado do painel fotovoltaico.	30
Figura 2-2. Variação da curva $I \times V$ painéis com a variação de irradiação (Temperatura mantida em 25°C).	32
Figura 2-3. Variação da curva $I \times V$ painéis com a variação de temperatura (Irradiação mantida em 1000 $wh/m^2$ ).	33
Figura 2-4. Modelo estático da Turbina Eólica.	34
Figura 2-5. Modelo $\pi$ de uma linha trifásica de distribuição.	38
Figura 2-6. Resposta do <i>droop</i> dos conversores. (a) <i>droop</i> ativo (b) <i>droop</i> reativo	41
Figura 2-7. Função de operação <i>volt-var</i> [40].	43
Figura 2-8. Hierarquia de Controle em Microrredes.	44
Figura 2-9. Representação de uma microrrede operando com seus níveis de controle.	45
Figura 3-1. Representação do conceito de carga negativa.	50
Figura 3-2. Rotação de Eixos	60
Figura 3-3. Fluxograma do algoritmo de Fluxo de Potência implementado.	63
Figura 4-1. Atuação do Controle Secundário.	67
Figura 4-2. Fluxograma do controle secundário.	71
Figura 4-3. Atuação do Corte de Carga.	72
Figura 4-4. Curvas de Distribuição. (a) Uniforme (b) Normal.	77
Figura 4-5. Simulação Monte Carlo	78
Figura 4-6. Fluxograma da proposta do corte de carga.	79
Figura 4-7. Intensidade provável de geração renovável.	82

Figura 4-8. Funções de pertiência do algoritmo para corte de carga na ausência de comunicação. (a) para o corte de carga, (b) para a reconexão.....	84
Figura 4-9. Fluxograma da proposta de corte de carga na ausência de comunicação.....	84
Figura 4-10. Formulação Curva PV .....	85
Figura 4-11. Atualização de geração de acordo com o modo operativo do conversor.....	88
Figura 5-1. Sistema Teste : IEEE 37 Nodes Test Feeder modificado. ....	91
Figura 5-2. Perfil Característico para as Cargas do Sistema para dias úteis. (a) Potência Ativa (b) Potência Reativa.....	94
Figura 5-3. Condições climática para o dia considerado. (a) Irradiação Solar, (b) Temperatura Ambiente e (c) Velocidade do Vento. ....	94
Figura 5-4. Perfil de Tensão da Microrrede para todos os modos operativos de conversores. ....	98
Figura 5-5. Validação do Algoritmo para o caso base. (a) Perfil de Tensão (b) Geração.....	99
Figura 5-6. Comportamento da Frequência para os cenários considerados. ....	100
Figura 5-7. Quantidade de Iterações para os cenários considerados .....	100
Figura 6-1. Regulação de frequência sob o nível de geração renovável. ....	105
Figura 6-2. Regulação de tensão sob o nível geração renovável. (a) tensões de referência dos geradores e (b) menor perfil de tensão. ....	106
Figura 6-3. Perfil de geração despachável sob o nível de geração renovável. ....	107
Figura 6-4. Perdas totais do sistema sob o nível de geração renovável. (a) perdas ativas e (b) perdas reativas. ....	108
Figura 6-5. Regulação de frequência sob o nível de carregamento do sistema.....	110
Figura 6-6. Regulação de tensão sob o nível carregamento do sistema. (a) tensões de referência dos geradores e (b) menor perfil de tensão.....	111
Figura 6-7. Perfil de geração despachável sob o nível de carregamento do sistema.....	112
Figura 6-8. Perdas totais do sistema sob o nível de carregamento do sistema. (a) perdas ativas e (b) perdas reativas.....	113

Figura 6-9. Perfil de Geração (a) e Carga (b) no cenário operativo considerado. Antes e após a atuação do corte de carga.....	114
Figura 6-10. Perfil de tensão antes e após a atuação do corte de carga.....	115
Figura 6-11. Perfil de frequência antes e após a atuação do esquema de corte de carga. ....	116
Figura 6-12. Distribuição da Carga cortada por Subtensão. (a) Com a utilização do vetor tangente. (b) sem a utilização do Vetor Tangente. ....	117
Figura 6-13. Distribuição da Carga cortada por Sub Frequência. ....	118
Figura 6-14. Curvas PV para os modos de controle PV, PQ e <i>volt-var</i> em operação conectada. Limites não são considerados. ....	122
Figura 6-15. Curvas PV para os modos de controle PV, PQ e <i>volt-var</i> em operação conectada. Limites são considerados.....	123
Figura 6-16. Curvas PV para o modo de controle VSI em operação ilhada. ....	124
Figura 6-17. Comportamento do menor autovalor da matriz Jacobiana para o modo de controle VSI em operação ilhada.....	125

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Parâmetros de um módulo, fornecidos pelo fabricante. ....	31
Tabela 2-2 – Parâmetros calculados em condições padrões ( $S=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$ ) .....	32
Tabela 2-3. Parâmetros operacionais da turbina eólica utilizada. ....	35
Tabela 2-4. Parâmetros de modelo estático para a carga. ....	36
Tabela 2-5. Classificação dos consumidores segundo a resolução N ° 414 da ANEEL. ....	37
Tabela 3-1. Relação tipo de barra e variáveis do problema. ....	52
Tabela 4-1. Regras Fuzzy para o Corte de Carga .....	83
Tabela 4-2. Regras Fuzzy para a Reconexão de Carga Cortada Anteriormente .....	83
Tabela 5-1. Configuração dos Geradores Despacháveis .....	92
Tabela 5-2. Configuração dos Geradores Não Despacháveis. ....	92
Tabela 5-3. Divisão das Cargas em Grupos de Consumo .....	93
Tabela 5-4. Divisão das Cargas de Acordo com a Prioridade .....	93
Tabela 5-5 Comparação da performance de convergência para o fluxo de potência em uma microrrede conectada. ....	95
Tabela 5-6. Comparação da performance de convergência para o fluxo de potência em uma microrrede ilhada. ....	97
Tabela 6-1. O perfil de geração antes e depois da atuação do controle secundário. ....	103
Tabela 6-2. O ponto de operação antes e depois da atuação do controle secundário. ....	104
Tabela 6-3. LOLP e EENS para o UVLS .....	120
Tabela 6-4. LOLP e EENS para o UFLS. ....	121
Tabela 6-5. Barra Crítica do sistema para cada modo operativo dos conversores. ....	122
Tabela 6-6. Margem de Carga e Ponto de Colapso em relação aos modos operativos dos conversores. ....	126

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Listadas em ordem alfabética:

ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI:	<i>American National Standards Institute</i>
BFS:	<i>Back-Forward Sweep</i>
PEC:	Conversor Eletrônico de Potência
DAE	Dispositivo Armazenador de Energia
EENS:	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
FP	Fator de Potência
GD:	Geração Distribuída
IEEE:	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
LTC:	<i>Load Tap Changer</i>
LOLP:	<i>Loss of Load Probability</i>
MLP:	<i>Maximum Load Point</i>
MNR:	Método de Newton-Raphson
MNRM:	Método de Newton-Raphson Modificado
MGCC:	<i>MicroGrid Central Control</i>
PCC:	Ponto de Conexão Comum
PDE:	Plano Decenal de Energia
PI:	Controlador Proporcional mais Integral
PV:	Potência Ativa e Tensão Definidas
PQ:	Potências Ativa e Reativa Definidas
PRODIST:	Procedimentos de Distribuição
SEP:	Sistema Elétrico de Potência
SMC:	Simulação Monte Carlo
UFLS:	<i>Under Frequency Load Shedding</i>
UVLS:	<i>Under Voltage Load Shedding</i>
VT:	Vetor Tangente
VSI:	<i>Voltage Source Inverter</i>

## LISTA DE OPERADORES

$\Re$	Parte real de um número complexo
$\Im$	Parte imaginária de um número complexo
$(\cdot)^T$	Transposição matricial
$\widetilde{(\cdot)}$	Representação fasorial de um número complexo
$(\cdot)^*$	Conjugado de um número complexo
$\sum (\cdot)$	Somatório
$C_{NB}^{(1,2,3\dots NB)}$	Todas as combinações de soma entre as NB barras de um sistema
$\min (\cdot)$	Menor valor entre os dados de um conjunto
$\max (\cdot)$	Maior valor entre os dados de um conjunto;
$[\cdot]^{n \times n}$	Representação matricial de ordem $n$
$ \cdot $	Valor absoluto;
$\angle$	Angulação de um número complexo;
$\times$	Produto matricial.

# SUMÁRIO

<b>RESUMO .....</b>	<b>I</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>II</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>III</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>VI</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS .....</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE OPERADORES.....</b>	<b>VIII</b>
<b>SUMÁRIO.....</b>	<b>IX</b>
<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS DO TRABALHO .....	13
1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	17
1.3 REVISÃO DA LITERATURA.....	20
1.4 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO NO CONTEXTO DE ASPECTOS TÉCNICOS E SOCIAIS .....	24
1.5 OBJETIVOS .....	25
1.5.1 <i>Objetivos Gerais</i> .....	25
1.5.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	26
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO .....	26
<b>CAPÍTULO 2 – OPERAÇÃO E MODELOS DOS COMPONENTES DE MICRORREDES .....</b>	<b>28</b>
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS DO CAPÍTULO.....	28
2.2 DESCRIÇÃO E MODELAGEM DOS COMPONENTES .....	29
2.2.1 <i>Fontes Primárias</i> .....	29
2.2.2 <i>Dispositivos Armazenadores de Energia (DAE)</i> .....	35
2.2.3 <i>Cargas</i> .....	35
2.2.4 <i>Linhas</i> .....	38
2.3 <i>POWER ELETRONIC CONVERTER (PEC)</i> - CONVERSORES ELETRÔNICOS DE POTÊNCIA.....	39
2.3.1 <i>Modo Voltage Source Inverter (VSI)</i> .....	39
2.3.2 <i>Modo PQ</i> .....	41
2.3.3 <i>Modo volt-var</i> .....	42
2.3.4 <i>Modo PV</i> .....	43

2.4 HIERARQUIA DE CONTROLE .....	44
2.4.1 O Controle Primário.....	45
2.4.2 Controle Secundário.....	46
2.4.3 O Controle Terciário .....	46
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	47
<b>CAPÍTULO 3 – FLUXO DE POTÊNCIA PARA MICRORREDES ILHADAS .....</b>	<b>48</b>
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS DO CAPÍTULO.....	48
3.2 FLUXO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES ILHADAS BASEADO NO MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON	49
3.2.1 Representações do Sistema e Simplificações.....	50
3.2.2 Equações Algébricas do Fluxo de Potência .....	54
3.2.3 Soluções para Melhorar a Convergência .....	59
3.3 O ALGORITMO .....	62
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	63
<b>CAPÍTULO 4 – PROPOSTAS PARA MICRORREDES EM CONDIÇÕES OPERATIVAS DE ILHAMENTO.....</b>	<b>65</b>
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS DO CAPÍTULO.....	65
4.2 A PROPOSTA DO CONTROLE SECUNDÁRIO .....	66
4.3 PROPOSTA DO CORTE DE CARGA .....	72
4.3.1 UnderVoltage Load Shedding(UVLS) – Corte de Carga por Subtensão.....	73
4.3.2 UnderFrequency Load Shedding (UFLS) – Corte de Carga por Subfrequência.....	75
4.3.3 Simulação Monte Carlo (SMC) .....	76
4.3.4 Corte de Carga na Ausência da Comunicação.....	80
4.4 ESTABILIDADE DE TENSÃO EM MICRORREDES.....	85
4.4.1 Passo Previsor.....	86
4.4.2 Passo Corretor .....	88
4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	88
<b>CAPÍTULO 5 – SISTEMA TESTE E VALIDAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA MICRORREDES ILHADAS.....</b>	<b>90</b>
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS DO CAPÍTULO.....	90
5.2 DESCRIÇÃO DO SISTEMA TESTE E DO CENÁRIO OPERATIVO .....	91
5.3 VALIDAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA MICRORREDES ILHADAS.....	95

5.3.1	<i>Comparação entre os Métodos de Convergência</i> .....	95
5.3.2	<i>Perfil de Convergência do Método Escolhido</i> .....	99
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	101
	<b>CAPÍTULO 6 – DESEMPENHO DAS FERRAMENTAS PROPOSTAS</b> .....	<b>102</b>
6.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS DO CAPÍTULO.....	102
6.2	CONTROLE SECUNDÁRIO .....	102
6.2.1	<i>Atuação do Controle Secundário Frente ao Aumento do Nível de Penetração de Geração Renovável</i> .....	104
6.2.2	<i>Atuação do Controle Secundário Frente ao Aumento do Nível de Carregamento</i> .....	109
6.3	CORTE DE CARGA .....	113
6.3.1	<i>Validação para o Fluxo de Potência Contínuo no Tempo</i> .....	113
6.3.2	<i>Simulação Monte Carlo</i> .....	119
6.4	A INFLUÊNCIA DOS MODOS OPERATIVOS DOS CONVERSORES NA MARGEM DE CARGA DO SISTEMA .....	121
6.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO .....	126
	<b>CAPÍTULO 7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS DO TRABALHO</b> .....	<b>128</b>
7.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS DA TESE .....	128
7.2	PRINCIPAL CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO .....	130
7.3	SUGESTÕES DE CONTINUAÇÃO DO TRABALHO.....	130
7.3.1	<i>Unificar o Controle Secundário e o Corte de Carga</i> .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
7.3.2	<i>Unificar o Controle Secundário e o Corte de Carga no contexto do Controle Preditivo: ..</i>	130
7.3.3	<i>Utilização de Ferramentas de Otimização</i> .....	131
7.3.4	<i>Inserção de Veículos Elétricos</i> .....	131
7.3.5	<i>Implementação das Ferramentas em um Algoritmo de Fluxo de Potência para Sistemas Desequilibrados</i> .....	132
7.4	CONTRIBUIÇÕES CIENTÍFICAS .....	132
7.4.1	<i>Publicações e Submissões em Periódicos</i> .....	132
7.4.2	<i>Capítulos Publicados em Livros</i> .....	133
7.4.3	<i>Conferências Endossadas por Sociedades Científicas</i> .....	133
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>135</b>



# CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

---

## 1.1 Considerações Iniciais do Trabalho

O setor elétrico de uma forma geral vem passando por uma série de evoluções nos últimos anos. O crescimento exponencial da população, aliado à grande dependência da energia elétrica em todas as esferas da sociedade colabora para a sua constante expansão, principalmente, na busca por recursos de grande potencial energético. Embora tais tendências tenham se tornado mais ascendentes nos últimos anos, o atual Sistema Elétrico de Potência (SEP) possui quase a mesma topologia desde a sua concepção original. Espera-se, portanto, que a atual estrutura da matriz elétrica não encontre tanto prestígio em um horizonte futuro de planejamento de expansão.

Os sistemas elétricos de potência contemporâneos são um produto do rápido crescimento e ascensão populacional do século passado. Mesmo existindo diversos padrões culturais e geográficos na população, as concessionárias ligadas ao setor adotaram parâmetros muito semelhantes na concepção inicial destes para atenderem a necessidade dos consumidores. Por outro lado, o comportamento da demanda por energia elétrica possui padrões bem distintos, influenciados principalmente por aspectos econômicos e políticos de cada localidade e o inevitável esgotamento dos recursos fósseis prejudica a homogeneidade na operação e planejamento dentro da matriz elétrica.

Em uma visão macro referente ao fornecimento de energia, os sistemas elétricos de potência são constituídos basicamente por três subsistemas em níveis de tensão totalmente distintos, sendo:

- I. *Geração*: geralmente localizada longe dos centros consumidores e próxima a fontes primárias (minas de carvão e rios com potencial hidroelétrico);
- II. *Transmissão*: alimenta os centros consumidores através de um sistema malhado de linhas a altos níveis de tensão com o intuito de reduzir as perdas por efeito *joule*;
- III. *Distribuição*: próxima às cargas, a energia é rebaixada a níveis de tensão aceitáveis e é entregue ao consumidor final através de um sistema predominantemente radial e passivo, isto é, sem geração.

Aliados aos aspectos populacionais, fatores como: o envelhecimento de componentes, a introdução de tecnologias e a penetração de fontes alternativas de energia associadas à preocupação com a emissão dos gases prejudiciais ao efeito estufa são grandes pilares de uma nova transformação [1]. A exemplo disso, segundo o último Plano Decenal de Energia (PDE) [2], elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, o Brasil possui um expressivo crescimento na quantidade de potência instalada proveniente de recursos renováveis, principalmente dentro da tendência de o consumidor gerar a própria energia e participar de um esquema de compensação energética.

Adicionalmente, em caráter nacional, barreiras regulamentadoras que dificultam acesso às redes de distribuição por consumidores interessados em gerar energia vêm sendo reduzidas especialmente com a homologação das Resoluções Normativa 487 e 682, criadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Assim, os sistemas de distribuição apresentam um propício cenário de migração para uma operação ativa, ou seja, com alto grau de geração em pequena escala próxima a cargas, o que, em tese, é inserido dentro do conceito de Geração Distribuída (GD).

A Figura 1-1 apresenta um histórico da geração instalada em nível de distribuição juntamente com uma previsão futura. Estima-se que, em um horizonte de dez anos, o aumento será superior a dez vezes quando comparado ao início do histórico. Ainda, segundo o relatório, essa evolução suprirá cerca de 6% da demanda instalada do Brasil.

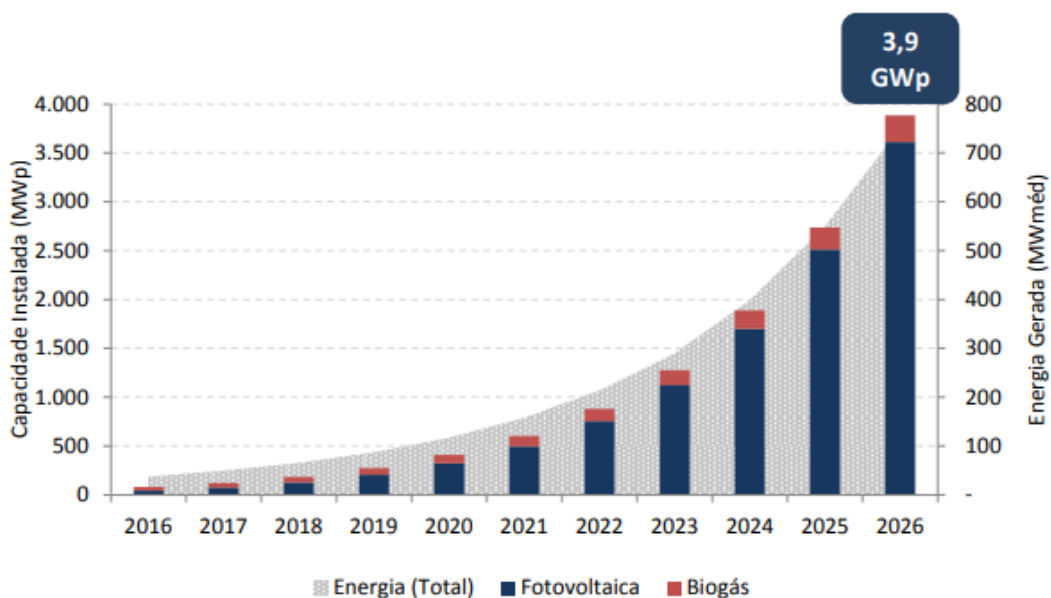


Figura 1-1. Horizonte de Expansão dos Recursos Renováveis no Brasil [2].

Denominador comum entre sustentabilidade, alta penetração de GD, evolução tecnológica, operação autônoma e qualidade no fornecimento de energia, o conceito de *smart grid* tem sido utilizado no que se refere à intrínseca evolução dos SEPs em relação a aspectos tecnológicos. A presença de dispositivos eletrônicos, inteligência artificial, recursos automatizados, capacidade de processamento de dados e infraestrutura de telecomunicações dentro dos SEPs quebra o paradigma do modelo atual e culmina em um ambiente integrado entre todos os agentes presentes – consumidores, geradores e prestadores de serviço –, caracterizando a principal vertente das *smart grids* [3].

O principal objetivo da transformação dos sistemas elétricos atuais em redes inteligentes consiste em prover, de forma sustentável, confiabilidade e alta qualidade de energia elétrica à sociedade em um ambiente totalmente integrado. Esse propósito pode ser alcançado associando a tecnologia já existente com a emergente no cenário do setor elétrico, tais como: dispositivos armazenadores, monitoramento local e remoto do consumo de energia, resposta a demanda, transmissão e distribuição em corrente contínua, geração renovável e participação ativa do consumidor.

A modernização do setor elétrico no âmbito das *smart-grids* é um complexo problema que demanda, além da tecnologia necessária à evolução em múltiplos níveis, novos modelos de mercado, capacitação dos agentes frente às novas políticas regulatórias e capital financeiro apropriado. Entre as características relacionadas diretamente as redes inteligentes, as principais são [4]:

- *Autorrecuperação e autogerenciamento*: o sistema elétrico apresenta capacidade de detectar e isolar faltas com a menor quantidade possível de danos. Ainda, em eventuais cenários de blecaute, terá a capacidade de se recompor de forma automática. Complementarmente, pode-se citar a capacidade de autogerenciamento dos recursos em um cenário de ilhamento;
- *Diferentes Recursos Energéticos Distribuídos*: em um ambiente predominado por redes de distribuição, a possibilidade de inserção de fontes alternativas em baixa e média tensão se torna factível. Citam-se, como exemplos, painéis fotovoltaicos, microturbinas, pequenas turbinas eólicas, células de combustível e veículos elétricos;
- *Sistemas Avançados de Medição e Controle de Demanda*: o consumidor não será mais tratado unicamente como um agente passivo do sistema, podendo gerenciar a própria demanda em tempo real, tendo acesso a todo o consumo,

custo da energia e controle da geração que, porventura, terá em seu estabelecimento.

- *Controle Centralizado e Descentralizado*: todos os geradores serão conectados através de interfaces eletronicamente controladas. Assim, variações de tensão e frequência seriam amenizadas localmente através do controle dessa interface, bem como um controle centralizado seria responsável por evitar interrupções através da coordenação dos agentes.

A Figura 1-2 esquematiza o patamar que os sistemas elétricos devem atingir com o advento das *smart-grids*. De uma forma geral, o fluxo de potência antes considerado como unidirecional desde a geração até o consumo, passa a apresentar um comportamento bidirecional, sendo a figura do autoprodutor<sup>1</sup> o principal alicerce dessa mudança. Além disso, o organograma da operação apresenta uma relação interativa entre todos os agentes, incluindo o consumidor. Participam diretamente dessa transformação como *stakeholders* o Estado, a Agência Reguladora, o Operador do Sistema, o Provedor de Serviços e todas as empresas de Geração, Transmissão, Distribuição e por fim, Consumidor/Autoprodutor.

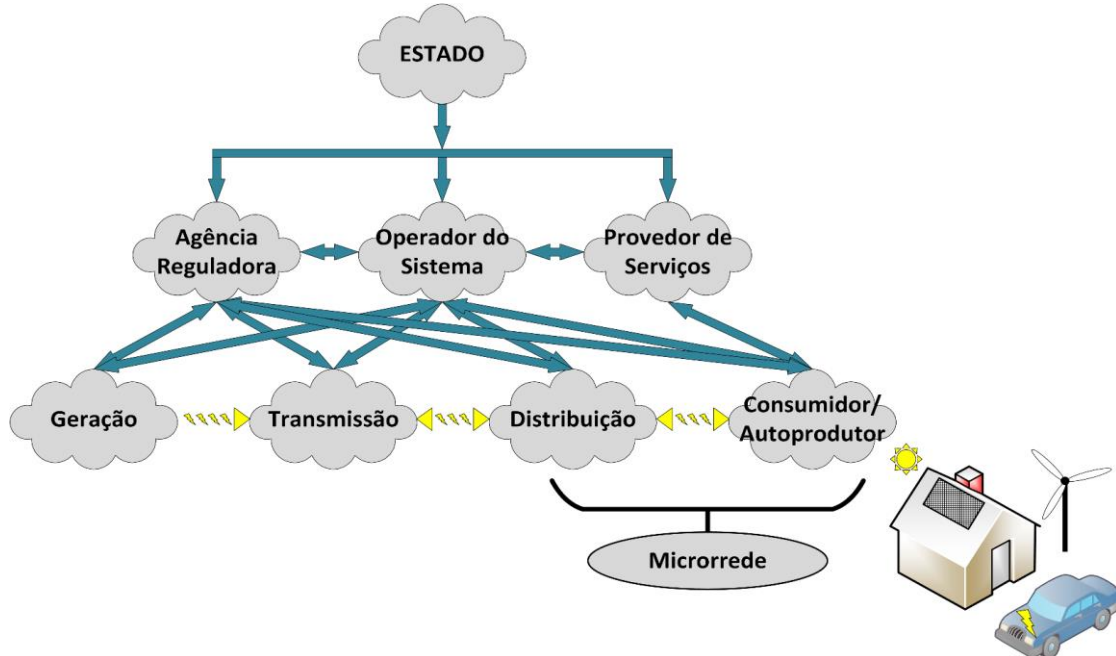


Figura 1-2. Estrutura organizacional de uma *smart-grid*.

<sup>1</sup> O termo autoprodutor vem ao encontro do consumidor que passa a gerar energia e comercializá-la com o sistema no pretexto da Geração Distribuída.

Na figura, observa-se ainda o conceito de microrrede de energia atrelado ao Consumidor/Autoprodutor e à Distribuição. Uma microrrede pode ser definida como um subsistema formado por um grupo de geradores, armazenadores de energia e consumidores interconectados no nível de distribuição [4].

As microrredes se enquadram dentro do conceito amplo de *smart-grids*, pois proporcionam o aumento nos níveis de confiabilidade, economia, qualidade e sustentabilidade, mediante a introdução de novas tecnologias de geração, armazenamento de energia, telecomunicações e automação dentro do ambiente do consumidor final. A inserção de microrredes constituem um significativo avanço no que diz respeito à modernização dos SEPs [5].

## 1.2 Contextualização do Problema

Comumente aceita na literatura, uma outra definição de microrredes é dada em [6]. Essa definição compreende um grupo de cargas e geração interconectadas que operam com fronteiras elétricas muito bem definidas, permitindo assim a criação de uma entidade à parte do sistema principal. Ainda, nesse contexto cria-se a possibilidade da operação tanto conectada quanto ilhada, descritas conforme o seguinte [7]:

1. Operação Conectada (*Grid-Connected Mode*): operação normal da microrrede. Aqui a mesma pode operar consumindo ou fornecendo energia ao sistema principal;
2. Operação Ilhada (*Islanded Mode*): de forma intencional ou acidental, uma microrrede pode ser desconectada do sistema principal. Logo, passa a operar de forma autônoma e independente do sistema principal. Vale destacar que o ilhamento é uma condição emergencial relacionada à sobrevivência. Assim sendo, uma ou mais estratégias de controle devem ser implantadas prevendo esse cenário.

Em complemento a essa definição, os autores de [8] afirmam que uma outra característica intrínseca a microrredes é a flexibilidade na operação, proveniente do modo de controle dos conversores eletrônicos de potência, ou seja, a conexão entre uma fonte e o sistema deve ser feita através de uma interface eletrônica. Garante-se, portanto, por meio da alternância do modo de controle, tal flexibilidade na transição entre os dois modos de operação.

Quando em modo ilhado, a microrrede é conduzida a um cenário que pode ser atípico comparado quando há conexão com uma barra infinita<sup>2</sup>, uma vez que o sistema pode não ser dimensionado para altas demandas. Assim, há a necessidade do autogerenciamento de todos os agentes de modo a otimizar a sobrevivência dentro dos padrões exigidos por norma. Para tal, uma combinação de ações de controle, corte de carga e dispositivos armazenadores deve ser previamente considerada, evitando que tanto frequência quanto tensão atinjam valores inferiores ao estipulado.

Neste contexto, surge a figura do MGCC (*MicroGrid Central Control*), um agente centralizado e automatizado que tem por objetivo assumir o controle de todos os agentes, considerando os aspectos regulatórios, de necessidade e econômicos. O MGCC assume o controle da microrrede, definindo *set-points* de geradores e cargas a serem eventualmente cortadas [7], [9].

É consenso que variações de carga e geração alteram o ponto de operação do sistema elétrico e, inerentemente a isso, os níveis de tensão e frequência. Em microrredes, onde prevalece a presença de geradores com pouca inércia, intermitência de geração e dinamicidade das cargas, o fornecimento de energia elétrica tende a ficar mais susceptível a variações, o que acarreta um significativo problema quanto à operação em modo ilhado.

Para padronizar os níveis de tensão e frequência, o PRODIST<sup>3</sup> Módulo 8 [10] determina os valores padrões de qualidade no fornecimento de energia elétrica. Categoriza ainda os cenários de operação normal e emergencial, atribuindo a esse o caráter de eventual ilhamento. Ademais, dá liberdade às concessionárias na operação dos recursos para manter o ponto operativo do sistema sempre no estabelecido por lei.

No entanto, no que tange ao restabelecimento da frequência, e principalmente da tensão, algumas diferenças frente às metodologias convencionais de ajuste podem ser consideradas no escopo de microrredes, a citar:

1. Devido ao tamanho reduzido do sistema e a pequena distância elétrica entre os agentes, não há áreas específicas de controle relacionadas às barras mais influentes, diferindo significativamente do controle distribuído em áreas de atuação, como o apresentado em [11];

---

<sup>2</sup> Uma barra infinita constitui um sistema suficientemente robusto capaz de evitar variações de frequência e tensão no ponto de conexão com um outro sistema melhor.

<sup>3</sup> PRODIST: Procedimentos de Distribuição. Documento de caráter regulamentador elaborado pela ANEEL aplicado a todas as concessionárias do setor elétrico nacional.

2. A possibilidade do ajuste do *set-point* dos conversores de potência de forma simultânea deve ser considerada como uma estratégia factível;
3. Os valores reduzidos de tensão podem não ser necessariamente um problema decorrente da falta de potência reativa, uma vez que as cargas em sistemas de distribuição possuem fator de potência elevado e as perdas nas linhas são em sua maioria resistivas;
4. A frequência é variável juntamente com a tensão, diferentemente dos sistemas de grande porte, quando a mesma é tida constante.

Um outro ponto agravante é a capacidade reduzida dos recursos distribuídos, tampouco a capacidade de o sistema acompanhar variações de carga sem entrar em colapso, conforme apontado em [12]. Além disso, raras vezes os dispositivos armazenadores são dimensionados de forma a atender significativas demandas do sistema [13].

Com o intuito de normatizar a operação de sistemas de distribuição ativos em um eventual cenário de ilhamento – o que antes não era considerado – a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 414 [14] e do PRODIST Módulo 4 [15], estabelece algumas diretrizes básicas nesse quesito.

Em [14] está regulamentado que:

*“São considerados serviços ou atividades essenciais aqueles cuja interrupção coloque em perigo iminente a sobrevivência, a saúde ou a segurança da população (Seção IV Do Serviço Essencial Art. 11).*

*[...]*

*§ 3º Não se caracteriza como descontinuidade do serviço, a sua interrupção:*

*I – em situação emergencial, assim caracterizada a deficiência técnica ou de segurança em instalações de unidade consumidora que ofereçam risco iminente de danos a pessoas, bens ou ao funcionamento do sistema elétrico ou, ainda, o caso fortuito ou de força maior; ou [...]*”

Enquanto [15] confere às concessionárias de distribuição de energia as seguintes atribuições:

“[...]

*l) operacionalizar o corte de carga na sua área de concessão e no relacionamento com seus consumidores;*

[...]

*s) solicitar auxílio de geração às centrais geradoras conectadas ao sistema, antes de adotar qualquer ação de controle de carga urgente ou programável*

[...]”

Portanto, é fundamental garantir que uma microrrede opere de acordo com as normas vigentes. A manutenção do fornecimento de energia quando ilhada e dentro dos padrões de qualidade constitui o maior problema, tomando em conta a necessidade de estratégias de controle, capacidade reduzida para atendimento da demanda e, caso necessário, corte de carga com a intenção de evitar que consumidores sejam privados de serviços essenciais à vida.

### **1.3 Revisão da Literatura**

Embora uma microrrede tenha a possibilidade de operar tanto conectada como ilhada, os esforços das pesquisas atuais são relacionados ao modo ilhado, tendo em vista que é nesse modo que sua operação se torna mais complexa. Capacidade limitada de recursos, dinamicidade e resposta da demanda, determinação do estado do sistema e necessidade da padronização de estratégias de controle e operação são os principais pontos abordados. Conforme aponta [16], a possibilidade da migração de sistemas de distribuição ativos para o contexto de microrredes permite um ganho do grau de flexibilidade de operação tanto do sistema de distribuição, quanto do sistema principal.

Em [8] os autores apresentam uma hierarquia de controle em microrredes distribuída em três níveis distintos: controle primário, controle secundário e controle terciário, cada qual com atribuições pertinentes ao estado operativo da microrrede. A padronização é feita com base na norma ANSI/ISA-95, que estabelece padrões de processos em manufaturas industriais. A principal intenção dessa referência é estipular padrões e ações de controle na transição da microrrede de modo conectada para ilhada. Convém aqui ressaltar que, dentre os níveis citados, apenas o primário não é implementado de forma centralizada, isto é, dentro do MGCC.

O controle primário de uma microrrede está diretamente relacionado ao modo operativo dos conversores. Em geral, predomina-se a implantação do método *droop* nesse nível [17]–[22]. A principal ideia por trás da utilização do controle de *droop* consiste no fato de ele ser apenas uma resposta natural da tensão e da frequência frente a variações de potência, emulando o comportamento dos geradores síncronos convencionais dentro da interface eletrônica do conversor. Outro ponto importante é o fato de que, especificamente nesse nível, não há necessidade de comunicação entre os geradores distribuídos, uma vez que os geradores respondem por si só.

Com o intuito de padronização na operação centralizada de uma microrrede operando de forma ilhada, [23] estabelece padrões operativos dos conversores eletrônicos de potência, destacando quais modos devem ser utilizados em operação conectada e quais em operação ilhada. A possibilidade de utilização de inversores que trabalham com fator de potência variável pode ser destacada nesse ponto, principalmente os conversores em VSI e *volt-var*.

Ao Controle Secundário, responsável pelo restabelecimento de tensão e frequência, é atribuída a função de sobrevivência do sistema, respeitando evidentemente os níveis impostos pelas agências regulamentadoras. As referências [24]–[28] apresentaram estratégias de controle secundário no domínio do tempo para essa finalidade. Em comum, a principal ideia é utilizar um sistema de comunicação com um agente centralizado para a determinação do ajuste dos geradores.

Embora o controle secundário seja centralizado, uma alternativa que leva em conta a ausência do serviço de comunicação é proposta em [28]. Aqui, os autores trabalham com uma ideia semelhante ao controle multi-agente para o restabelecimento do nível de frequência de uma microrrede. Independentemente da comunicação, os geradores alteram seus *set-points* de frequência internos proporcionalmente à influência de cada um. De uma forma geral, essa proposta insere o controle secundário dentro da resposta do primário, já que a frequência é comum em todos os pontos do sistema. Controle de tensão não é considerado neste trabalho, posto que a tensão deixa de ser uma variável global em sistemas malhados.

Ademais, as referências [8], [24]–[27] apresentam formas de ajustes de controladores PI para o controle da tensão terminal de um gerador e da frequência do sistema. Prevaecem nesses trabalhos aspectos dinâmicos da resposta de um gerador quando é feita a correção em malhas independentes de tensão e corrente. Adicionalmente, a [29] propõe ajustes do sistema de excitação de geradores distribuídos para minimizar eventuais transitórios durante a alternância da operação conectada à rede para ilhada.

Apesar de sua necessidade ser contestada em [28], a comunicação em microrredes é abordada em [30] e [31]. Aqui os autores apresentam sua influência no consumo e sobrevivência de uma microrrede, bem como propõem uma forma de dimensionamento de forma sustentável e que esteja de acordo com os requisitos operacionais. Justifica-se, assim, a confiabilidade do serviço, tampouco há consumo excessivo de energia proveniente do sistema.

No mesmo contexto, [32] utiliza a comunicação entre uma microrrede ilhada e o sistema principal para ajustar a frequência e a tensão no ponto de acoplamento dos sistemas. Aqui é apresentada uma ideia de estratégia de sincronismo de uma microrrede por meio de um único gerador, propiciando assim o fechamento do disjuntor no ponto de acoplamento entre a microrrede e o sistema principal. A referência [33] aborda o impacto na operação da microrrede no momento da transferência da operação conectada para a operação ilhada, destacando a necessidade de ferramentas de controle para a manutenção do ponto operativo dentro de valores factíveis.

A referência [34] apresenta uma ideia de controle secundário baseado em lógica *fuzzy* para a determinação dos valores de ajuste de tensão e frequência em microrredes operando de forma ilhada. Semelhantemente, [11] também propõe a utilização da lógica difusa com o intuito de alteração da referência de tensão de geradores mais influentes em áreas de controle em sistemas de transmissão. Pesa contra essas propostas, no entanto, a dificuldade na elaboração das funções de pertinência em relação à alternância do cenário operativo de microrredes.

A resiliência de microrredes é estudada em [13]. Uma estratégia de gerenciamento de recursos objetivando a máxima sobrevivência dos consumidores prioritários é proposta. Para tal, a lógica *fuzzy* com auxílio da ferramenta de *unit-commitment*, é utilizada em um cenário intermitente de geração e carga. Enquanto, em uma mesma linha de raciocínio, [35] apresenta uma proposta de otimização para gerenciamento considerando alto grau de intermitência de geração renovável, custos operativos e demanda dos consumidores. Justifica-se aqui a necessidade da figura do MGCC para implantar a política de corte de carga, caso seja necessário em situações emergenciais, e determinar o grau de atuação de cada agente.

Para a determinação dos estados de uma microrrede, os trabalhos [36]–[41] apresentam algoritmos de fluxo de potência considerando as peculiaridades características de microrredes, a citar: ausência de uma barra *swing*, frequência variável e intermitência de carga e geração. Em especial, [38] apresenta uma metodologia baseada no algoritmo de Newton-Raphson

quando frequência e tensão da barra “*swing*”<sup>4</sup> são tratadas como variáveis de estado do problemas. Os resultados são validados perante uma microrrede implementada no ambiente do PSCAD. Eventuais problemas de convergência provenientes da baixa razão X/R (característica de sistemas de distribuição), e que não considerados nesses trabalhos, podem ser contornados por meio da rotação de eixos [42], [43] ou pelo Método de Levenberg-Marquadt [44].

A referência [41] modela inversores para microrredes operando tanto conectadas quanto ilhadas, utilizando para isso o algoritmo de varredura para fluxo de potência em sistemas desequilibrados. Assim como nos trabalhos anteriores, nesse a frequência e a tensão da barra “*swing*” também são consideradas variantes no tempo. Embora eficiente, a utilização do método de varredura impossibilita o acesso à matriz Jacobiana do sistema, ferramenta extremamente funcional para qualquer análise. Uma revisão importante dos modos operativos dos conversores de potência e o impacto de cada um no fluxo de potência é apresentada em [45].

Com relação a níveis seguros de variação de carga ligados aos fenômenos de estabilidade, a referência [12] expõe as principais causas relacionadas a tais efeitos, vinculados principalmente ao grau de suportabilidade de carga para a instabilidade de tensão. Nesse quesito, as referências [46]–[49] abordam estudos de estabilidade de tensão em sistemas de distribuição e microrredes. No geral, apresenta-se a influência da intermitência da geração renovável e dos parâmetros operativos dos geradores na margem de carga do sistema. Convém aqui ressaltar que esses trabalhos consideram sistemas conectados ou na presença de uma barra *swing* com capacidade ilimitada.

A influência da geração distribuída no sistema de transmissão no quesito estabilidade é investigada em [50]. Em tese, o autor mostra o quanto à variabilidade inerente da geração distribuída pode prejudicar as ações de controle de tensão das barras de controle em sistemas de transmissão. Complementarmente, esse trabalho abre portas para o estudo de estabilidade em microrredes e o impacto em ações de controle quando operando de forma isolada.

No que tange ao corte de carga, o trabalho apresentado em [51] propõe estratégias de corte em microrredes ilhadas respeitando hierarquias de corte e níveis de tensão e frequência. Para tal, o trabalho é baseado em [52], onde uma modificação na matriz Jacobiana de sistemas de grande porte permite a determinação do montante de carga a ser cortado em casos de

---

<sup>4</sup> Opta-se pelo termo *swing* entre aspas no intuito de diferenciá-lo ao da barra *swing* convencional, uma vez que aqui a sua tensão é tratada como uma variável de estado, resultado do ponto operativo do sistema na convergência do fluxo de potência.

subtensão. Algumas limitações podem ser destacadas: assume-se que as cargas são totalmente controláveis, a proposta não prevê valores excessivos de carga cortada, bem como há uma barra *swing* capaz de assumir todas as variações de carga. Ainda mais, as referências [53]–[56] relacionam os aspectos dinâmicos de corte de carga por subfrequência com a operação do sistema, e também uma hierarquia definida não é apresentada.

Uma estratégia de controle preditivo utilizado para controle do consumo em microrredes é apresentada em [57]. Nesse trabalho os autores propõem um processo iterativo baseado no histórico de consumo do sistema para manter sempre o equilíbrio carga e geração, evitando a conexão de cargas críticas que podem prejudicar o suprimento de energia.

Antecipar uma tomada de decisão com relação ao controle secundário ou corte de carga pode ser um assunto extremamente factível no grau de operabilidade da microrrede. Logo, desenvolver ferramentas para que possam ser utilizadas dentro do controle preditivo no âmbito de aliar o controle secundário, ao corte de carga e à suportabilidade do sistema durante um cenário de ilhamento prevendo a variabilidade da geração e da carga constitui a principal proposta relacionada a este trabalho. Ainda, denotam um *gap* na literatura atual, uma vez que controle secundário é tratado geralmente como medida de reconexão à rede principal em um único ponto operativo, do mesmo modo que o corte de carga é relacionado principalmente a aspectos de estabilidade dinâmica sem uma hierarquia padronizada.

#### **1.4 Motivação do Trabalho no Contexto de Aspectos Técnicos e Sociais**

Tendo em vista todo o conteúdo supracitado, este trabalho é motivado resumidamente pelos quesitos abaixo:

- I. Apesar de ainda não serem uma realidade, as microrredes podem no futuro se tornar independentes do agente operador do sistema principal, ou seja, operarem de forma ilhada;
- II. É crescente a preocupação com o efeito estufa, a escassez de recursos fósseis e a dificuldade no acesso a grandes potenciais hídricos. Fatores que cada vez mais motivam o consumidor aderir à Geração Distribuída; e o Estado, a incentivá-la;
- III. A Geração Distribuída é predominantemente modular, com capacidade limitada da fonte primária. Adicionalmente, a alta presença de geradores operando de forma independente aliada à intermitência da fonte prejudica a estratégia de controle da concessionária;

- IV. Embora exista uma tendência em tornar os sistemas de distribuição cada vez mais ativos, ainda há restrições quanto ao nível de operabilidade e capacidade de recursos quando em modo ilhado;
- V. Segundo a PEC 44/2017, ainda em trâmite no Senado Federal, a energia elétrica deve ser entendida como um direito social. Isto é, o Estado deve garantir que o brasileiro tenha, independentemente de qualquer credo, raça, ou posição social, acesso a suprimento ininterrupto de energia dentro dos padrões vigentes estipulados pela ANEEL;
- VI. Por fim, deve ser ponderado pelo operador local a questão direito social *versus* sobrevivência do sistema, uma vez que a falta de recursos pode levar à decisão de corte de carga para atendimento de cargas ditas essenciais ao sistema e à vida do ser humano.

Se por um lado há significantes benefícios associados às microrredes de energia elétrica que colaboram com uma possível expansão de sua penetração dentro dos SEPs, por outro, as microrredes ainda constituem uma fonte de estudos corriqueiramente abordada nas pesquisas atuais, mostrando diversas vertentes que podem ser melhoradas, principalmente nos aspectos relacionados à operação e ao controle destes sistemas quando isolados.

## 1.5 Objetivos

### 1.5.1 Objetivos Gerais

O principal objetivo é adequar o controle secundário à capacidade de recursos de uma microrrede ilhada, ao passo em que se garante o fornecimento de energia dentro dos limites estipulados, principalmente aos serviços essenciais supridos pelo sistema.

Para tal fim, um algoritmo contemplando um fluxo de potência com características inerentes às microrredes será desenvolvido. Na tentativa de restabelecer os níveis de tensão e frequência de forma simultânea uma estratégia de controle secundário unificado será proposta. Considerando ainda uma eventual escassez de recursos, o corte de carga pode se tornar uma ferramenta de auxílio emergencial que também encontra um espaço nesta proposta.

Espera-se, portanto, validar todas as ferramentas desenvolvidas até então, que serão utilizadas na implementação de uma plataforma capaz de operacionalizar a microrrede considerando todos os aspectos citados: controle secundário, corte de carga e limitação de recursos.

### 1.5.2 Objetivos Específicos

São objetivos específicos deste trabalho:

- I. Apresentar um fluxo de potência característico de microrredes ilhadas;
- II. Propor estratégias de controle secundário e corte de carga para aumentar a confiabilidade da operação do sistema e qualidade no fornecimento de energia;
- III. Identificar a relação da suportabilidade do sistema com relação ao modo de operação dos conversores e seus limites de capacidade;
- IV. Relacionar a intermitência da geração renovável com o nível de operabilidade do controle secundário em uma microrrede ilhada;

## 1.6 Estrutura do Trabalho

O presente documento de tese de doutorado é estruturado conforme seguinte:

De forma sucinta, o **Capítulo 1** apresentou uma introdução ao tema proposto, destacando principalmente uma contextualização do tema, bem como dá destaque à revisão bibliográfica acerca das principais contribuições até então. Adicionalmente, fundamentou a principal proposta deste trabalho.

O **Capítulo 2** traz os principais conceitos relacionados a microrredes. Modelagem de componentes, operação ilhada, modos de controle dos conversores eletrônicos e a hierarquia de controle são aqui apresentadas.

Na intenção de ter um instrumento necessário para a determinação do estado de uma microrrede operando de forma ilhada, o **Capítulo 3** apresenta o fluxo de potência utilizado para essa função. A ausência de uma barra *swing*; frequência variável; intermitência de geração e baixa razão X/R são alguns dos principais pontos abordados frente aos algoritmos tradicionais de fluxo de potência. Toda a implementação do algoritmo é detalhada nesse capítulo.

O **Capítulo 4** é dedicado a propor ferramentas destinadas à sobrevivência de uma microrrede operando dentro dos padrões estipulados por norma e de capacidade dos agentes e do sistema. Uma estratégia de controle secundário unificado de tensão e frequência é apresentada. Separadamente, um corte de carga pode ser incorporado em medidas extremas. Adicionalmente, apresenta-se também um estudo comparativo relacionado aos modos de operação dos conversos e suas influências no grau de suportabilidade do sistema.

No **Capítulo 5**, a performance do algoritmo implementado e destinado à determinação dos estados do sistema é apresentada. Ressalta-se a utilização de técnicas de convergência para que, mesmo na ausência de uma barra *swing* e a alta razão X/R, o algoritmo possa atingir um ponto factível de convergência. A influência dos modos operativos dos conversores de potência também é destacada nessa sessão. Adicionalmente, o sistema teste bem como o cenário operativo escolhido são apresentados.

Resultados que validam as metodologias proposta são abordados no **Capítulo 6**. Aqui são apresentados os resultados provenientes do comportamento das estratégias de controle secundário e corte de carga. Adiantando, os resultados corroboram o fato de uma microrrede poder sobreviver, na medida do possível, dentro do estipulado, tanto com o controle secundário quanto para o corte de carga.

Por fim, o **Capítulo 7** é dedicado a considerações finais e principais conclusões acerca do trabalho desenvolvido. Ademais, limitações e sugestões de trabalhos futuros são apresentadas no intuito de continuação deste trabalho por outros pesquisadores. Frisa-se a série de publicações em periódicos indexados, conferências endossadas e capítulos em livros decorrentes deste trabalho, o que de certo modo ressalta a relevância do tema escolhido.

## CAPÍTULO 2 – OPERAÇÃO E MODELOS DOS COMPONENTES DE MICRORREDES

---

### 2.1 Considerações Iniciais do Capítulo

Uma das características mais importantes de uma microrrede é a flexibilidade de operar nos modos ilhado e conectado. O processo de ilhamento ocorre pela abertura do disjuntor no Ponto de Conexão Comum (PCC), o qual interconecta a microrrede ao sistema principal. A abertura do disjuntor pode ocorrer devido a qualquer ação intencional ou não [7], [8].

Em um eventual cenário de ilhamento, a microrrede deve ser capaz de fornecer energia ao maior número possível de consumidores, considerando os aspectos de segurança e qualidade, ou seja, em faixas aceitáveis de tensão e frequência ao passo que assegura o mínimo corte de carga. Assim, a presença do *MicroGrid Central Controller* (MGCC) capaz de gerenciar e controlar todos os agentes dentro do sistema em modo ilhado torna-se indispensável.

Nesse contexto, algumas funções do MGCC devem ser destacadas, tais como [1]:

1. Restaurar a tensão e a frequência no modo ilhado;
2. Determinar as políticas de conexão e desconexão de cargas;
3. Otimizar a operação com base nos preços do mercado de energia, condições climáticas e perfil de carga;
4. Gerenciar a compra e venda de energia;
5. Garantir um processo suave de reconexão e ilhamento.

A implementação de um MGCC com todos os itens mencionados anteriormente requer uma infraestrutura complexa em relação ao processamento de dados e redes de comunicação, permitindo uma operação segura e inteligente [30]. São esses pontos que diferenciam um sistema de distribuição ativo de uma microrrede.

Este capítulo apresenta uma sucinta fundamentação teórica e matemática acerca de todos os principais componentes presentes em microrredes, destacando os modelos matemáticos adotados no decorrer do trabalho e a hierarquia de controle do MGCC. São mostradas todas as estruturas, formulações e simplificações aqui utilizadas.

Neste trabalho, optou-se pelo interesse na resposta de regime permanente do sistema, ou seja, em uma análise puramente estática. Portanto, aspectos relacionados à dinâmica de ação e controle dos componentes das microrredes são omitidos.

## 2.2 Descrição e Modelagem dos Componentes

Esta seção é dedicada à descrição e modelagem matemática dos principais componentes a serem utilizados na implementação da ferramenta base da proposta desta tese: linhas de transmissão, geradores, dispositivos armazenadores e cargas.

### 2.2.1 Fontes Primárias

Os geradores distribuídos são em sua maioria modulares e de pequena escala com a capacidade de estarem conectados ao sistema da concessionária ou suprindo parte da demanda de um consumidor específico. A alta penetração de geração distribuída é um dos pilares no conceito de microrredes [6]. Um ponto importante é a necessidade de existir uma interface eletrônica entre o gerador e a rede elétrica, à qual se dá o nome de *Power Electronic Converter (PEC)* - Conversor Eletrônico de Potência [8].

Este trabalho aborda em sua concepção a diferenciação entre geradores com fonte primária despachável e com fonte primária não despachável, conforme mostrado nas próximas subseções. Para todas as situações, o modo de operação dos conversores eletrônicos de potência exerce papel fundamental no controle da potência injetada, como será detalhado na Seção 2.3.

#### 2.2.1.1 Fonte Despachável

As unidades despacháveis têm a capacidade de controlar a injeção de potência proveniente de uma reserva primária, tendo este valor pré-fixado pelo MGCC. Assim, a principal função desse tipo de geração é oferecer o balanço carga e geração ao passo que controla a tensão e a frequência do sistema. Vale a premissa que deve haver o armazenamento da energia primária em alguma natureza, seja ela em forma de combustível, química ou potencial.

Alguns exemplos de geração despachável são as microturbinas, centrais hidrelétricas, células de combustível e dispositivos armazenadores com capacidade de energia elevada.

### 2.2.1.2 Fonte Não Despachável

As fontes não despacháveis categorizam principalmente a geração de origem renovável, ou seja, prevalece o caráter da intermitência e da baixa previsibilidade de geração. Portanto, diferentemente das despacháveis, esse tipo de geração não permite o controle da injeção de potência, conseqüentemente, se limita a fornecer o que há disponível em um instante de tempo considerado, independente do controle de tensão ou frequência.

Aqui, serão apresentados e modelados os painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, utilizados no escopo desta proposta.

- **Painel Fotovoltaico**

Os painéis fotovoltaicos são atualmente umas das maiores promessas relacionadas à Geração Distribuída. Como mostrado na Figura 1-1, representam uma parcela significativa na geração estimada para os próximos anos na matriz elétrica brasileira.

O circuito elétrico representativo de um painel fotovoltaico é mostrado na Figura 2-1. Este digrama representa o chamado modelo de diodo simples. Embora existam modelos mais fiéis ao comportamento de uma célula fotovoltaica, estes implicam em certo grau de dificuldade na implementação e o esforço computacional necessário é elevado, justificando assim a utilização do modelo diodo simples [58].

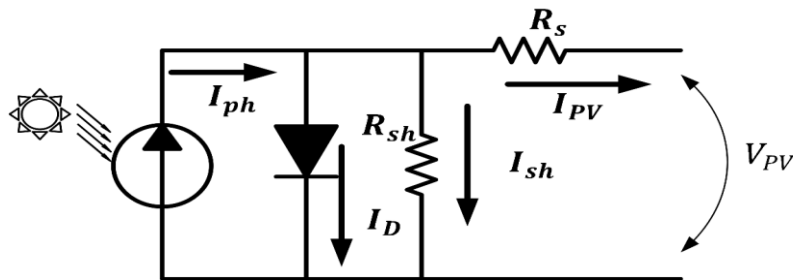


Figura 2-1. Circuito representativo do modelo utilizado do painel fotovoltaico.

Da Figura 2-1., segundo a Primeira Lei de Kirchoff, a corrente fornecida pelo painel ( $I_{PV}$ ) pode ser extraída como sendo:

$$I_{PV} = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (2.1)$$

Tal que:

$$I_D = I_o e^{\frac{q(V_{PV} + R_s I_{PV})}{AK_B T}} \quad e \quad I_{sh} = \frac{V_{PV} + R_s I_{PV}}{R_{sh}} \quad (2.2)$$

onde,

- $I_{PV}$ : corrente fornecida à carga (A);
- $I_{ph}$ : corrente gerada a partir do efeito fotoelétrico (A);
- $I_D$ : corrente do diodo (A);
- $I_o$ : corrente de saturação reversa do diodo (A);
- $R_s$ : resistência série da célula ( $\Omega$ );
- $R_{sh}$ : resistência *shunt* da célula ( $\Omega$ );
- $V_{PV}$ : tensão da carga (V);
- $A$ : fator de qualidade da junção *p-n* (1~2);
- $K_B$ : constante de Boltzmann ( $1,38 \cdot e^{-23} \frac{J}{K}$ )
- $T$ : temperatura da junção (K);
- $q$ : carga do elétron ( $1,602 \cdot e^{-19} C$ )

De (2.1) pode-se obter a curva característica da geração de painéis fotovoltaicos. No entanto, os parâmetros ( $I_{ph}$ ,  $I_o$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $A$ ) são incógnitas e não são diretamente fornecidos pelos fabricantes, que se limitam a fornecer valores comerciais, como os dados na Tabela 2-1. Esse é o mesmo painel fotovoltaico utilizado em [59] e por este autor em [51].

Tabela 2-1. Parâmetros de um módulo, fornecidos pelo fabricante.

Parâmetro	Valor
Máxima Potência ( $P_{m\acute{a}x}$ )	120 W
Tensão em $P_{m\acute{a}x}$ ( $V_{mp}$ )	33,7 V
Corrente em $P_{m\acute{a}x}$ ( $I_{mp}$ )	3,56 A
Corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ )	3,87 A
Tensão de Circuito Aberto ( $V_{oc}$ )	42,1 V
Coefficiente de temperatura de $I_{sc}$	(0,065±0,015)%/°C
Coefficiente de temperatura de $V_{oc}$	-(160±10)mV/°C
NOCT <sup>5</sup>	47±2 °C

No intuito de contornar esse problema, as referências [58], [59] trabalham com o método de Newton para, a partir dos dados fornecidos pelo fabricante, conseguir extrair um conjunto

<sup>5</sup> NOCT é a temperatura nominal de operação do painel fotovoltaico definida sob uma radiação solar de  $800 W/m^2$ , uma temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento menor que 1 m/s [59].

de cinco equações de (2.1), e assim determinarem os cinco parâmetros restantes necessários para a elaboração da curva.

Neste trabalho, a metodologia desenvolvida pelo autor em [59] foi implementada. Os parâmetros encontrados são mostrados na Tabela 2-2. Destaca-se o fato de que neste caso, há uma condição de teste laboratorial, ou seja, para valores de irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  e temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$ .

Tabela 2-2. Parâmetros calculados em condições padrões ( $S=1000 \text{ W/m}^2$  e  $T=25^\circ\text{C}$ )

Parâmetro	Valor
$I_{ph}$	3,871 A
$I_0$	$7,9672e-7 \text{ A}$
$R_s$	0,3996 $\Omega$
$R_{sh}$	1500,8 $\Omega$
A	1,4776

Ainda mais, segundo mostrado em [58], todos esses parâmetros tendem a variar em virtude de alterações climáticas, o que em tese representa a variação da potência fornecida pelo painel quando há diferentes valores de irradiação. Logo, há a necessidade de ajustar tais parâmetros em virtude das variações climáticas, conforme abordado na referência.

As Figuras 2-2 e 2-3 ilustram a curva representativa do painel aqui utilizado quando há variações de irradiação e temperatura ambiente.

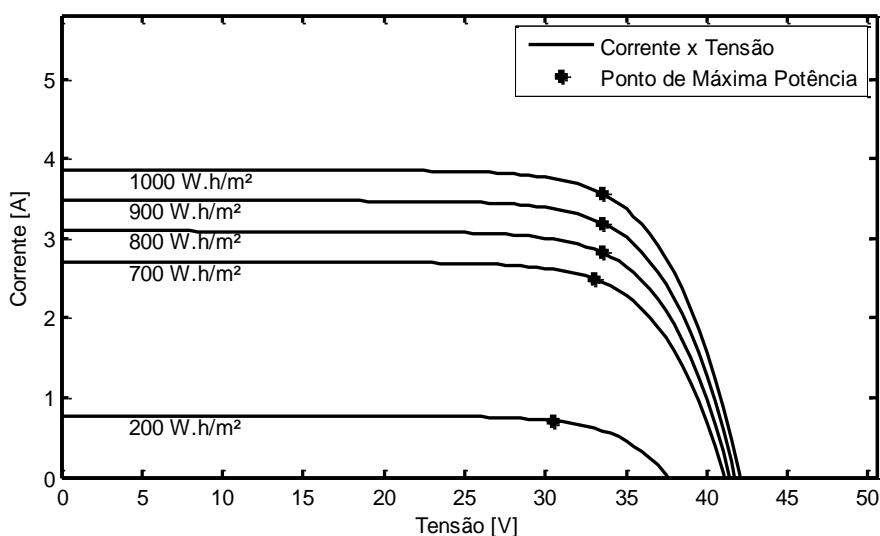


Figura 2-2. Variação da curva  $I \times V$  painéis com a variação de irradiação (Temperatura mantida em  $25^\circ\text{C}$ ).

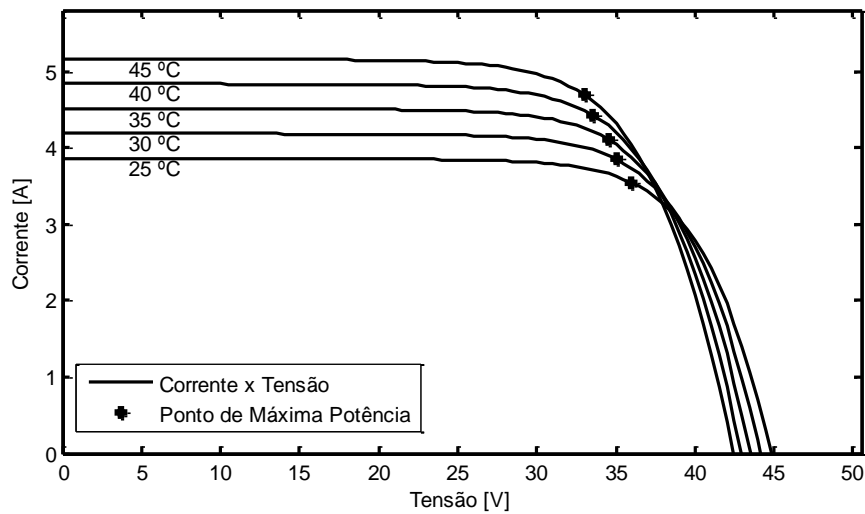


Figura 2-3. Variação da curva I x V painéis com a variação de temperatura (Irradiação mantida em  $1000 \text{ wh/m}^2$ )

- **Turbina Eólica**

Outra fonte não despachável de energia que será utilizada neste trabalho é a turbina eólica, que transforma a energia cinética das massas do vento em elétrica. A referência [60] aborda toda a fundamentação matemática no desenvolvimento de modelos reais de turbinas eólicas.

Há uma relação não linear entre a potência fornecida pelo gerador elétrico acoplado à turbina eólica e a velocidade do vento [61]. A relação pode ser descrita por meio dos parâmetros operacionais do conjunto, conforme descrito em [62]. Embora modelada de forma aproximada, para fins de análise estática, a representação aqui adotada apresenta um comportamento muito semelhante a curvas reais de turbinas eólica fornecidas por fabricantes.

O modelo utilizado nesta tese é feito conforme dado por (2.3), que mostra a potência fornecida pela turbina eólica ( $P_{wt}$ ) em virtude da velocidade do vento ( $v$ ).

$$P_{wt}(v) = \begin{cases} 0 & \text{para } 0 \leq v \leq v_{ci} \\ (A + Bv + Cv^2) \cdot P_{wt}^n & \text{para } v_{ci} < v \leq v_r \\ P_{wt}^n & \text{para } v_r < v \leq v_{co} \\ 0 & \text{para } v > v_{co} \end{cases} \quad (2.3)$$

onde,

$v$ : velocidade do vento;

$P_{wt}^n$ : potência nominal da turbina;

$v_r$ : velocidade nominal, a partir da qual a turbina gera a potência nominal;

$v_{ci}$ : velocidade de *cut in*, mínimo valor para que a turbina inicie o movimento;

$v_{co}$ : velocidade de *cut off*, velocidade a partir da qual a potência gerada é zero;  
A, B e C: coeficientes que definem o comportamento parabólico da turbina.

Os coeficientes A, B e C correspondem à parcela da potência de saída aproximadamente parabólica entre a velocidade de *cut in* e a velocidade nominal da turbina ( $v_r$ ), são fixos e expressos pelo conjunto de equações (2.4) – (2.6).

$$A = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \cdot \left( v_{ci}(v_{ci} + v_r) - 4v_{ci}v_r \cdot \left( \frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 \right) \quad (2.4)$$

$$B = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \left( 4(v_{ci} + v_r) \cdot \left( \frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 - (3v_{ci} + v_r) \right) \quad (2.5)$$

$$C = \frac{1}{(v_{ci} - v_r)^2} \cdot \left( 2 - 4 \cdot \left( \frac{v_{ci} + v_r}{2v_r} \right)^3 \right) \quad (2.6)$$

A Figura 2-4 ilustra a curva resultante dessa equação para uma turbina genérica, destacando as principais áreas operativas de um gerador eólico. São elas: potência nula para valores abaixo de  $v_{ci}$  e acima de  $v_{co}$ , potência constante para a faixa acima de  $v_r$  e abaixo de  $v_{co}$  e parabólica à medida que a velocidade do vento aumenta a partir de  $v_{ci}$ .

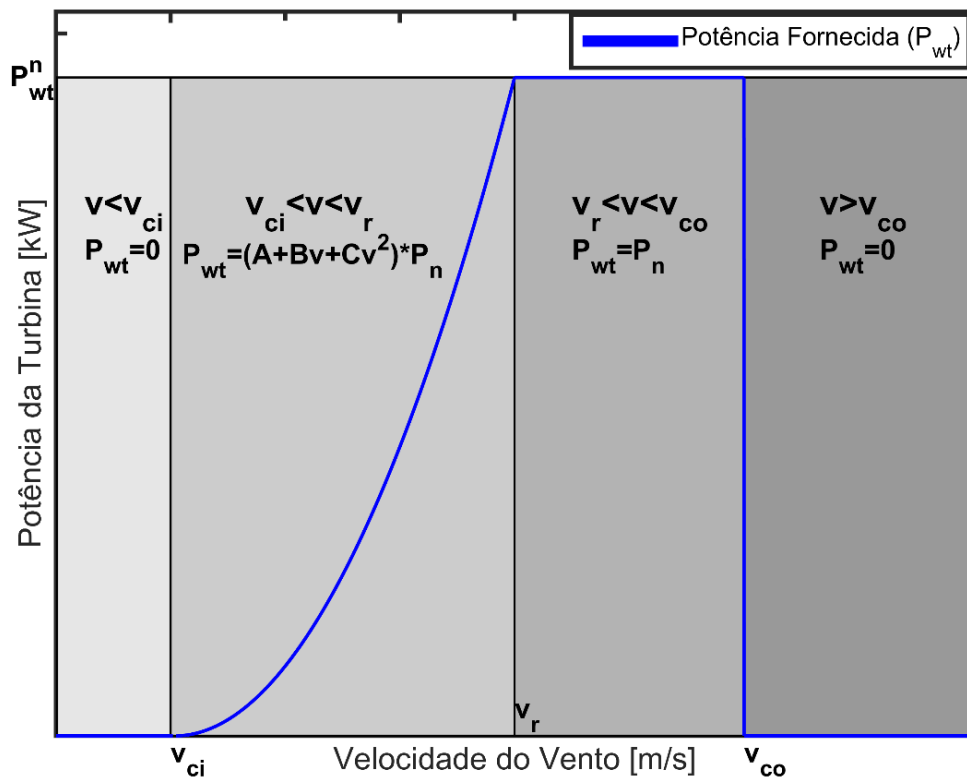


Figura 2-4. Modelo estático da Turbina Eólica.

Este trabalho adotará uma turbina eólica fictícia com os parâmetros dados na Tabela 2-3.

Tabela 2-3. Parâmetros operacionais da turbina eólica utilizada.

Parâmetro	Valor
$P_{wt}^n$	50kva
$v_{ci}$	4 m/s
$v_r$	13 m/s
$v_{co}$	20m/s

### 2.2.2 Dispositivos Armazenadores de Energia (DAE)

Dispositivos armazenadores podem ser utilizados de forma aliada à geração renovável na intenção de evitar significantes desvios no balanço carga e geração do sistema devido à intermitência característica, e por esse motivo são considerados componentes presentes nas microrredes [63]–[65]. No geral, prevalece a utilização de tecnologias de baterias, supercapacitores, *flywheels*, usinas de bombeamento e veículos elétricos. Estes últimos encontram uma possibilidade de inserção nas redes de distribuição mais acentuada, haja vista que governos têm restringido a fabricação de carros movidos a combustíveis fósseis para os próximos anos.

De um modo geral, estes componentes possuem a capacidade de armazenar energia elétrica em alguma outra forma (química ou cinética) quando a capacidade de geração é superior à demanda e fazem o processo reverso no cenário oposto [63]. No fluxo de potência, os DAEs são modelados como injeção de potência quando estão descarregando, ou seja, comportam-se como geradores; ou, como carga, quando estão sendo carregados. Ainda, capacidade mínima e máxima de energia, potência de carregamento e descarregamento e rendimento de carga são fatores que caracterizam esses componentes na análise de regime permanente.

### 2.2.3 Cargas

Para um modelo estático da carga em sistemas de distribuição, a potência consumida está relacionada exponencialmente com a frequência do sistema ( $\omega$ ) e a tensão terminal da barra ( $V$ ), conforme descrito por (2.7) e (2.8) [38], [66].

$$P_{Load}(V, \omega) = P_{load_o} \left( \frac{V}{V_o} \right)^\alpha \left( 1 + K_{pf}(\omega - \omega_o) \right) \quad (2.7)$$

$$Q_{Load}(V, \omega) = Q_{load_o} \left( \frac{V}{V_o} \right)^\beta \left( 1 + K_{qf}(\omega - \omega_o) \right) \quad (2.8)$$

onde:

$P_{load}(V, \omega), Q_{load}(V, \omega)$ : valores de potências ativa e reativa, respectivamente;

$P_{load_o}(V, \omega), Q_{load_o}(V, \omega)$ : valores nominais de potências ativa e reativa, respectivamente;

$V_o, \omega_o$ : tensão e frequência nominais;

$\alpha, \beta$ : parâmetros que relacionam a variação de potência ativa e reativa da carga em relação à tensão, respectivamente;

$K_{pf}, K_{qf}$ : parâmetros que relacionam a variação de potência ativa e reativa da carga em relação à frequência, respectivamente;

Em [66] são apresentados alguns parâmetros de variação da carga com relação às variações de tensão e frequência. Esses parâmetros são exibidos na Tabela 2-4 de forma adaptada ao apresentado na referência e variam de acordo com o tipo de consumidor, localização geográfica e estação do ano.

Tabela 2-4. Parâmetros de modelo estático para a carga.

<b>Tipo de Carga</b>	$\alpha$	$\beta$	$K_{pf}$	$K_{qf}$
<b>Residencial:</b>				
Alta Renda	1,2	2,7	0,7	-2,3
Média Renda	0,9	2,4	0,9	-2,1
Baixa Renda	1,2	2,9	0,7	-2,3
<b>Comercial:</b>				
Pequeno Porte	0,7	2,5	1,3	-1,9
Grande Porte	0,5	2,5	1,2	-1,6
<b>Industrial:</b>				
Pequeno Porte	1,4	1,4	5,6	4,2
Grande Porte	0,1	0,6	2,6	1,6

De acordo com a Resolução Normativa N°414 da ANEEL [14], as concessionárias devem categorizar os consumidores de acordo com as atividades por eles exercidas. Para cada classificação de consumidor, há parâmetros diferentes do modelo de carga adotado. Tal classificação é feita com intuito tarifário, no entanto, auxilia em políticas de corte de carga. Assim, os consumidores são divididos em grupos conforme discriminado:

- Residencial;
- Industrial e subgrupos, de acordo com o Cadastro Nacional de Atividade Econômica;
- Comercial;
- Rural e subgrupos, de acordo com o Cadastro Nacional de Atividades Econômicas;
- Poder Público;
- Iluminação Pública;
- Serviços Públicos.

Ainda segundo o estipulado pela ANEEL, as distribuidoras devem prever a existência de atividades que sejam essenciais à necessidade de população e à sobrevivência do sistema, demandando assim energia elétrica dentro dos padrões vigentes e de forma ininterrupta. A classificação dos consumidores de acordo com a essencialidade do serviço diz respeito a uma hierarquia definida na Tabela 2-5 e utilizada em [4] e [13]. Independentemente do cenário operativo, essa hierarquia deve ser preservada pela concessionária e aplicada em um eventual cenário de corte de carga, caso necessário.

Tabela 2-5. Classificação dos consumidores segundo a resolução N° 414 da ANEEL.

<b>Classificação</b>	<b>Nível de Prioridade</b>	<b>Tipo de Consumidores</b>
Classe 3	Alto	Hospitais; serviços de telecomunicações e transporte público; iluminação pública
Classe 2	Médio	Comercial e Industrial
Classe 1	Baixo	Residencial e Rural

### 2.2.4 Linhas

Em sistemas de distribuição, em virtude de suas características, as linhas apresentam uma topologia muitas vezes desequilibrada, ou seja, com valores de impedância e quantidade de fases diferentes. Neste trabalho, adota-se o modelo  $\pi$  de linhas com parâmetros concentrados entre os dois barramentos  $k$  e  $m$  que formam cada linha, da mesma forma que o apresentado em [59].

A Figura 2-5 ilustra como as linhas são representadas por meio das impedâncias das fases ( $Z$ ) e das admitâncias *shunt* ( $B$ ), tanto próprias quanto mútuas.

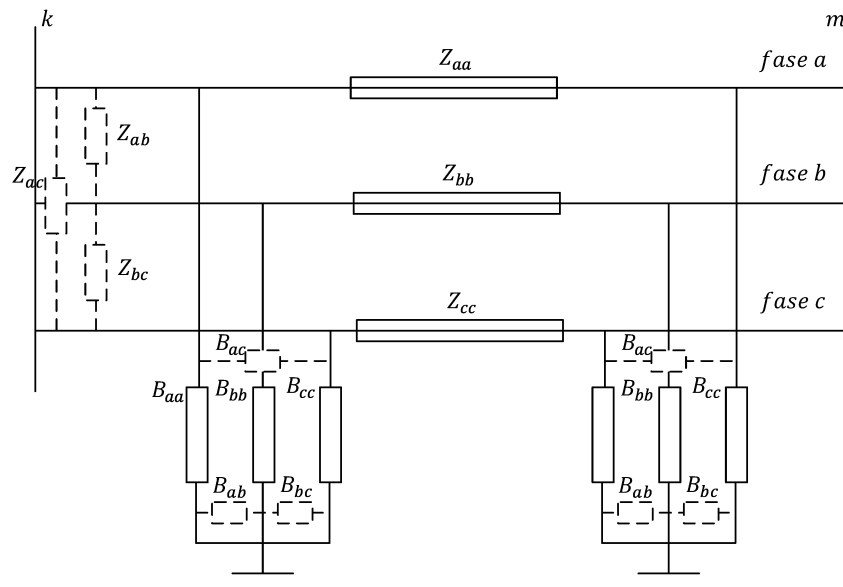


Figura 2-5. Modelo  $\pi$  de uma linha trifásica de distribuição.

A impedância da linha trifásica entre dois barramentos  $k$  e  $m$  é dada em forma matricial, com uma matriz  $3 \times 3$ . Onde, a diagonal principal representa a impedância própria de cada fase, características do condutor; tal como as demais as impedâncias mútuas de acoplamento entre as fases. Ressalta-se aqui o fato de a reatância indutiva/capacitiva da linha variar de acordo com a frequência.

$$[\mathbf{Z}_{kn}]^{3 \times 3} = \begin{bmatrix} Z_{kn}^{aa} & Z_{kn}^{ab} & Z_{kn}^{ac} \\ Z_{kn}^{ba} & Z_{kn}^{bb} & Z_{kn}^{bc} \\ Z_{kn}^{ca} & Z_{kn}^{cb} & Z_{kn}^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{kn}^{aa} & r_{kn}^{ab} & r_{kn}^{ac} \\ r_{kn}^{ba} & r_{kn}^{bb} & r_{kn}^{bc} \\ r_{kn}^{ca} & r_{kn}^{cb} & r_{kn}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x(\omega)_{kn}^{aa} & x(\omega)_{kn}^{ab} & x(\omega)_{kn}^{ac} \\ x(\omega)_{kn}^{ba} & x(\omega)_{kn}^{bb} & x(\omega)_{kn}^{bc} \\ x(\omega)_{kn}^{ca} & x(\omega)_{kn}^{cb} & x(\omega)_{kn}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

onde,

$[Z_{kn}]^{3 \times 3}$  matriz impedância de fase da linha entre as barras  $k$  e  $n$

$r_{kn}^{xy}, x(\omega)_{kn}^{xy}$  elementos de resistência e reatância da linha, respectivamente.  $x, y \in [a, b, c]$  Se  $x = y$ , são valores próprios, caso contrário, mútuos.

A mesma relação é válida para a admitância *shunt*. Para cada barra é dada pela matriz de (2.10), também de ordem  $3 \times 3$ .

$$[B_{kk}]^{3 \times 3} = j \begin{bmatrix} B(\omega)^{aa} & B(\omega)^{ab} & B(\omega)^{ac} \\ B(\omega)^{ba} & B(\omega)^{bb} & B(\omega)^{bc} \\ B(\omega)^{ca} & B(\omega)^{cb} & B(\omega)^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

onde,

$[B_{kk}]^{3 \times 3}$  matriz admitância da barra  $k$

$B(\omega)^{xy}$  elemento de admitância da barra ;  $x, y \in [a, b, c]$ . Se  $x = y$ , são valores próprios, caso contrário, mútuos.

Além do mais, a título de simulação numérica, as fases faltantes em ramais monofásicos ou bifásicos são representadas por impedâncias suficientemente elevadas a ponto de emularem um circuito aberto. Em forma oposta, as admitâncias correspondentes são nulas.

## 2.3 Power Electronic Converter (PEC) - Conversores Eletrônicos de Potência

O MGCC controla todos os agentes ativos, através de uma interface local dentro do PEC. O modo de operação do PEC define o controle da injeção de potência ativa e reativa, assim como o controle de tensão e frequência no sistema. Além disso, a definição do modo de operação para cada PEC compreende uma função vital na confiabilidade e qualidade do sistema no fornecimento de energia. Os conversores eletrônicos podem operar em quatro modos básicos, definidos a seguir.

### 2.3.1 Modo Voltage Source Inverter (VSI)

Conversores em modo VSI operam como uma fonte de tensão, controlando tanto a magnitude quanto a frequência na tensão no ponto de conexão, semelhantemente às máquinas síncronas tradicionais. Geralmente, a literatura utiliza o método *droop* para emular esse

comportamento, conforme relatado em [7], [8], [38], [49]. Conversores em VSI operam somente em condições de ilhamento.

Em virtude do chaveamento da interface eletrônica entre a fonte primária e o sistema, a quantidade de harmônicos que serão injetados na rede é elevada, tornando necessária a inserção de um filtro como um dos estágios da interface. Essa suposição permite garantir que a impedância de saída do conversor seja indutiva [38], ou seja, prevalece o acoplamento tradicional  $P/f$  e  $Q/V$  na saída do conversor. No entanto, existem trabalhos que consideram o acoplamento  $Q/f$  e  $P/V$ , como mostrado em [33].

Neste contexto, o método *droop* com acoplamento tradicional permite que PEC opere controlando a frequência e a tensão de acordo com a demanda de potência ativa e reativa, respectivamente. As expressões (2.11) e (2.12) mostram a operação de conversores com *droop*.

$$\omega = \omega_{Ref} - m_k P_{gk} \quad (2.11)$$

$$V_k = V_{kRef} - n_k Q_{gk} \quad (2.12)$$

onde,

$\omega, V_k$ : frequência do sistema e tensão terminal na barra  $k$ ;

$\omega_{Ref}, V_{kRef}$ : valores de referência para a frequência e tensão para a barra  $k$ , respectivamente;

$P_{gk}, Q_{gk}$ : potência ativas e reativas geradas na barra  $k$ , respectivamente;

$m_k, n_k$ : coeficientes lineares de *droop* ativo e reativo, respectivamente.

Os coeficientes de *droop* exercem o papel de sempre manterem o sistema em sincronismo quanto a variações, são dados pela seguinte relação [8]:

$$m_k = \frac{\Delta\omega}{P_{maxk}} \quad (2.13)$$

$$n_k = \frac{\Delta V_k}{2Q_{maxk}} \quad (2.14)$$

sendo  $\Delta\omega$  e  $\Delta V_k$  as variações permitidas de frequência e tensão; e  $P_{maxk}$  e  $Q_{maxk}$  os limites de potência ativa e reativa, respectivamente. Destaca-se aqui a possibilidade de um conversor em VSI fornecer ou absorver potência reativa do sistema [8], [67]

A Figura 2-6 ilustra a resposta do *droop* dos geradores, que alteram linearmente a tensão e a frequência em virtude da variação de geração. É evidente que à medida que a demanda aumenta, a frequência e a tensão podem alcançar valores abaixo do limite de operação factível.

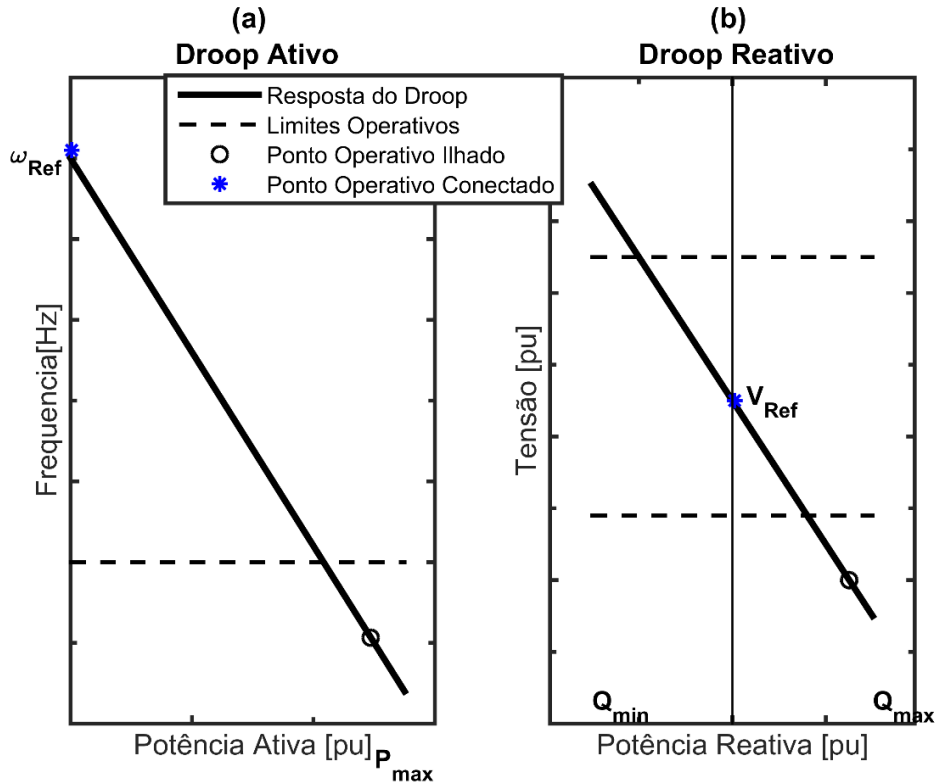


Figura 2-6. Resposta do *droop* dos conversores. (a) *droop* ativo (b) *droop* reativo

### 2.3.2 Modo PQ

Esse modo de operação permite que o PEC forneça valores fixos de potência ativa e reativa. Geralmente, este PEC é usado na geração renovável e em veículos elétricos que podem extrair a potência máxima disponível no tempo considerado [49]. No entanto, podem constituir um estágio de operação para conversores VSI quanto à operação conectada, uma vez que a frequência é fixa pela rede principal [8], operando assim em modo PQ.

Este tipo de PEC é implementado como carga negativa, representando uma fonte de corrente controlável que atua com um fator de potência fixo. Assim sendo, nesse modo prevalece a injeção de valores fixo de potência sem que exista alguma manutenção direta da tensão terminal e/ou frequência do sistema.

Matematicamente, a injeção de potência é representada como:

$$P_{gk} = P_{spec_k}; 0 < P_{spec_k} \leq P_{max_k} \quad (2.15)$$

$$Q_{g_k} = Q_{espec_k}; Q_{min_k} \leq Q_{espec_k} \leq Q_{max_k}$$

onde  $P_{g_k}$  e  $Q_{g_k}$  são as potências ativa e reativa geradas no barramento  $k$ , respectivamente; as quais são valores fixos e especificados pelo MGCC, tal como  $P_{espec_k}$  e  $Q_{espec_k}$ .  $Q_{min_k}$ ,  $Q_{max_k}$  e  $P_{max_k}$  são os limites da capacidade das potências reativa e ativa da fonte de potência.

### 2.3.3 Modo *volt-var*

No modo de operação *volt-var*, a potência reativa fornecida é uma função da tensão terminal. Além disso, o inversor pode absorver ou injetar potência reativa de acordo com uma função linear, da mesma forma como exposto na Figura 2-6. A potência ativa é mantida constante em um *set-point* definido [67].

O modo *volt-var* pode ser implementado em PEC em modo VSI, que operam em sistema tanto conectados quanto ilhados. Assim, a manutenção da injeção de potência reativa é controlada a partir do valor de referência de tensão, que em modo conectado pode ser a própria tensão no PCC ( $V_{kRef} = V_{PCC}$ ). A função *volt-var*, é representada como uma dependência da tensão terminal no ponto de geração e da tensão no PCC, e expõe três faixas operativas: constante, linear e nula [41], tal como,

$$Q_{g_k} = \begin{cases} 0 & \text{se } V_k < V_{critic_{min}} \\ Q_{max} & \text{se } V_{critic} < V_k \leq V_{min} \\ \frac{V_{PCC} - V_k}{n_k} & \text{se } V_{min} < V_k < V_{max} \\ Q_{min} & \text{se } V_{max} < V_k \leq V_{critic_{max}} \\ 0 & \text{se } V_k > V_{max} \end{cases} \quad (2.16)$$

$$P_{g_k} = P_{spec_k}$$

Em (2.16),  $V_{critic_{min}}$  e  $V_{critic_{max}}$  são os limites inferior e superior de operação de cada conversor, os quais forçam o desligamento a partir de um determinado nível de tensão considerado como crítico. Demais termos foram definidos anteriormente.

A Figura 2-7 expõe o comportamento da injeção de potência reativa quando um conversor opera em modo *volt-var*.

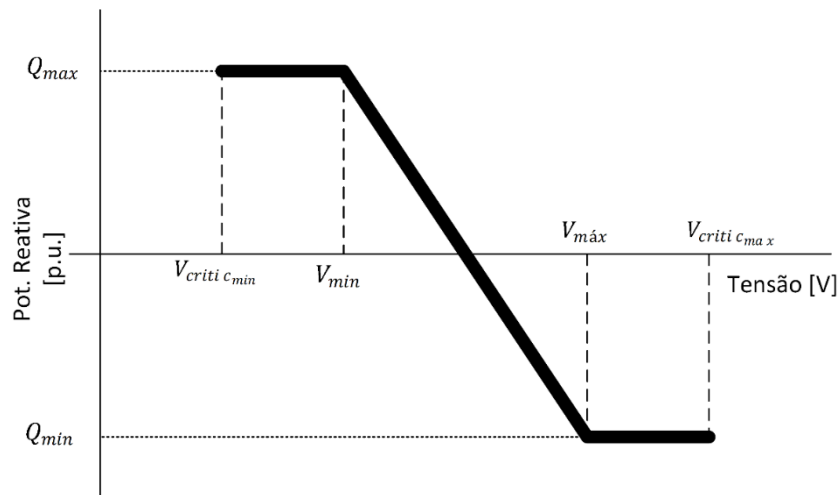


Figura 2-7. Função de operação *volt-var* [41].

### 2.3.4 Modo PV

Os PECs no modo PV mantêm a potência ativa e a tensão do terminal em valores especificados ( $P_{espec_k}$  e  $V_{espec_k}$ , respectivamente), definidos pelo MGCC. A potência reativa gerada é função da demanda do sistema visando à tensão constante no ponto de conexão independentemente do cenário operativo.

Assim, o modelo elementar de um conversor em PV é dado conforme:

$$\begin{aligned} P_{g_k} &= P_{espec_k} \\ V_k &= V_{espec_k} \end{aligned} \quad (2.17)$$

Independentemente do modo de operação, os inversores podem operar juntos na microrrede. A possibilidade de alternar entre os vários modos de controle aumenta a flexibilidade do sistema entre uma operação conectada para a ilhada, bem como no que tange a suportabilidade de carga da microrrede com fornecimento de energia com qualidade.

Vale ressaltar que, em situações de ilhamento, é fundamental que pelo menos um conversor opere no modo VSI para que seja a referência de frequência para os demais. Para isso, alguns procedimentos relacionados a conversores eletrônicos de potência recomendam que fontes despacháveis atuem em VSI ou *volt-var* em modo ilhado, alterando para PQ em modo conectado [23], [67], [68]. O modo de operação PV aos poucos é descontinuado do cenário.

Esses modelos são facilmente incorporados no algoritmo de fluxo de potência. Logo, para determinar o estado do sistema, um algoritmo adequado de fluxo de potência da microrrede

é levado em consideração, detalhado no próximo Capítulo. Além disso, todos os PECs possuem uma capacidade de geração definida que faz a comutação para modo PQ em caso de violação de capacidade.

## 2.4 Hierarquia de Controle

Em uma microrrede, a operação ocorre de forma centralizada, através do MGCC, e de forma descentralizada, através dos conversores eletrônicos em cada gerador. De forma a padronizar essa operação, a referência [8] apresenta uma proposta com base na norma ANSI/ISA-95, que estabelece padrões em interfaces de controle em processos industriais. Essa padronização é recomendada nos procedimentos do IEEE descritos nos documentos *IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers* [23], *Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters* [67] e *IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems* [68].

Em resumo, considerando a geração e a hierarquia adotada, o controle primário atua de forma descentralizada, relacionando somente a resposta dos geradores ao cenário operativo. Por sua vez, tanto o controle secundário quanto o terciário atuam de forma centralizada implantados dentro do MGCC. A Figura 2-8 mostra a hierarquia de controle em uma em uma microrrede, descrevendo sucintamente as principais funções. Na pirâmide, a largura de banda necessária para tráfego de informações e processamento de dados aumenta à medida que o nível de controle se aproxima da base. Adicionalmente, a título ilustrativo, a Figura 2-9 sintetiza a operação de microrredes em seus níveis de controle.

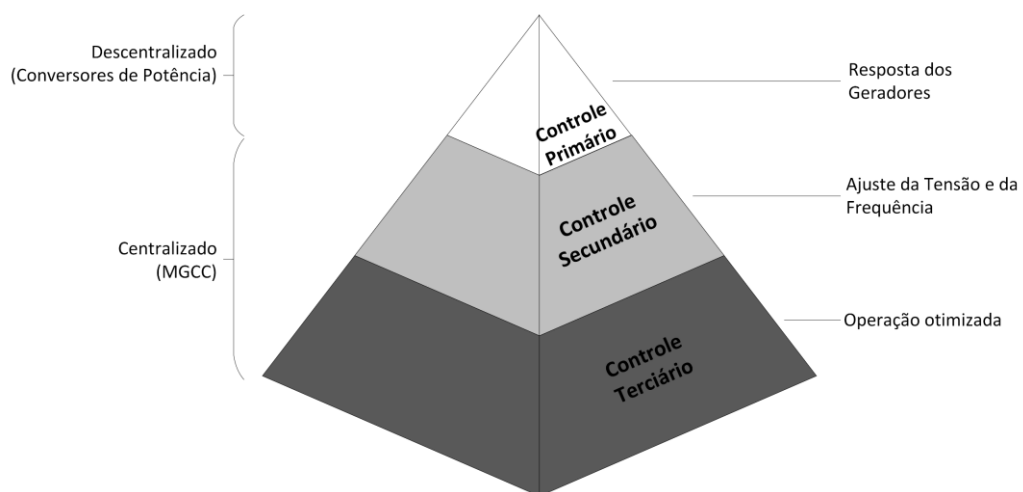


Figura 2-8. Hierarquia de Controle em Microrredes.

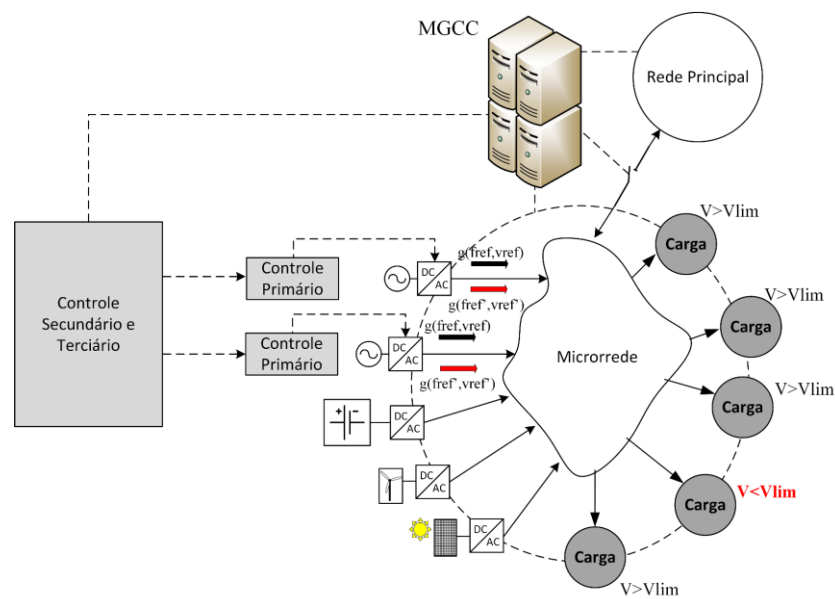


Figura 2-9. Representação de uma microrrede operando com seus níveis de controle.

Por fim, as próximas seções detalham o funcionamento de cada um desses níveis.

### 2.4.1 O Controle Primário

O controle primário é basicamente composto pela resposta de *droop* do conversor em modo VSI. Como dito anteriormente, a ideia principal é reproduzir o comportamento da geração tradicional conectada ao sistema de transmissão, ou seja, a frequência e a tensão variam quando a carga muda.

Se houver um aumento na demanda ativa de energia, a frequência do sistema será reduzida na proporção do coeficiente  $m$ ; em contrapartida se houver uma diminuição na demanda ativa de energia, haverá um aumento na frequência. Da mesma forma, a saída de tensão no PEC é controlada de forma local pela potência reativa, de acordo com o coeficiente  $n$ .

O controle primário permite que as fontes despacháveis operem com base em suas medições terminais para calcular a injeção de energia ativa e reativa através do método *droop*. Esta é a razão pela qual esse nível de controle dispensa a comunicação. Geradores com menores valores de *droop* respondem pela maior parcela nos incrementos de carga.

### 2.4.2 Controle Secundário

O controle secundário é implementado de maneira centralizada dentro do MGCC para restaurar o ponto operativo do sistema quando este excede os limites estabelecidos por lei. Em geral, são utilizados controladores PI para corrigir o erro entre o ponto de operação e a referência desejada, como mostrado em [25], [26]. Resumidamente, o controle secundário atua no quesito sobrevivência do sistema quando em modo ilhado.

Nesse nível de controle, a ação de controle é semelhante a um movimento vertical do ponto de operação mostrado na Figura 2.6, onde a frequência é alterada enquanto a potência é mantida constante de acordo com a demanda. Essa ação ocorre a partir da alteração dos valores de referência de frequência e tensão.

É importante mencionar que, ao operar no modo ilhado, somente os PECs no modo VSI podem controlar a frequência e a tensão na microrrede. Então, somente essas fontes têm os níveis primário e secundário de controle. Quando a microrrede opera conectada à rede elétrica, os conversores VSI mudam para o modo PQ ou *volt-var*, pois a barra infinita assegura a manutenção da tensão no PCC e a frequência em todo o sistema [8].

### 2.4.3 O Controle Terciário

Único a atuar somente em condições normais, ou seja, quando a microrrede opera de forma conectada, o controle terciário tem como função otimizar o gerenciamento de recursos. Nesse contexto, redespacha geradores considerando a minimização de perdas, otimização de recursos renováveis e fatores econômicos e regulatórios.

Este nível de controle também precisa de uma rede de comunicações para receber os pontos de ajuste do MGCC. No entanto, em alguns casos, a possibilidade do MGCC não ter controle secundário e terciário deve ser considerada. Isso acontece principalmente em comunidades rurais e pobres que não possuem investimento financeiro para implantação de um MGCC completo com uma infraestrutura de comunicação e processamento de dados [69], [70]. Nesse quesito, a fim de preservar a integridade do sistema, uma estratégia mais simples de gerenciamento de recursos deve ser implementada em vez desses níveis de controle.

Nessas situações excepcionais, uma política de corte de carga pode ser uma alternativa. Uma política de restrição de carga consiste na definição de uma hierarquia para determinar a ordem de prioridade no corte de carga, ou seja, cargas não prioritárias podem ser eliminadas

para aliviar o carregamento do sistema e melhorar a frequência e a tensão. As cargas essenciais, como hospitais, devem ser preservadas e supridas com faixas de tensão e frequência dentro do estipulado.

## **2.5 Considerações Finais do Capítulo**

Este trabalho se limita a apresentar o modelo de componentes para uma análise puramente estática do problema, por esse motivo são considerados apenas modelos simplificados dos componentes. Ainda, a operação da microrrede utilizada contempla os controles primário e secundário, não entrando no mérito da otimização do problema que envolvida no controle terciário. Deste modo, a ênfase do trabalho será dada no quesito sobrevivência do sistema, respeitando aspectos sociais de necessidade de consumo e regulamentadores no que diz respeito à qualidade do serviço.

Ademais, salienta-se o fato de no trabalho não haver transformadores com LTC, reguladores de tensão ou quaisquer outros componentes que possam melhorar o perfil de tensão. Essa simplificação justifica-se na necessidade de se criar um cenário totalmente adverso na tentativa de validar a metodologia aqui proposta.

Os próximos capítulos são destinados à formulação do problema e da proposta abordados nesta tese. Todas as ferramentas serão detalhadas e validadas posteriormente.

## CAPÍTULO 3 – FLUXO DE POTÊNCIA PARA MICRORREDES ILHADAS

---

### 3.1 Considerações Iniciais do Capítulo

O fluxo de potência constitui uma importante ferramenta para estudos de planejamento da expansão e de operação em sistemas elétricos de potência. A determinação dos estados, ou seja, tensões e ângulos das barras que compõem um sistema elétrico para então calcular demais grandezas a partir de um cenário conhecido de geração e carga é a ideia principal dessa ferramenta.

Para os sistemas de transmissão, o Método de Newton-Raphson (MNR), juntamente com seus derivados, é comumente aceito na literatura tradicional como ferramenta eficiente para essa finalidade. No entanto, encontra algumas limitações de convergência quando utilizado em sistemas que apresentam topologia radial e com razões X/R reduzidas, características predominantes em sistemas de distribuição [71].

Para contornar tais problemas muitos autores utilizam o método de varredura direta e inversa, ou *backward-forward sweep (BFS)*, para fluxo de potência em sistemas de distribuição [41], [72]. Esse método possui excelente performance computacional e simplicidade de implementação. Todavia, ainda apresenta dificuldade de convergência quando há um aumento na penetração de geradores distribuídos ou em cenários de carga pesada. A principal característica do BFS é proporcionar a determinação das tensões e ângulos de sistemas fortemente desequilibrados e desbalanceados, algo que prevalece sobre o método de Newton-Raphson tradicional.

Dentro do contexto de microrredes as referências [37], [38] e [48] associaram as equações de *droop* dos geradores às equações algébricas e utilizam o algoritmo do Newton-Raphson de uma forma modificada. A vantagem da metodologia proposta em [38] frente às demais é a ausência de uma barra *swing* na formulação, o que é entendido como uma consideração importante, tendo em vista que em um eventual ilhamento, pressupõe-se que pode não haver geradores suficientemente robustos para manterem a tensão terminal constante. Para contornar o problema associado à convergência decorrente da baixa razão X/R, a literatura

apresenta algumas ferramentas que podem complementar o método, entre elas a rotação de eixos e o Método de Levenberg-Marquardt.

Este capítulo apresenta a fundamentação matemática por trás da implementação de um algoritmo de fluxo de potência para microrredes ilhadas adotado nesta tese. Algumas peculiaridades o diferem do utilizado em sistemas tradicionais, e serão aqui explicitadas.

### **3.2 Fluxo de Potência em Microrredes Ilhadas Baseado no Método de Newton-Raphson**

Em modo conectado, as microrredes podem ser tratadas como uma extensão nos algoritmos de fluxo de potência tradicionais. No entanto, esta argumentação não é válida em operação ilhada, devido aos pontos apresentados abaixo [38], [45]:

1. Em modo ilhado, não há uma barra *swing*;
2. Os geradores distribuídos podem apresentar capacidade limitada, bem como a inércia reduzida prejudica a manutenção da tensão e da frequência em valores constantes;
3. A tensão da barra infinita não pode ser utilizada como uma referência dentro da microrrede ilhada;
4. Qualquer variação de potência frente ao gerado pode levar a desvios de tensão e frequência;
5. As linhas apresentam uma predominância de resistência sobre impedância indutiva;
6. Há um nível alto de geradores que não podem ser considerados despacháveis

Vale ressaltar que o método convencional de Newton-Raphson pode ser aplicado a microrredes ilhadas. Para que o método acima seja aplicável a sistemas cujos geradores operam em VSI, ou seja, com controle *droop*, os pontos acima explicitados precisam ser considerados na formulação no novo sistema de equações. Neste contexto, a referência [38] propôs uma metodologia para resolver o fluxo de potência em microrredes ilhadas usando o método MNR de uma forma modificada.

O Método de Newton-Raphson Modificado (MNRM) é então apresentado para solucionar o problema do fluxo de potência para microrredes ilhadas, usando uma metodologia que considera a combinação do controle primário dos geradores com o MNR tradicional. Essa metodologia inicialmente proposta em [38] será complementada para ser utilizada nesta tese.

### 3.2.1 Representações do Sistema e Simplificações

Para solucionar o fluxo de potência em qualquer sistema, o primeiro passo é identificar o tipo de cada barra, determinando assim quais são as incógnitas e os dados do sistema. Assim, o tipo da barra torna-se função dos valores predeterminados que uma barra deve fornecer. Uma vez que a topologia de uma microrrede é significativamente diferente da utilizada por sistemas de transmissão, adotam-se três tipos de barras que definirão quais são as incógnitas do problema. São elas:

- 1) Barras VF: tanto a geração ativa quanto a reativa são dependentes da frequência e da tensão terminal, provenientes da convergência do MNRM;
- 2) Barras PV: tem a capacidade de manter a tensão constante e atua como gerador, fornecendo valores especificados de potência ativa. A geração reativa é função do cenário operativo, uma vez que deve ser definido para sempre manter a tensão em um dado valor.
- 3) Barras PQ: são dados valores de carga e determina-se a tensão terminal da barra. Toda a geração intermitente é considerada como “carga negativa”, ou seja, é modelada como uma injeção de geração na barra, subtraído da carga ali conectada.

A Figura 3-1 esquematiza o conceito de carga negativa.

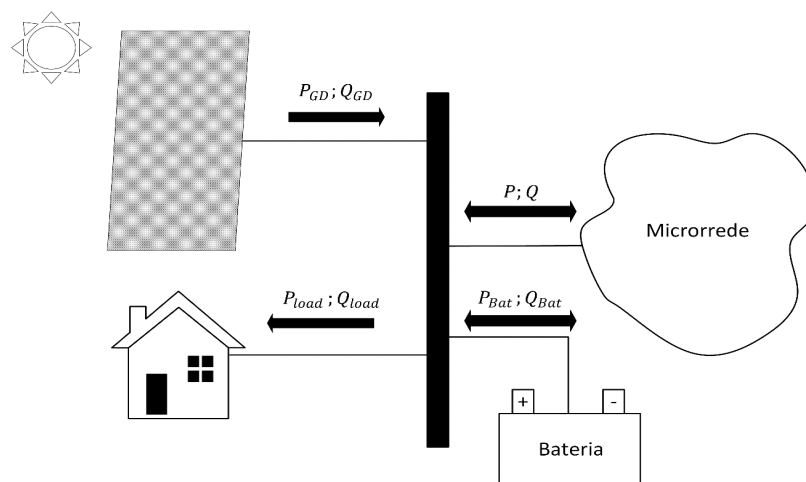


Figura 3-1. Representação do conceito de carga negativa.

Na Figura 3-1, um painel fotovoltaico e uma bateria estão conectados a uma barra em conjunto com uma carga. Nota-se a direção do fluxo para cada um dos elementos, mostrando como eles entram na formulação do fluxo de potência de microrredes. De uma forma geral, esta

barra pode operar ora como gerador, ora como consumidor, dependendo dos valores de carga e geração. Todavia, a tensão permanece como incógnita do problema. A potência líquida da barra assume a forma dada por,

$$P_k = P_{load_k} - P_{GD_k} \pm P_{Bat_k} \quad (3.1)$$

$$Q_k = Q_{load_k} - Q_{GD_k} \pm Q_{Bat_k} \quad (3.2)$$

onde,

- $P_k$  e  $Q_k$ : São os valores líquidos de potência ativa e reativa, respectivamente;
- $P_{load_k}$  e  $Q_{load_k}$ : Potência ativa e reativa consumida pela carga, respectivamente;
- $P_{GD_k}$  e  $Q_{GD_k}$ : Geração ativa e reativa do gerador não despachável conectado à barra;
- $P_{bat_k}$  e  $Q_{bat_k}$ : Potência ativa e reativa fornecida pelo banco de baterias. Adotam-se aqui baterias trabalham com fator de potência unitário, isto é, potência reativa nula.

As expressões (3.1) e (3.2) são válidas para toda barra que possua geração não despachável ou baterias, com ou sem carga. Adicionalmente, em complemento a (3.1) e (3.2), a potência fornecida pelo banco de baterias varia de acordo com os estados de carregamento e do sistema. De modo geral, as baterias descarregam quando há falta de geração e carregam quando há excesso, respeitando seus limites de capacidade. Comportamento este que pode ser modelado tal como,

$$P_{bat} = \begin{cases} -P_{bat_{nominal}} & \text{se } \left( \sum P_{load} - \sum P_{g_{max}} \right) \geq P_{bat_{nominal}} \\ -\left( \sum P_{load} - \sum P_{g_{max}} \right) & \text{se } \left( \sum P_{load} - \sum P_{g_{max}} \right) < P_{bat_{nominal}} \\ +P_{bat_{nominal}} & \text{se } \left( \sum P_{g_{max}} - \sum P_{load} \right) \geq P_{bat_{nominal}} \\ +\left( \sum P_{g_{max}} - \sum P_{load} \right) & \text{se } \left( \sum P_{g_{max}} - \sum P_{load} \right) < P_{bat_{nominal}} \\ 0 & \text{se } Cap_{bat} = Cap_{máx} \text{ ou } Cap_{bat} = Cap_{min} \end{cases} \quad (3.3)$$

Para valores negativos de  $P_{bat}$  a bateria será descarregada, comportando-se como gerador quando há disponibilidade de geração entre os geradores. Para valores positivos, vale a relação oposta comportando-se como cargas. Importante destacar que a cada intervalo de tempo a capacidade da bateria é alterada em relação a uma condição inicial, sendo limitada pela capacidade de descarga ( $Cap_{min}$ ) e de carga ( $Cap_{max}$ ).  $P_{bat_{nominal}}$  é a capacidade nominal do banco de baterias.

De uma forma resumida, a Tabela 3-1 expõe a relação das variáveis com os tipos das barras que compõem uma microrrede. Ressalta-se aqui a ausência de uma barra *swing*, bem como o fato de os relatórios *Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resources in Island Systems with Electric Power Systems* [68] e *Standard on Smart Inverters* [67] do IEEE não aconselharem a utilização de conversores em PV quando o sistema opera isolado da rede principal.

Tabela 3-1. Relação tipo de barra e variáveis do problema.

	Tipo		
	PQ	PV	VF
<b>Conhecidas</b>	$P, Q$	$P, V$	-
<b>Desconhecidas</b>	$V, \delta$	$Q, \delta$	$P_g, Q_g, V, \delta$

Além das barras apresentadas na Tabela 3-1, os conversores que operam em modo de suporte de potência reativa via *volt – var* podem ser facilmente implementados com base nas barras VF, tendo apenas a potência ativa especificada. Ademais, qualquer barra pode assumir a referência angular do sistema, aqui será assumida como aquela que realiza o acoplamento com o sistema principal, isto é, o Ponto de Conexão Comum (PCC).

No que diz respeito à rede de distribuição de energia, uma simplificação importante adotada neste trabalho *a priori* é transformar um eventual sistema elétrico desequilibrado em um equilibrado equivalente. Para tal, adotam-se as recomendações estudadas em [73]. São elas:

1. A impedância das linhas é dada como somente a componente de sequência positiva;
2. Cargas distribuídas ao longo de um alimentador são consideradas concentradas, igualmente divididas entre as barras deste;
3. Cargas em equivalente monofásico, isto é, a média aritmética da carga entre as fases.

Ainda segundo a referência [10], está regulamentado no Brasil que os sistemas de distribuição não podem exceder um nível de desequilíbrio superior a 2% entre as fases, o que de certo modo justifica essa simplificação.

Para a representação da rede em componentes de sequência positiva, o Teorema de Fortescue<sup>6</sup> é utilizado. Este relaciona a matriz de impedâncias de fase (próprias e mútuas) de uma linha com sua matriz de componentes simétricas, podendo assim obter a componente de sequência positiva da linha, usada para o sistema equivalente. Tal relação é dada pela Equação (3.4).

$$[\mathbf{Z}^{+-0}] = \frac{1}{3}[\mathbf{A}][\mathbf{Z}^{abc}] \text{ e } [\mathbf{B}^{+-0}] = \frac{1}{3}[\mathbf{A}][\mathbf{B}^{abc}] \quad (3.4)$$

sendo,

$[\mathbf{Z}^{+-0}]$ ,  $[\mathbf{B}^{+-0}]$ : são as matrizes de impedância e admitância *shunt* em componentes de sequência positiva, negativa e zero da linha entre as barras  $k$  e  $n$ , respectivamente;

$[\mathbf{Z}^{abc}]$ ,  $[\mathbf{B}^{abc}]$  são as matrizes de impedância e admitância *shunt* em componentes de fase da linha entre as barras  $k$  e  $n$ , respectivamente;

é a matriz de transformação de componentes de Fortescue, expressa por

$$[\mathbf{A}]: \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}; a = 1 \angle 120^\circ.$$

Assim, para um dado sistema representativo de uma microrredes com  $nb$  barras, a matriz admitância de sequência positiva ( $Y_{bus}^+$ ) é definida como uma representação matricial feita a partir da admitância nodal de todos os barramentos em um sistema. No caso de microrredes que possuem geradores distribuídos com controle *droop*, a frequência do sistema não pode ser tratada como um parâmetro fixo, conseqüentemente, afetará a reatância da linha à medida que varia.

Portanto, para um sistema qualquer, os elementos que compõem a matriz admitância nodal de sequência positiva  $[\mathbf{Y}_{kn}^+(\omega)]$  serão uma função da frequência do sistema, dados de forma idêntica a formulação tradicional, ou seja:

---

<sup>6</sup>O Teorema de Fortescue é utilizado para transformar um sistema trifásico desequilibrado em circuitos monofásicos equilibrados, valendo o princípio da superposição entre estes para a determinação dos estados do sistema completo.

$$[\mathbf{Y}^+(\omega)]^{nb \times nb} = \begin{cases} -Z_{kn}^{+^{-1}}(\omega) \quad \forall k \neq n \\ \sum_{k=1, k \neq n}^{nb} Z_{kn}^{+^{-1}}(\omega) \quad \forall k = n \end{cases}; Z_{kn}^+ = R_{kn}^+ + jX_{kn}^+(\omega) \quad (3.5)$$

Por conseguinte, a matriz admitância nodal de sequência positiva do sistema é escrita conforme dado na Equação (3.6).

$$[\mathbf{Y}^+(\omega)]^{nb \times nb} = \begin{bmatrix} Y_{11}^+(\omega) & \cdots & Y_{1nb}^+(\omega) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{nb1}^+(\omega) & \cdots & Y_{nbnb}^+(\omega) \end{bmatrix}; Y_{kn}^+ = |Y_{kn}^+| \angle \theta_{kn} \quad (3.6)$$

De tal modo que cada componente da matriz  $[\mathbf{Y}_{kn}^+(\omega)]^{nb \times nb}$  é representado pelo módulo da admitância correspondente  $|Y_{kn}^+|$  e pelo seu ângulo  $\theta_{kn}$ .

### 3.2.2 Equações Algébricas do Fluxo de Potência

No geral, os métodos de fluxo de potência consideram quatro variáveis principais, ângulo, magnitude de tensão, potência ativa e reativa, atribuídas a cada barra de acordo com o mostrado na Tabela 3-1. Algumas dessas variáveis são conhecidas, enquanto outras são desconhecidas. Tais métodos consideram a frequência constante e a barra *swing*, quando são aplicados aos sistemas de energia em larga escala. No entanto, essas suposições não são mais aplicáveis ao caso de microrredes ilhadas, pois a frequência não pode ser considerada constante.

Neste trabalho, tanto a tensão da barra de referência quanto a frequência do sistema são tratadas como variáveis desconhecidas na formulação do fluxo de potência, de modo que ela pode ser aplicada a microrredes ilhadas. Conforme mostrado em [38], o problema do fluxo de potência para este caso é modelado assumindo a frequência e a tensão da barra de referência angular do sistema como variáveis de estado, juntamente com as demais magnitudes e ângulos de tensões. Assim posto, esse trabalho propõe o modelo conforme mostrado em (3.7).

$$f(\mathbf{x}) = 0; \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \delta \\ \mathbf{V} \\ V_1 \\ \omega \end{bmatrix}; \mathbf{f} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta Q_{sys} \\ \Delta P_{sys} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

onde,

$\mathbf{f}$ : é o sistema de equações de *mismatches* do problema;

$\mathbf{x}$ : é o conjunto de variáveis de estados do problema;

- $\delta$ : é o conjunto de ângulos de todas as barras com respeito a de referência, tida como  $\delta = 0^\circ$ ;
- $V$ : é o conjunto de magnitudes de tensão de todas as barras do sistema, exceto a barra de referência;
- $V_1$ : é a magnitude de tensão da barra de referência angular do sistema
- $\omega$ : é a frequência angular do sistema.
- $\Delta P, \Delta Q$  são os conjuntos de *mismatches* das potências ativas e reativas em todas as barras, respectivamente;
- $\Delta Q_{sys}, \Delta P_{sys}$ : são as *mismatches* de potência reativa e ativa do sistema, respectivamente.

Para essa metodologia, são utilizados dois conjuntos de equações para as *mismatches* de potência, sendo um para todas as barras do sistema e outro para as características do sistema como um todo.

Para as barras, têm-se as *mismatches* tradicionais do balanço de potência em cada barra, ou seja, a potência líquida real na barra subtraída do valor calculado, como dado abaixo.

$$\Delta P_k = (P_{gk} - P_{loadk}) - P_{calc_k}; k = (1,2,3 \dots nb) \quad (3.8)$$

$$\Delta Q_k = (Q_{gk} - Q_{loadk}) - Q_{calc_k}; k = (1,2,3 \dots nb) \quad (3.9)$$

onde,

- $\Delta P_k, \Delta Q_k$ : são as *mismatches* de potência ativa e reativa da barra  $k$ , respectivamente;
- $P_{loadk}, Q_{loadk}$ : são as potências líquidas ativa e reativa da barra  $k$ , respectivamente;
- $P_{calc_k}, Q_{calc_k}$ : são as potências calculadas ativa e reativa da barra  $k$ , respectivamente;
- $P_{gk}, Q_{gk}$ : são as potências geradas pelos geradores despacháveis ativa e reativa da barra  $k$ , respectivamente;

Um ponto importante é considerar a geração de potência ativa ( $P_g$ ) e de reativa ( $Q_g$ ) como dependentes da frequência e da tensão provenientes do processo iterativo, respectivamente. Neste caso, em barras do tipo VF, a geração de energia ativa e reativa das fontes pode ser calculada com base nas características de *droop* dos controladores. Logo, ambas são reescritas com base nas equações (2.1) e (2.2), como mostrado nas equações (3.10) e (3.11). Note que  $\omega$  e  $V^k$  são variáveis de estado do fluxo de potência, ou seja, a geração será atualizada até a convergência do método.

$$P_{g_k} = \frac{\omega_{ref} - \omega}{m_k} \quad (3.10)$$

$$Q_{g_k} = \frac{V_{ref}^k - V^k}{n_k} \quad (3.11)$$

Ainda em (3.8) e (3.9), é possível calcular as *mismatches* em cada iteração como sendo a potência líquida da barra (geração subtraída da carga) com a potência calculada no terminal da barra, as quais são expressas por:

$$P_{calc_k} = |V_k| \sum_{n=1}^{nb} |Y_{kn}^+| |V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}^+) \quad (3.12)$$

$$P_{calc_k} = |V_k| \sum_{n=1}^{nb} |Y_{kn}^+| |V_n| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}^+) \quad (3.13)$$

sendo  $|Y_{kn}^+|$  e  $\theta_{kn}^+$  a magnitude e o ângulo da admitância equivalente de sequência positiva entre as barras  $k$  e  $n$  e  $nb$  o número de barras e  $ng$  o de geradores.

No que diz respeito às *mismatches* de potência do sistema, são consideradas duas equações que correspondem à diferença entre o que é gerado e o que é consumido dentro do sistema como um todo. Isto é, a soma das cargas do sistema com a perdas por efeito *joule* nas linhas, subtraída a geração, como mostrado nas Equações (3.14) e (3.15).

$$\Delta Q_{sys} = \left( \sum_{k=1}^{nb} Q_{load_k} + Q_{loss} \right) - \sum_{k=1}^{ng} Q_{g_k} \quad (3.14)$$

$$\Delta P_{sys} = \left( \sum_{k=1}^{nb} P_{load_k} + P_{loss} \right) - \sum_{k=1}^{ng} P_{g_k} \quad (3.15)$$

De tal modo que as perdas nas linhas podem ser calculadas conforme exposto nas Equações (3.16) e (3.17).

$$P_{loss} = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^{nb} \sum_{n=1}^{nb} \Re \left( \tilde{Y}_{kn} (\tilde{V}_k^* \tilde{V}_n + \tilde{V}_n^* \tilde{V}_k) \right) \quad (3.16)$$

$$Q_{loss} = -\frac{1}{2} \sum_{k=1}^{nb} \sum_{n=1}^{nb} \Im \left( \tilde{Y}_{kn} (\tilde{V}_k^* \tilde{V}_n + \tilde{V}_n^* \tilde{V}_k) \right) \quad (3.17)$$

Em virtude da escolha do método de Newton-Raphson, o processo de iteração para a determinação dos valores correspondentes às variáveis de estado no ponto de operação conhecido é feito via aproximação tangencial, originada a partir da derivada das equações com

respeito às suas variáveis. Portanto, segundo o método de Newton, a estimativa dos novos valores na estimativa ( $t + 1$ ) tendo os valores em uma iteração  $t$  é calculada ao passo de:

$$\mathbf{x}^{t+1} = \mathbf{x}^t - ([\mathbf{J}]^{-1})^t \mathbf{f}^t \quad (3.18)$$

Em (3.18),  $[\mathbf{J}]$  corresponde a Matriz Jacobiana do sistema, ou seja, o conjunto de derivadas parciais de todas as equações com relação a todas as variáveis de estado. Portanto, para a estimativa subsequente dos valores das variáveis de estado por meio das derivadas parciais do conjunto de equações  $\mathbf{f}$  em relação ao conjunto de variáveis de estado  $\mathbf{x}$  tem-se a matriz Jacobiana formada como:

$$\left[ \frac{d\mathbf{f}}{d\mathbf{x}} \right] = [\mathbf{J}] = \begin{bmatrix} \left[ \frac{d\mathbf{P}}{d\boldsymbol{\theta}} \right] & \left[ \frac{d\mathbf{P}}{d\mathbf{V}} \right] & \frac{d\mathbf{P}}{dV_1} & \frac{d\mathbf{P}}{d\omega} \\ \left[ \frac{d\mathbf{Q}}{d\boldsymbol{\theta}} \right] & \left[ \frac{d\mathbf{Q}}{d\mathbf{V}} \right] & \frac{d\mathbf{Q}}{dV_1} & \frac{d\mathbf{Q}}{d\omega} \\ \frac{dQ_{sys}}{d\boldsymbol{\theta}} & \frac{dQ_{sys}}{d\mathbf{V}} & \frac{dQ_{sys}}{dV_1} & \frac{dQ_{sys}}{d\omega} \\ \frac{dP_{sys}}{d\boldsymbol{\theta}} & \frac{dP_{sys}}{d\mathbf{V}} & \frac{dP_{sys}}{dV_1} & \frac{dP_{sys}}{d\omega} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

As derivadas parciais que compõem a matriz Jacobiana da equação (3.19) são separadamente apresentadas no conjunto compostos pelas equações (3.20) a (3.30).

As derivadas parciais de  $\mathbf{P}$  e  $\mathbf{Q}$  com relação às magnitudes de tensão e ângulos são as mesmas utilizadas na formulação clássica de Newton-Raphson, a diferença agora é o fato de considerar todas as tensões do sistema, bem como a barra de referência tem a tensão calculada no processo e é a única a ter um ângulo definido. Estas derivadas ficam de acordo com o apresentado nas equações (3.20) a (3.24).

$$\frac{dP_k}{d\delta_m} = \begin{cases} \sum_{k=1}^{nb} \sum_{k \neq m} V_k V_m |Y_{kn}| \cos(\delta_{kn} - \theta_{kn}) & se \quad k = m \quad \forall k e \forall m \\ V_k V_m |Y_{kn}| \sin(\delta_{kn} - \theta_{kn}) & se \quad k \neq m \end{cases} \quad (3.20)$$

$\neq 1$

$$\frac{dQ_k}{d\delta_m} = \begin{cases} \sum_{k=1}^{nb} \sum_{k \neq m} V_k V_m |Y_{kn}| \cos(\delta_{kn} - \theta_{kn}) & se \quad k = m \quad \forall k e \forall m \\ -V_k |Y_{kn}| \sin(\delta_{kn} - \theta_{kn}) & se \quad k \neq m \end{cases} \quad (3.21)$$

$\neq 1$

$$\frac{dP_k}{dV_m} = \begin{cases} 2V_k|Y_{kk}| \cos(\delta_{kk}) + \sum_{k=1, k \neq m}^{nb} V_k V_m |Y_{kn}| \cos(\delta_{kn} - \theta_{kn}) & \text{se } k = m \\ V_k V_m |Y_{kn}| \cos(\delta_{kn} - \theta_{kn}) & \text{se } k \neq m \end{cases} \quad \forall k \text{ e } \forall m \quad (3.22)$$

$$\frac{dP_k}{dV_m} = \begin{cases} 2V_k|Y_{kk}| \cos(\delta_{kk}) + \sum_{k=1, k \neq m}^{NB} V_k V_m |Y_{kn}| \cos(\delta_{kn} - \theta_{kn}) & \text{se } k = m \\ V_k |Y_{kn}| \cos(\delta_{kn} - \theta_{kn}) & \text{se } k \neq m \end{cases} \quad (3.23)$$

Com relação às derivadas de  $\mathbf{P}$  e  $\mathbf{Q}$  com relação à  $\omega$ , estas são dadas como:

$$\frac{d\mathbf{P}}{d\omega} = |V_k| \sum_{n=1}^{nb} \left[ \frac{d|Y_{kn}^+|}{d\omega} |V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) + \frac{d\theta_{kn}}{d\omega} |V_n| |Y_{kn}| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \right] \quad (3.24)$$

$$\frac{d\mathbf{Q}}{d\omega} = |V_k| \sum_{n=1}^{nb} \left[ \frac{d|Y_{kn}^+|}{d\omega} |V_n| \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) + \frac{d\theta_{kn}}{d\omega} |V_n| |Y_{kn}| \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \right] \quad (3.25)$$

Observando que das Equações (3.24) e (3.25) tem-se que:

$$\frac{d|Y_{kn}^+|}{d\omega} = -\frac{\frac{X_{kn}^+}{\omega}}{(R_{kn}^+)^2 + X_{kn}^+{}^2} e \frac{d\theta_{kn}}{d\omega} = -\frac{\frac{X_{kn}^+}{\omega R_{kn}^+}}{1 + \left(\frac{X_{kn}^+}{R_{kn}^+}\right)^2} \quad (3.26)$$

As derivadas parciais de  $P_{sys}$  e  $Q_{sys}$  dependem da consideração a respeito das impedâncias de saída dos conversores. Como este trabalho considera as equações (2.11) e (2.12) como convencionais para o *droop* dos geradores, tem-se que o acoplamento é dado entre potência ativa e frequência e potência reativa e tensão. Sabendo que a potência do sistema pode ser interpretada como sendo a potência total fornecida pelos geradores, tem-se que:

$$P_{sys} = \sum_{k=1}^{ng} \frac{\omega_{ref} - \omega}{m_k} \quad (3.27)$$

$$Q_{sys} = \sum_{k=1}^{ng} \frac{V_{ref}^k - V^k}{n_k} \quad (3.28)$$

Assim, as derivadas parciais com relação às variáveis de estados são dadas como:

$$\frac{dP_{sys}}{d\delta_k} = 0 \quad e \quad \frac{dP_{sys}}{dV_k} = 0, \quad \forall k \quad (3.27)$$

$$\frac{dQ_{sys}}{d\delta_k} = 0 \quad e \quad \frac{dQ_{sys}}{d\omega} = 0, \quad \forall k \quad (3.28)$$

$$\frac{dP_{sys}}{d\omega} = \sum_{k=1}^{NB} -\frac{1}{m_k} \quad (3.29)$$

$$\frac{dQ_{sys}}{dV_k} = \begin{cases} -\frac{1}{n_k} & \text{se } a \text{ barra } k \text{ é do tipo } VF \\ 0 & \text{se } \textit{caso contrário} \end{cases} \quad \forall k \quad (3.30)$$

Por fim, a maior magnitude do erro associado à  $\mathbf{f}$  é avaliada. Se esse valor satisfizer o critério de convergência, o processo é encerrado, caso contrário as variáveis de estado são atualizadas e o algoritmo é executado novamente, atualizado valores de carga e impedâncias. Ademais, após a convergência, os limites tanto de potência reativa, quanto ativa, são avaliados. Caso um gerador com *droop* viole um dos seus limites, o mesmo passa a ter a geração estipulada no limite para o processo de convergência ser repetido novamente.

Durante a convergência, especial atenção deve ser dada ao fato de que a resistência das linhas de distribuição é predominante sobre a impedância indutiva, isto é, a razão X/R é baixa, prejudicando o acoplamento convencional da variação de potência ativa com a frequência e de potência reativa com a tensão. Em termos matemáticos, isso implica em um alto grau de esparsidade na matriz Jacobiana, já que os elementos acabam ficando distribuídos longe da diagonal principal. Principal consequência: esforço computacional demasiado na inversão da matriz, o que prejudica a convergência do método tradicional ou até proporciona a divergência no MNRM.

Com o intuito de melhorar o processo de convergência, algumas ferramentas podem ser utilizadas. Duas delas são apresentadas na próxima sessão.

### 3.2.3 Soluções para Melhorar a Convergência

#### 3.2.3.1 Rotação de Eixos

A rotação de eixos é uma ferramenta matemática que tem por objetivo modificar as características das linhas de distribuição de modo a propiciar a convergência do método de

Newton-Raphson em sistemas de distribuição, sem que seus estados sejam alterados. Inicialmente foi proposta em [42] e posteriormente complementada por este autor em [51].

O princípio matemático ligado à rotação de eixos é manter a magnitude de impedância constante, no entanto, com valores diferentes de resistência e impedância indutiva, de tal forma que a impedância indutiva prevaleça. A Figura 3-2 exhibe esse procedimento.

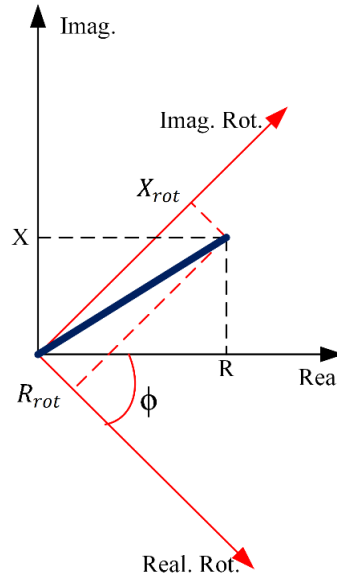


Figura 3-2. Rotação de Eixos

Da Figura 3-2, os valores rotacionados de resistência ( $R_{rot}$ ) e impedância indutiva ( $X_{rot}$ ) da linha podem ser desmembrados através do teorema de Euler a partir dos seus valores convencionas de resistência ( $R$ ) e reatância indutiva ( $X$ ), conforme mostrado abaixo:

$$R_{rot} = R \cos(\Phi_{rot}) - X \sin(\Phi_{rot}) \quad (3.31)$$

$$X_{rot} = R \sin(\Phi_{rot}) + X \cos(\Phi_{rot}) \quad (3.32)$$

sendo  $\phi_{rot}$  o ângulo de rotação, dado pela média aritmética do complemento angular de todos os ramos do sistema, conforme formulado na equação (3.33):

$$\Phi_{rot} = \frac{\left( \sum_{i=1}^{nr} \Phi_{ótimo_{k_i-m_i}} \right)}{nr}; \quad \Phi_{ótimo_{k-m}} = 90^\circ - \phi_{k_i-m_i} \quad (3.33)$$

Em (3.33),  $\Phi_{ótimo_{k-m}}$  é o complemento angular da impedância entre as barras  $k$  e  $m$ , ou seja, o ângulo faltante para  $90^\circ$ , o que implicaria uma impedância puramente indutiva.

Ainda segundo esse método, rede fictícia criada a partir da rotação de eixos requer que as injeções de potência sejam igualmente rotacionadas. Portanto, seguindo essa premissa, os

valores de potência ativa e reativa de todas as barras são rotacionados de forma análoga as impedâncias dos ramos, como apresentado nas seguintes expressões:

$$P_{rot} = P \cos(\Phi_{rot}) - Q \sin(\Phi_{rot}) \quad (3.34)$$

$$Q_{rot} = P \sin(\Phi_{rot}) + Q \cos(\Phi_{rot}) \quad (3.35)$$

onde,  $P_{rot}$  e  $Q_{rot}$  são os valores de potências rotacionados com base nas potências ativas ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) de cada barra.

Uma limitação desse método diz respeito às barras de geração que possuem unicamente a potência ativa especificada, sendo a reativa calculada ao final do processo de convergência (Barras PV). Assim, a rotação fica impossibilitada, já que há necessidade dos dois valores conhecidos. Para contornar esse problema, uma manipulação algébrica nas equações (3.34) e (3.35) é implementada, deixando a potência ativa rotacionada em função da potência reativa rotacionada, calculada ao final de cada iteração. Conforme dado pela equação (3.36).

$$P_{rot} = \frac{P - Q_{rot\,calc} \sin(\Phi_{ótimo})}{\cos(\Phi_{ótimo})} \quad (3.36)$$

onde o subscrito *calc* indica que a potência reativa passa a ser calculada ao final de cada iteração.

Assim feita a modificação, o fluxo de potência pode ser executado conforme descrito anteriormente. Essa ferramenta é utilizada sem problemas de convergência em sistemas de distribuição fracamente ativos, no entanto ainda apresenta problemas de convergência quando há uma quantidade elevada de geradores.

### 3.2.3.2 Método de Levenberg-Marquardt para Fluxo de Potência

O método de Levenberg foi inicialmente proposto em 1944 por Levenberg para melhorar a solução do método de Newton quando a matriz Jacobiana possui características de esparcidade e posteriormente foi modificado por Marquardt, originando o nome atual. Com o intuito de melhorar a convergência em algoritmo de fluxo de potência baseados no Método de Newton-Raphson, a referência [44] propõe uma modificação na formulação base do problema.

Segundo o apontado nessa referência, o método minimiza o erro das equações à medida que o ponto de convergência se aproxima da solução do sistema não linear. Para esse propósito, segundo o método, a atualização ( $\Delta \mathbf{x}$ ) das variáveis de estado ( $\mathbf{x}$ ) é calculada como mostrado pela equação (3.37).

$$\Delta \mathbf{x} = (\mathbf{J}^T \times \mathbf{J} + \Lambda \times \mathbf{I})^{-1} (\mathbf{J})^T \mathbf{f} \quad (3.37)$$

sendo  $\mathbf{I}$  a matriz identidade e  $\Lambda$  o fator de amortecimento do método. Tipicamente esse valor é da ordem de  $10^{-4}$  e tende a ser minimizado à medida que o sistema se aproxima da solução. O operador  $(\cdot)^T$  diz respeito à transposição de uma matriz.

Determinando os valores de incremento das variáveis de estado, a nova estimativa de  $\mathbf{x}$  é dada pela equação (3.38).

$$\mathbf{x}^{t+1} = \mathbf{x}^t - \Delta \mathbf{x} \quad (3.38)$$

Este método eficientemente evita problemas de convergência em sistemas de distribuição, mesmo quando apresentam forte penetração de geradores distribuídos e baixas razões X/R. Por este motivo, opta-se pela sua utilização neste trabalho. Recomenda-se, todavia, que os incrementos não sejam muito acentuados para que o algoritmo não entre em regime de divergência, por isso o controle do fator  $\Lambda$  no processo de convergência.

### 3.3 O Algoritmo

Os passos para a elaboração do fluxo de potência para microrredes ilhadas por meio do algoritmo de Newton-Raphson Modificado são mostrados a seguir:

- 1°. O algoritmo é inicializado com variáveis de estado estimadas em 1 p.u.
- 2°. A matriz admitância é construída com base na topologia do sistema e da condição de frequência;
- 3°. Calculam-se as perdas, a potências das cargas e a geração dependente da tensão e da frequência;
- 4°. As baterias são carregadas ou descarregadas. A geração é atualizada conforme novo estado de carga do sistema;
- 5°. Caso o maior dos valores das *mismatches* seja inferior à tolerância, o algoritmo é encerrado e os limites dos geradores checados;
- 6°. Caso contrário, a matriz Jacobiana é formulada e os valores das variáveis de estado atualizados;
- 7°. Volta ao 2° passo.

Conforme apontado no quinto passo, sempre após a convergência os geradores devem ser verificados. Caso algum gerador viole o limite, o mesmo tem a geração definida no limite e assume o comportamento de uma barra PQ.

O algoritmo é também ilustrado por meio da Figura 3-3.

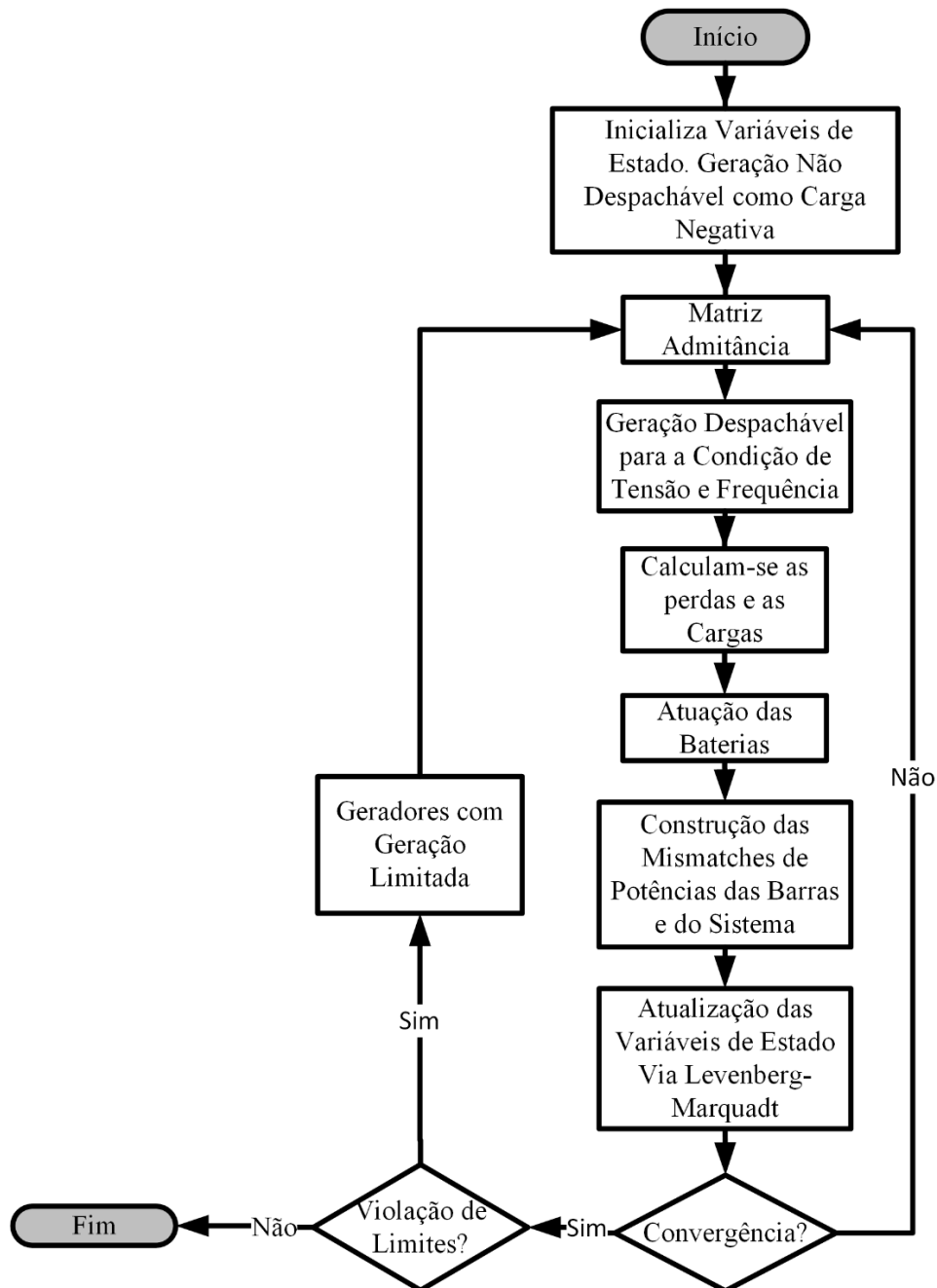


Figura 3-3. Fluxograma do algoritmo de Fluxo de Potência implementado.

### 3.4 Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo apresentou a ferramenta base que será utilizada para o desenvolvimento desta tese. O Método de Newton Modificado aqui aplicado resulta na resposta do controle

primário quando uma microrrede opera de forma ilhada. Não obstante, este algoritmo pode ser usado quando o sistema está conectado à rede principal, sem maiores problemas.

Para ser utilizado quando a microrrede opera no modo conectado, algumas peculiaridades para essa condição devem ser assumidas no algoritmo. São elas:

1. A frequência é mantida constante pela rede elétrica;
2. A tensão no PCC também é mantida constante, uma vez que representa uma barra infinita. Então, este ponto emula uma barra *swing* nos métodos tradicionais;
3. Os geradores que operam no modo VSI mudam seu modo de operação para PQ ou PV, o que implica em uma reformulação do fluxo de carga, no entanto não difere do algoritmo tradicional de Newton-Raphson complementado com alguma técnica de convergência.

Tomadas tais considerações, o problema pode ser reformulado, destacando apenas a matriz Jacobiana e as novas variáveis de estado como sendo:

$$J_{conectada} = \begin{bmatrix} \left[ \frac{dP}{d\delta} \right] & \left[ \frac{dP}{dV} \right] \\ \left[ \frac{dQ}{d\delta} \right] & \left[ \frac{dQ}{dV} \right] \end{bmatrix}; x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Ou seja, a formulação se reduz ao método convencional, uma vez que a tensão da barra de referência e a frequência não são mais tratadas como variáveis de estado.

O próximo capítulo apresentará as ferramentas de controle e operação de microrredes implementada neste trabalho.

## CAPÍTULO 4 – PROPOSTAS PARA MICRORREDES EM CONDIÇÕES OPERATIVAS DE ILHAMENTO

---

### 4.1 Considerações Iniciais do Capítulo

O Capítulo 3 apresentou a implementação do fluxo de potência em microrredes ilhadas a partir do Método de Newton-Raphson Modificado. A convergência deste algoritmo está diretamente associada ao controle primário dos conversores eletrônicos de potência do sistema, ou seja, como estes responderão frente às variações de carga quando a microrrede opera em modo ilhado. É evidente que variações de carga implicarão em variações de tensão e frequência que poderão atingir valores abaixo do estipulado em [10].

Neste sentido, o nível de tensão e a frequência podem ser recuperados para valores adequados. Para isso, duas estratégias de controle são propostas nesta tese: uma de controle secundário e outra envolvendo o corte de carga, que porventura pode ser utilizado em situações emergenciais. Complementarmente, com o intuito de avaliar a suportabilidade do sistema frente a variações de carga e a influência do modo de operação dos conversores, uma análise de estabilidade de tensão também é proposta neste capítulo de forma a auxiliar em uma futura proposta no que diz respeito à necessidade do corte de carga.

Sumariamente, os três pontos supracitados são abordados conforme descrito:

- I. Controle Secundário: proposta de controle secundário unificado de tensão e frequência inserido dentro do algoritmo do fluxo de potência;
- II. Corte de Carga: considerado como medida emergencial atua na ausência do controle secundário ou em condições extremas de carga, quando os recursos se encontram limitados;
- III. Estabilidade de tensão: avalia o grau de suportabilidade de variações de carga prevendo um cenário de colapso de tensão. A análise contempla a influência da escolha dos modos de operação dos conversores da microrrede, tanto em operação ilhada, quanto conectada.

Toda a abordagem aqui feita refere-se ao sistema em operação em modo ilhado, sendo, portanto, a sobrevivência do sistema ao passo que se mantém a qualidade de fornecimento aos

serviços essenciais são fatores de peso na operação do sistema. Ademais, este trabalho não considera cenários com sobre frequência e sobre tensão, uma vez que tais condições são pouco esperadas em condições operativas de ilhamento.

Assim sendo, este capítulo apresenta a formulação da problemática abordada nesta proposta de tese. Cada uma das seções é destinada a apresentação de uma das propostas de correção do ponto operativo, bem como aquela que auxiliará na decisão. Convém aqui ressaltar que a formulação é feita de forma separada para cada uma das ferramentas.

## 4.2 A proposta do Controle Secundário

Para o controle secundário, o algoritmo de fluxo de potência assume uma nova formulação. A estrutura inicial do problema é mantida; no entanto, a proposta considera a dependência dos valores de referência de frequência e tensão dos conversores durante o processo de convergência. A principal ideia por trás da proposta é obter do algoritmo os valores de referência dos *set-points* que restabelecem o ponto operativo do sistema, quando este viola o limite estipulado.

Embora o controle primário seja eficiente e não exija comunicação entre os agentes, ele resulta em desvios de frequência e de tensões. Nesse sentido, o controle secundário atua com o objetivo de restaurar o ponto de operação, alterando os valores dos pontos de ajuste dos PECs. Isto é equivalente a um deslocamento vertical nas equações *droop*, alterando os seus coeficientes lineares, isto é, os valores de referência de  $\omega_{Ref}$  e  $V_{Ref}$  para  $\omega'_{ref}$  e  $V'_{ref}$ , respectivamente. A Figura 4-1 representa esse tipo de controle, que move um ponto operativo do sistema de A para B. Na Figura 4-1, as linhas contínua e tracejada representam as atuações do controle secundário e primário, respectivamente.

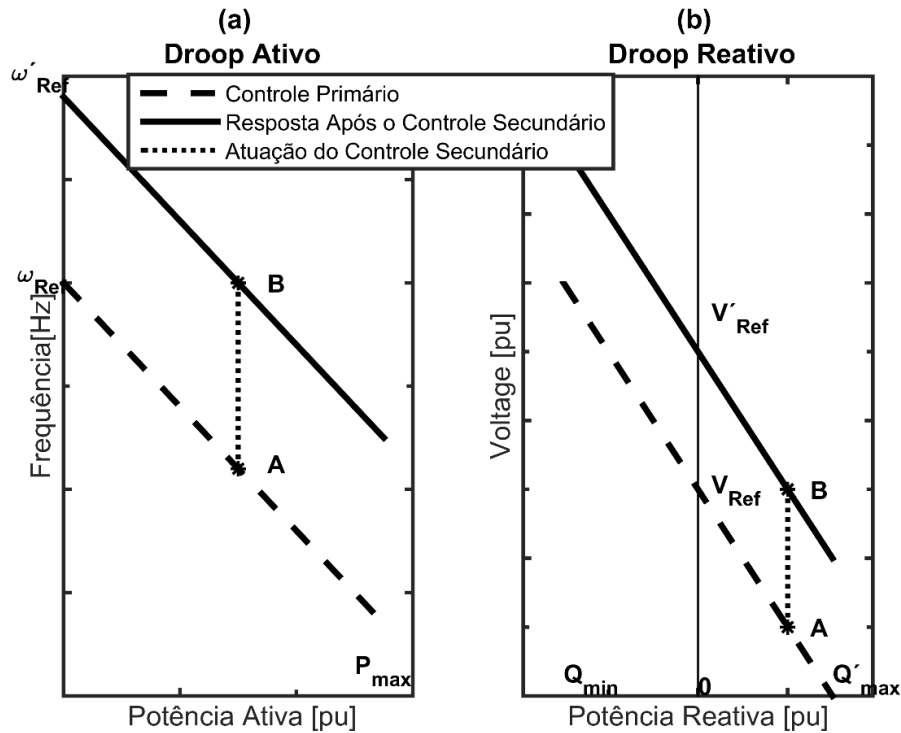


Figura 4-1. Atuação do Controle Secundário. (a) *Droop* Ativo (b) *Droop* Reativo

Para a proposta deste trabalho, todos os geradores colaborarão no processo de controle secundário. Assim, em um ponto de operação inviável, o MGCC definirá a nova frequência de referência, que será a mesma para todos os geradores, e a referência de tensão, considerando a sensibilidade de cada um com relação à barra que se deseja controlar.

Para esta finalidade, o problema do fluxo de potência para microrredes ilhadas complementado com o controle secundário assume a forma mostrada na Equação (4.1).

$$f(\delta, V, V_1, \omega_{Ref}, V_{Ref}) = 0 \quad (4.1)$$

onde  $\omega_{ref}$  é o valor de referência de frequência atribuído a todos os conversores; e  $V_{ref}$  os valores de referência de tensão para cada conversor participante do controle secundário. Todos os demais termos foram definidos na equação (3.1).

De antemão, duas considerações são feitas acerca dessa metodologia:

1. A frequência é a mesma em todos os pontos da microrrede. Desse modo, o valor de referência será obtido de forma única para todos os conversores;
2. A tensão, por ser uma variável local, será corrigida de acordo com a influência de todos os geradores despacháveis da microrredes. Para tal, a correção será feita de acordo com a sensibilidade de cada gerador em relação às barras a serem corrigidas.

Em uma condição de subfrequência, o algoritmo definirá qual o novo valor de referência dos conversores para que a frequência do sistema não viole o limite estipulado. Ou seja, a frequência do sistema passa a ser definida como uma constante, conforme mostrado abaixo:

$$\omega = \omega_{lim} \quad (4.2)$$

sendo,  $\omega_{lim}$  o valor de frequência limite, estipulado por norma. Ou caso desejado, definido pelo operador do sistema.

Para alcançar o novo ponto operativo, o valor de referência de frequência torna-se então uma variável de estado do sistema, passando então a ser definido a partir da convergência do algoritmo.

Posto que a formulação do problema é análoga à do caso unicamente com controle primário (Eq. 3.7), a matriz Jacobiana para o controle secundário apresentará forma semelhante. Todavia, diferirá somente na coluna relacionada às derivadas parciais de  $\mathbf{f}$  com relação à  $\omega$ , que agora serão em relação a  $\omega_{Ref}$ , como exibido na equação (4.3).

$$J_{secundário} = \begin{bmatrix} \left[ \frac{dP}{d\delta} \right] & \left[ \frac{dP}{dV} \right] & \frac{dP}{dV_1} & \left. \begin{array}{c} \frac{dP}{d\omega_{Ref}} \\ \frac{dQ}{d\omega_{Ref}} \\ \frac{dQ_{sys}}{d\omega_{Ref}} \\ \frac{d\omega_{Ref}}{d\omega_{Ref}} \end{array} \right| \\ \left[ \frac{dQ}{d\delta} \right] & \left[ \frac{dQ}{dV} \right] & \frac{dQ}{dV_1} & \\ \frac{dQ_{sys}}{d\delta} & \frac{dQ_{sys}}{dV} & \frac{dQ_{sys}}{dV_1} & \\ \frac{dP_{sys}}{d\delta} & \frac{dP_{sys}}{dV} & \frac{dP_{sys}}{dV_1} & \left. \begin{array}{c} \frac{dP_{sys}}{d\omega_{Ref}} \\ \frac{dP_{sys}}{d\omega_{Ref}} \end{array} \right| \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Em (4.3), as derivadas parciais são idênticas às exibidas no conjunto de Equações (3.20)-(3.30) do capítulo anterior. Entretanto, em virtude de agora a frequência passar a ser considerada constante as derivadas são retiradas, dando lugar às derivadas parciais das equações  $\mathbf{f}$  em relação a  $\omega_{Ref}$ , dadas como:

$$\frac{dP}{d\omega_{Ref}} = 0 ; \quad \frac{dQ}{d\omega_{Ref}} = 0 ; \quad \frac{dQ_{sys}}{d\omega_{Ref}} = 0 ; \quad \frac{dP_{sys}}{d\omega_{Ref}} = \sum_{i=1}^{n_g} \frac{1}{m_i} \quad (4.4)$$

Em um complemento à matriz Jacobiana da Equação (4.3), como forma de determinar os novos valores de tensão de referência, é realizada uma análise de sensibilidade da variação do valor de referência de tensão de todos os conversores com relação a barra com menor tensão terminal. Esta ação será paralela ao ajuste da frequência, e auxiliará os conversores a restabelece a menor tensão do sistema, garantindo assim que todas as barras fiquem com tensão acima do limite inferior estipulado.

O incremento de tensão ( $\Delta V_{viol}$ ), necessário para o controle secundário aumentar a menor magnitude de tensão ( $V_{viol}$ ) até o valor de tensão limite ( $V_{lim}$ ) é dada pela diferença entre esses dois valores, assim como dado pela Equação (4.5).

$$\Delta V_{viol} = V_{lim} - V_{viol}. \quad (4.5)$$

A sensibilidade pode ser avaliada de forma semelhante à descrita em [11] e [74]. Deseja-se analisar a sensibilidade de um conjunto de variáveis ( $\Delta \mathbf{V}_{ref}$ ) que influenciarão um ponto operativo caracterizado por  $V_{viol}$ , ou seja, conforme descrito na equação (4.6).

$$\mathbf{f}_Q(V_{viol}, \mathbf{V}_{Ref}) = 0 \quad (4.6)$$

onde,  $f_Q$  são as equações de fluxo de potência com respeito somente às equações de potência reativa, extraídas da matriz Jacobiana quando reduzida somente a termos de potência reativa das barras. Para isso, considerou-se a redução matricial utilizada em [11] de modo a deixar a matriz Jacobiana reduzida em termos das variáveis de interesse, que nesse ponto representam as variações de potência reativa com relação à tensão da barra controlada.

Dado o pressuposto, a representação de um novo ponto operativo a partir de uma variação de parâmetro pode ser encontrado por meio da derivada de  $f_Q$  com relação às variáveis  $V_{viol}$  e  $\mathbf{V}_{ref}$ . Fazendo então,

$$\frac{df_Q}{d(V_{viol}, \mathbf{V}_{Ref})} = 0 \quad (4.7)$$

tem-se a seguinte expressão:

$$\left( \frac{df_Q}{d\mathbf{V}_{Ref}} \right) \Delta \mathbf{V}_{Ref} + \left( \frac{df_Q}{dV_{viol}} \right) \Delta V_{viol} = 0 \quad (4.8)$$

Reordenado a equação (4.8), pode-se determinar o incremento no valor de tensão de referência de cada conversor como mostrado na Equação (4.9), tendo em vista que os demais termos são conhecidos. Determina-se assim a atualização nos valores de referência de tensão dos conversores com base na sensibilidade de cada um em relação à tensão da barra violada.

$$\Delta \mathbf{V}_{Ref} = - \left( \left[ \frac{df_Q}{d\mathbf{V}_{Ref}} \right] \right)^{-1} \left( \frac{df_Q}{dV_{viol}} \right) \Delta V_{viol} \quad (4.9)$$

sendo  $\frac{df_Q}{d\mathbf{V}_{Ref}}$  uma matriz diagonal composta pelas derivadas das equações de potência reativa dos geradores com relação aos valores de tensão de referência, como mostrado na equação (4.11).

$$\begin{bmatrix} \frac{df_Q}{dV_{Ref}} \end{bmatrix}^{ng \times ng} = \begin{bmatrix} \frac{dQ_{g_1}}{dV_{Ref}^1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \frac{dQ_{g_n}}{dV_{Ref}^n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_1} & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \frac{1}{n_n} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

E, de modo semelhante, pode-se obter  $\frac{df_Q}{dV_{viol}}$  da matriz Jacobiana simplificada, correspondendo ao conjunto de derivadas parciais de todas as barras de geração com relação à barra de interesse.

$$\frac{df_Q}{dV_{viol}} = \begin{bmatrix} \frac{dQ_1}{dV_{viol}} \\ \vdots \\ \frac{dQ_{nb}}{dV_{viol}} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

Por fim, a atualização das tensões de referência é feita na iteração seguinte, com base no que foi calculado na iteração atual ( $t$ ) da atuação do controle, como dado pelas equações (4.13) e (4.14).

$$V_{Ref}^{t+1} = V_{Ref}^t + \Delta V_{Ref}^t \quad (4.13)$$

$$\omega_{ref}^{t+1} = \omega_{ref}^t + \Delta \omega_{ref}^t \quad (4.14)$$

Por conseguinte, os valores de  $\omega_{ref}$  e  $V_{Ref}$  são atualizados como valores de referência nos geradores para a próxima iteração. Os geradores são redespachados de acordo com os novos valores de referências para um novo ponto de operação, ou seja, a geração é recalculada de acordo com as equações (3.10) e (3.11). Esse processo é feito até a convergência completa, quando todas as variáveis de estado são determinadas, e a barra com tensão violada permanece na tensão limite com uma tolerância estipulada.

As capacidades dos geradores, tanto de potência ativa quanto reativa, serão consideradas para tornar a abordagem do controle secundário mais realista para fins de operação. Esse recurso limita a participação de cada gerador durante o desempenho do controle secundário se necessário, caso algum gerador viole os limites dimensionados pelo fabricante, o mesmo passa a se comportar como uma barra PQ, não participando da atuação do controle secundário.

O algoritmo do controle secundário, atuando em paralelo ao primário é exibido na Figura 4-2.

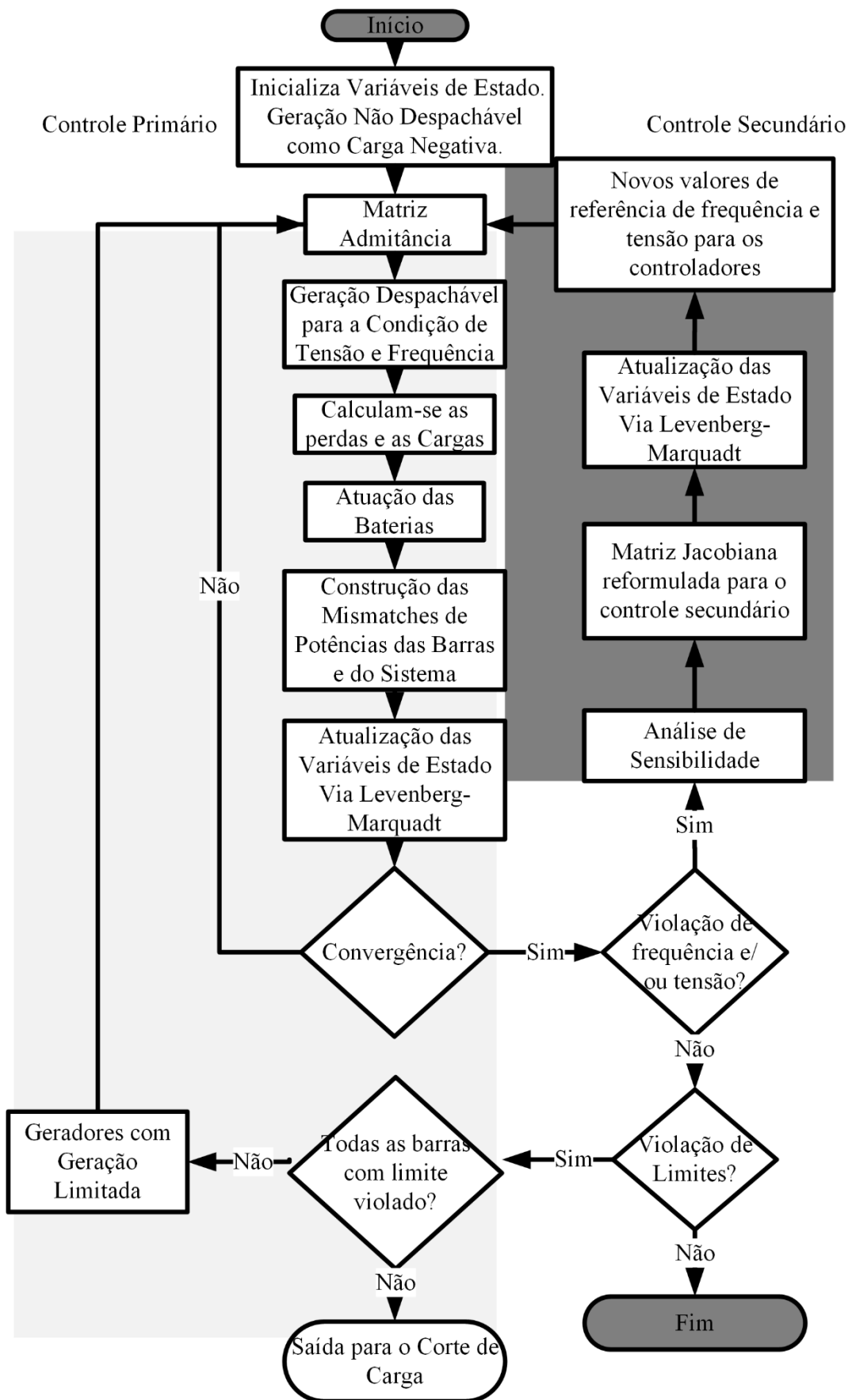


Figura 4-2. Fluxograma do controle secundário.

### 4.3 Proposta do Corte de Carga

Após a convergência do fluxo de potência, a frequência e as tensões são verificadas. Se necessário for, o corte de carga é executado para restabelecer a frequência e a tensão das barras com serviços essenciais para dentro dos limites. A metodologia aqui apresentada foi proposta por este autor inicialmente em [51], salienta-se, porém, que algumas complementações foram implementadas para tornar a metodologia mais coerente com a realidade, sendo listadas ainda nesta seção e publicadas em [75].

Assim como o controle secundário, o corte de carga deve ser executado pelo MGCC, necessitando para tal a comunicação entre os agentes. No entanto o esforço computacional é demasiadamente reduzido, já que não há necessidade de processos iterativos além do fluxo de potência.

Para uma resposta a um ponto não factível resultante do controle primário, o algoritmo reduzirá a demanda do sistema de forma a alterar o ponto operativo para valores dentro da faixa estipulado, mantendo os valores de referência inalterados. Conseqüentemente, independentemente do monte de carga cortado, sempre existirá um desvio de frequência e de tensão, por menor que este seja. A Figura 4-3 ilustra o esquema de alívio de carga, o qual reduz a carga para que a excursão do ponto operativo corresponda à resposta do controle primário dentro dos limites operativos.

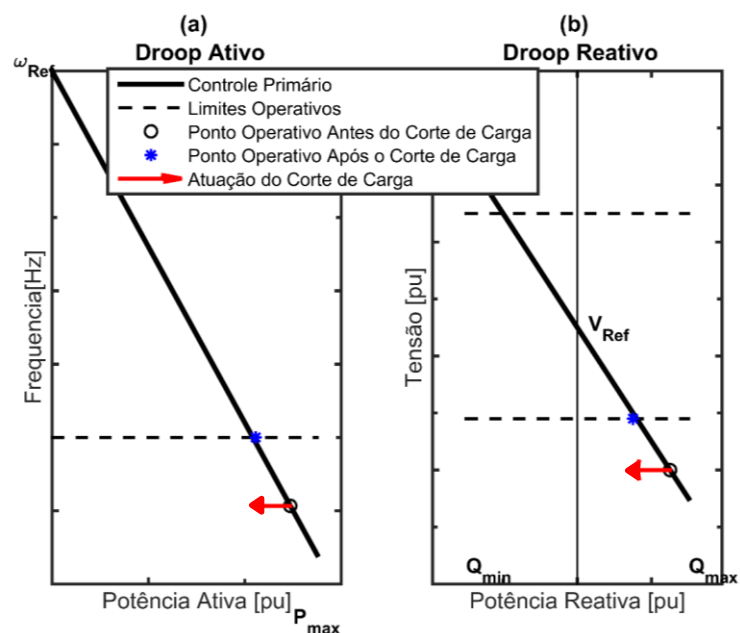


Figura 4-3. Atuação do Corte de Carga.

O esquema de corte de carga proposto nesta tese considera uma ordem hierárquica baseada na prioridade de cada classe de carga para restaurar o ponto operacional do sistema. Segundo [25], as cargas podem ser divididas em três classes diferentes de prioridade; como mostrado na Tabela 2-5. Logo, essa classificação é aqui usada para determinar uma hierarquia de modo a reduzir a demanda do sistema enquanto garante-se que determinadas cargas continuem sendo atendidas, com fornecimento de energia ininterrupto e com qualidade para consumidores de alta prioridade.

Algumas considerações a respeito do corte de carga são feitas:

- 1) O corte de carga compreende simultaneamente a potência ativa e a reativa de cada barra. Isso é feito considerando o acoplamento entre as duas grandezas na manutenção do fator de potência constante;
- 2) A ação é executada de uma forma integral em cada barra. Ou seja, não se admitem valores parciais de corte de carga, já que os relés de atuação são discretizados para a atuação trifásica simultânea.
- 3) O corte de carga por sub tensão é realizado para restabelecer a tensão e a frequência de forma simultânea. Caso a frequência ainda permaneça abaixo do estipulado, o corte por subfrequência é executado.

As próximas sessões detalham as duas políticas de corte de carga aqui propostas. Adicionalmente, uma análise via Simulação Monte Carlo é apresentada com o intuito de quantificar a comparação da metodologia proposta com uma já existente na literatura.

#### **4.3.1 *UnderVoltage Load Shedding(UVLS)* – Corte de Carga por Subtensão**

Diferentemente da frequência, a tensão é uma variável local. Isso implica que o corte de carga por subtensão deve ser aplicado localmente. Para esse propósito, uma análise de sensibilidade é utilizada.

Na literatura, geralmente o corte de carga é executado na barra que apresenta subtensão, como mostrado em [52]. Nessa referência, os autores propõem uma modificação na matriz Jacobiana para transformar o corte de carga em uma variável de estado do fluxo de potência. No entanto, a possibilidade de nessa barra estar conectada uma carga de alta prioridade deve ser considerada. Logo, uma ou mais barras diferentes da que apresenta subtensão podem assumir o corte de carga.

Para essa finalidade, a técnica do Vetor Tangente (VT) pode assumir um papel importante. Na literatura, comumente o VT é utilizado como passo previsor no cálculo da margem de carga de sistemas de transmissão, indicando a sensibilidade das variáveis de estado frente uma variação paramétrica, que no caso, é a carga [74], [76]. Aqui, essa ferramenta será utilizada para a determinação da barra crítica do sistema, isto é, aquela que mostra a maior variação de tensão frente uma variação de carga no sistema. Portanto, identificando a barra crítica do sistema, determina-se a barra mais influente em uma ação de corte de carga no intuito de restaurar a tensão.

É importante ressaltar que a barra crítica aqui determinada é consequência do ponto operativo do sistema e não necessariamente de sua topologia. Ainda, a barra crítica muitas vezes pode corresponder a uma diferente da que apresentou a menor tensão do sistema, como apontando em [77].

O Vetor Tangente é dado por:

$$TV_k = \begin{bmatrix} \mathbf{H}' & \mathbf{N}' \\ \mathbf{M}' & \mathbf{L}' \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ P_k \\ 0 \\ \vdots \\ Q_k \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

onde,  $\mathbf{H}'$ ,  $\mathbf{M}'$ ,  $\mathbf{N}'$  e  $\mathbf{L}'$  são as submatrizes da Matriz Jacobiana do sistema que contém as derivadas parciais das potências ativas e reativas com relação aos ângulos e tensões, respectivamente. Para a condição de ilhamento, a barra de referência complementa esse conjunto, uma vez que participará do processo de alívio de carga.

Para o corte de carga, os valores do VT de todas as barras são então ordenados em uma ordem decrescente, separados de acordo com a classe de prioridade. Assim, é possível determinar uma hierarquia composta pelas barras mais sensíveis, tomando em conta a prioridade de cada uma, conforme descrito na equação (4.15).

$$\Delta Load_{volt} = \begin{cases} (P, Q)_{[\max(VT) \dots \min(VT)]}; prior = Baixa \\ (P, Q)_{[\max(VT) \dots \min(VT)]}; prior = Média \\ (P, Q)_{[\max(VT) \dots \min(VT)]}; prior = Alta \end{cases} \quad (4.15)$$

sendo  $\Delta Load_{volt}$  a carga da barra a ser cortada para alívio de carga no intuito de reestabelecimento da tensão operativa do sistema.

Portanto, o esquema de corte de carga por subtensão é inicialmente aplicado nas barras da classe 1. Se ação não for suficiente, as barras da classe 2 também sofrerão corte de carga, e, em último caso, as da classe 3 mais sensíveis à variação.

### 4.3.2 *UnderFrequency Load Shedding (UFLS)* – Corte de Carga por Subfrequência

Se após a ação de corte de carga por subtensão, a frequência ainda está abaixo do estipulado, o corte de carga por subfrequência deve ser executado.

Para tal, para cada unidade despachável, a geração na frequência limite pode ser reescrita a partir da equação (3.10), tendo a frequência ( $\omega$ ) definida no limite ( $\omega_{lim}$ ). Isso é feito como exposto na equação (4.16).

$$Pg_{lim_i} = \frac{(\omega_{ref} - \omega_{lim})}{m_i} \quad (4.16)$$

onde,  $P_{g_{lim_k}}$  é a potência que deve ser gerada na frequência limite ( $\omega_{lim}$ ). Destaca-se o fato de não corresponder necessariamente à capacidade de geração da unidade.

Portanto, a quantidade de carga necessária a ser eliminada para retornar à frequência dentro do limite pode ser definida pela diferença entre a quantidade total de cargas e perdas e a geração total disponível no limite de frequência, que é expresso na equação (4.17).

$$\Delta Load_{freq} = \left( \sum_{i=1}^{nb} P_{load_i} + P_{loss} \right) - \sum_{i=1}^{ng} P_{g_{lim_i}} \quad (4.17)$$

onde,  $\Delta Load_{freq}$  corresponde ao montante de carga a ser cortado por sub frequência.

Desde que a frequência seja a mesma em qualquer ponto do sistema, o corte de carga por subfrequência pode ser executado em qualquer parte do mesmo. Dado esse pressuposto, o montante de carga a ser cortado deverá ser a menor combinação de soma possível entre as cargas de uma mesma prioridade, respeitando a hierarquia definida da menor para a maior prioridade, de tal forma que satisfaça a condição mostrada na equação (4.17), ou seja:

$$\Delta Load_{freq} \geq \min_{n \in C_{nb}^{(1,2,3...nb)}} \sum_{k=1}^n P_{load_{prior}} \quad (4.18)$$

$prior \in (Baixa, Média, Alta)$

No esquema de corte de carga por subfrequência, a hierarquia formada por baixa, média e alta prioridade de cargas é novamente respeitada. Então,  $\Delta Load_{freq}$  é primeiramente dividido

entre os barramentos de baixa prioridade. Se não for suficiente restaurar o valor da frequência, a redução de carga é executada nas cargas de prioridade média. Finalmente, se ainda estiver fora da faixa nominal, as menores cargas de alta prioridade são consideradas para o corte.

### 4.3.3 Simulação Monte Carlo (SMC)

Os avanços tecnológicos nas infraestruturas de medição e comunicação entre os agentes de uma microrrede permitem a coleta, o armazenamento e o processamento de um grande volume de dados representativos de diferentes cenários operativos do sistema. Assim, reforça-se a evidente necessidade das redes de comunicação para desempenharem um papel importante na implementação da rede inteligente, que deve ser capaz de atender às necessidades de gerenciamento e controle remoto da rede por intermédio do MGCC [78].

O objetivo da SMC empregado aqui é analisar a atuação dos esquemas de corte de cargas para diferentes condições operativas, considerando um modelo estocástico do problema. Para tanto, duas variáveis aleatórias são consideradas sequencialmente:

- O instante da desconexão, correspondente ao momento em que a microrrede muda seu modo de operação de conectado para ilhado. A amostragem do instante é feita em uma curva de distribuição uniforme;
- A duração da desconexão, ou seja, o tempo que a microrrede opera de forma autônoma. Essa variável é amostrada em uma curva de distribuição normal.

O conhecimento prévio das curvas de probabilidade da ocorrência do ilhamento é de suma importância na formulação do problema da SMC para este estudo. Pelo fato do ilhamento ser consequência de uma série de variáveis, tais como condições climáticas, operacionais de emergência entre outros, este trabalho adota, por simplicidade, a distribuição uniforme. Assim, admite-se que o ilhamento pode ocorrer, com igual probabilidade, em qualquer instante do período de análise. Cabe ressaltar que esta premissa foi feita apenas porque não se dispõe de dados suficientes para modelar o instante do ilhamento [51].

Por outro lado, a duração do ilhamento possui um comportamento mais previsível, podendo estar relacionada com os Índices Coletivos de Continuidade<sup>7</sup>, também regulamentados pelo PRODIST Módulo 8. Assim é possível a formulação de um modelo mais elaborado para essa variável aleatória. Aqui, adota-se hipoteticamente a distribuição normal, em que as

---

<sup>7</sup> São eles: DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

probabilidades de ocorrência são maiores para a faixa de valores próximos à média e decrescem à medida que os valores se afastam da mesma, conforme o desvio-padrão dos dados.

A Figura 4-4 ilustra as duas curvas de distribuição aqui abordadas.

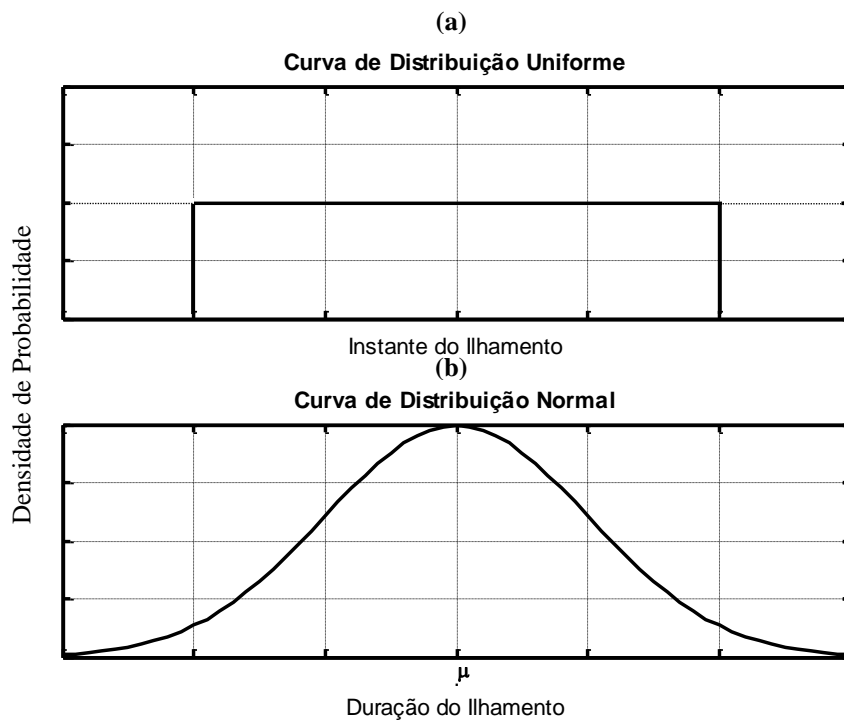


Figura 4-4. Curvas de Distribuição. (a) Uniforme (b) Normal.

Resumidamente, a SMC consiste na amostragem sequencial do tempo inicial e duração da desconexão para criar diferentes cenários de ilhamento para quantificar a atuação do corte de carga. Nestes cenários, a irradiação solar, a velocidade do vento e os perfis de carga configuram um novo cenário atribuído ao sistema. A Figura 4-5 apresenta o diagrama representativo da SMC deste trabalho.

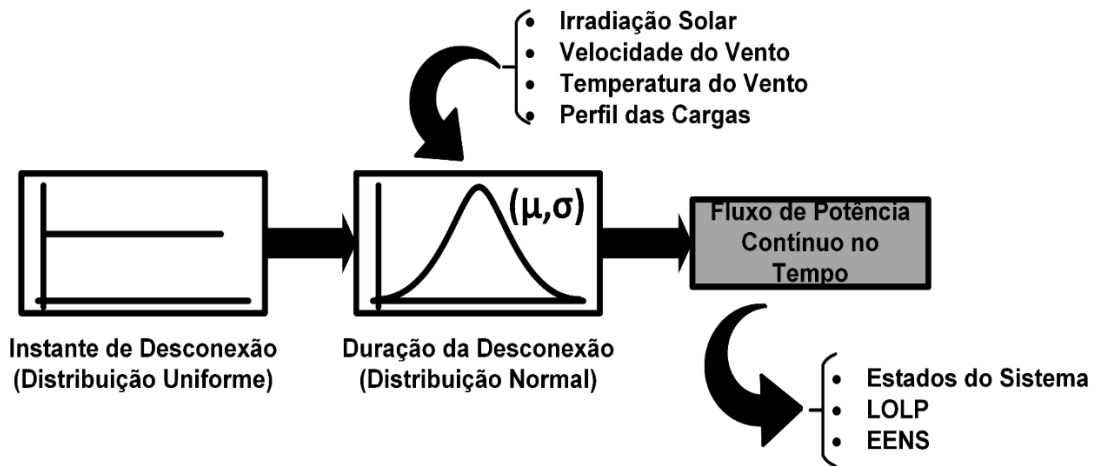


Figura 4-5. Simulação Monte Carlo

Com base nessas informações, o fluxo de potência é executado e suas funções-testes são verificadas:

- LOLP (*Loss of Load Probability*): probabilidade da ocorrência do corte de carga em qualquer instante e de qualquer magnitude durante o ilhamento. Assume a forma como descrito pela equação (4.19).

$$G_{LOLP}(\tau(a)) = \begin{cases} 0, & \text{se em } t \text{ não ocorre corte de carga} \\ 1, & \text{se em } t \text{ ocorre corte de carga} \end{cases} \quad (4.19)$$

tal que,  $G_{LOLP}(t)$  é o teste para LOLP correspondente ao cenário de ilhamento  $\tau$  para uma amostra  $a$ . Atribui-se o valor “1” quando houve corte de carga; e “0” caso contrário, sendo essa a condição de sucesso para o estado sorteado.

- EENS (*Expected Energy Not Supplied*): quantifica a atuação do corte de carga para o dado cenário, ou seja, a quantidade de carga que deixa de ser suprida para que as demais permaneçam com frequência e tensão dentro do estipulado. A função-teste para este caso ( $G_{EENS\tau}(a)(\tau(a))$ ), é dada pela equação (4.20).

$$G_{EENS}(\tau(a)) = \begin{cases} 0, & \text{se em } t \text{ não ocorre corte de carga} \\ \Delta E_{\tau}, & \text{se em } t \text{ ocorre corte de carga} \end{cases} \quad (4.20)$$

onde  $\Delta E_{\tau}$  é o montante de energia não fornecido durante o cenário de ilhamento.

Uma vez realizado um grande número de simulações ou alcançado o critério de parada proposto em [79], os índices podem ser calculados como o valor esperado de uma função teste correspondente ( $E(G)$ ). Esse procedimento é feito através do seguinte estimador não-tendencioso, expresso conforme descrito em [79] na equação (4.21).

$$E'(G) = \frac{1}{n_{MC}} \sum_{i=1}^{n_{MC}} G(\tau(i)) \quad (4.21)$$

onde:

- $G$  : função teste em análise para LOLP ou EENS;
- $E'(G)$  : estimador do valor esperado de  $E(G)$ ;
- $n_{MC}$  : número total de simulações amostradas;
- $\tau(i)$  : estado amostrado na iteração  $i$ .

Para cada classe de prioridade, esses dois índices são responsáveis por analisar o desempenho do sistema no modo ilhado. LOLP fornece a probabilidade de ocorrência de rejeição de carga, enquanto EENS é o valor esperado de energia não fornecida durante a operação autônoma da microrrede.

Por fim, a Figura 4-6 resume a tomada de decisão do corte de carga por meio de um fluxograma.

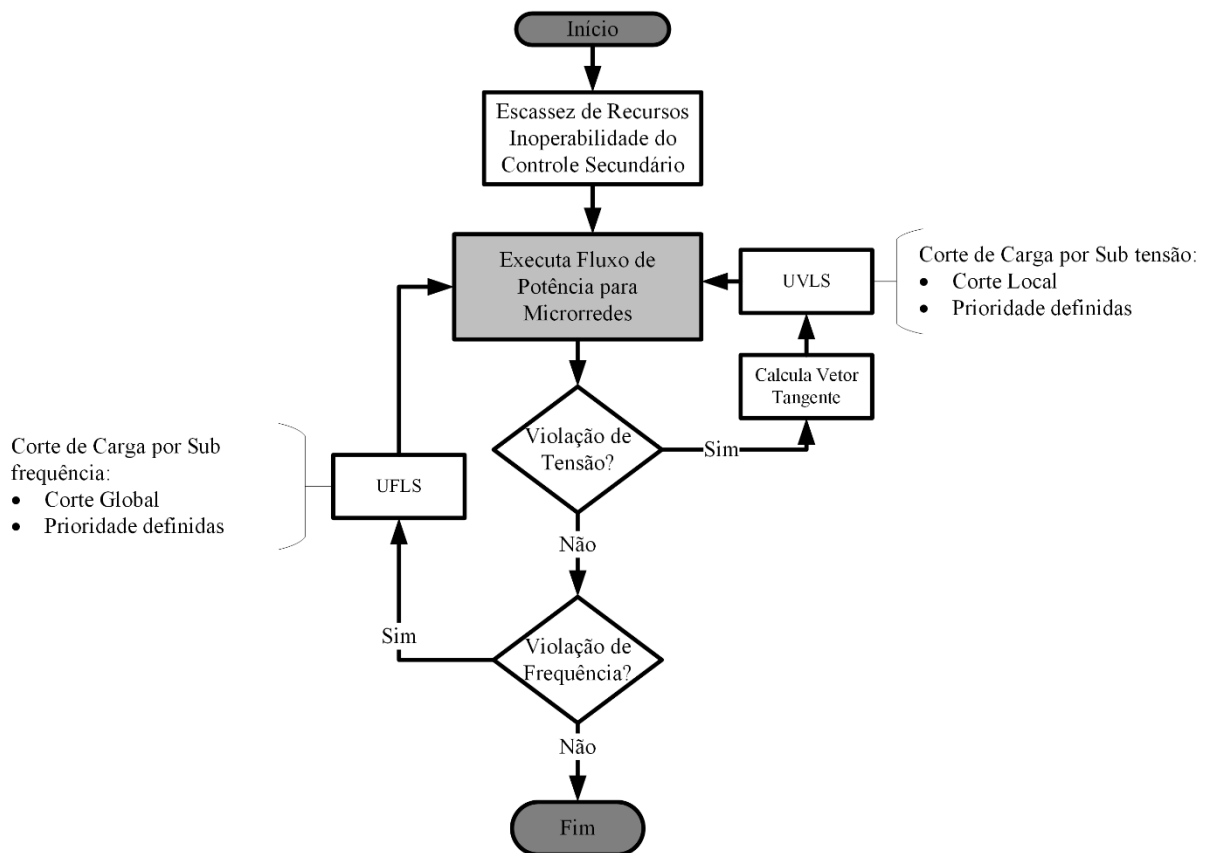


Figura 4-6. Fluxograma da proposta do corte de carga.

#### 4.3.4 Corte de Carga na Ausência da Comunicação

Durante um processo de ilhamento, mesmo em um cenário de falta do serviço de comunicação, a microrrede deve se autogerenciar para suprir todos, ou parte dos consumidores dentro dos limites estabelecidos pelos órgãos reguladores. Neste contexto, o autor deste trabalho propõe em [80] uma forma alternativa de corte de carga, utilizando para tal a Lógica *Fuzzy* e medições terminais de cada barra do sistema.

A Lógica *Fuzzy* proposta para o corte de cargas considera a hipótese de que não há comunicação entre os agentes do sistema. Portanto, a precisão no corte e na escolha das barras que terão carga cortada será comprometida uma vez que a participação do MGCC é descartada. Desta forma, as barras tendem a decidir simultaneamente a carga a ser desconectada em cada uma, ou seja, uma decisão local baseada apenas nas medições do terminal da barra.

Ainda, em um ponto operativo com excesso de geração, ou seja, com reserva de energia para cargas eventualmente desconectadas, existe a possibilidade de reconexão dessas cargas. Conseqüentemente, há uma necessidade de se tomar decisões sobre qual barra pode ser reconectada. Resumidamente, um controlador local da barra decidirá entre o corte de carga quando houver falta de geração e a reconexão da carga cortada quando houver um excesso de geração.

Neste contexto, um conjunto de variáveis de controle é definido para a tomada de decisão em cada barra, tanto para o de cargas, quanto, se possível, para a reconexão. Além disso, dois cenários de operação são levados em conta para o processo de tomada de decisão: quando a microrrede opera sob condições não factíveis e quando a microrrede opera acima dos limites, ou seja, com geração acima do suficiente. Em suma, as variáveis de controle assumem valores pertinentes a cada um desses cenários.

As variáveis de controle recebem níveis qualificados como Alto (H), Médio (M) ou Baixo (L), definindo-os com base em intervalos de valores de operação para frequência ( $C_f$ ) e tensão ( $C_V$ ) e um histórico de medição para nível de geração renovável ( $C_g$ ). Em geral, as variáveis  $C_f$  e  $C_V$  são responsáveis por determinar a quantidade a ser cortada, assim como,  $C_g$  minimiza uma possível quantidade excessiva de chaveamento, uma vez que considera possível uma necessidade de religamento no instante após o desligamento.

Os intervalos definidos para os níveis são diferentes para as duas condições de operação: subfrequência e subtensão; e sobrefrequência e sobretensão, conforme mostrado abaixo.  $k$  corresponde à amostra do instante de tempo considerado.

1) Frequência ( $C_f$ ):

- Sub frequência:

$$C_f = \begin{cases} H, & \text{se } freq(k) \geq 59,0\text{Hz} \\ M, & \text{se } 57 \text{ Hz} \leq freq(k) < 59,0\text{Hz} \\ L, & \text{se } freq(k) < 57 \text{ Hz} \end{cases} \quad (4.22)$$

- Sobre frequência:

$$C_f = \begin{cases} H, & \text{se } freq(k) > 60 \text{ Hz} \\ L, & \text{se } 59,5 \text{ Hz} < freq(k) \leq 60\text{Hz} \end{cases} \quad (4.23)$$

2) Tensão Terminal ( $C_V$ ):

- Sub tensão:

$$C_V = \begin{cases} H, & \text{se } V(k) \geq 0,95 \text{ pu} \\ M, & \text{se } 0,9 \text{ pu} \leq V(k) < 0,95\text{pu} \\ L, & \text{se } V(k) < 0,90 \end{cases} \quad (4.24)$$

- Sobre tensão:

$$C_V = \begin{cases} H, & \text{se } V(k) \geq 0,98 \text{ pu} \\ L, & \text{se } 0,95 \leq V(k) < 0,98 \end{cases} \quad (4.25)$$

3) Probabilidade de Geração Local ( $C_g$ ):

$$C_g = \begin{cases} H \text{ se } 10:00 \leq k + 1 < 14:00 \\ M \text{ se } \begin{cases} 7:00 \leq k + 1 < 10:00 \\ \text{ou} \\ 14:00 \leq k + 1 < 17:00 \end{cases} \\ L \text{ se } 17:00 \leq k + 1 < 7:00 \end{cases} \quad (4.26)$$

A Figura 4-7 ilustra o comportamento esperado da geração fotovoltaica. Na hora do dia, é determinado o nível provável de geração de acordo com as cores em destaque, que qualificam o perfil de incidência da irradiância.

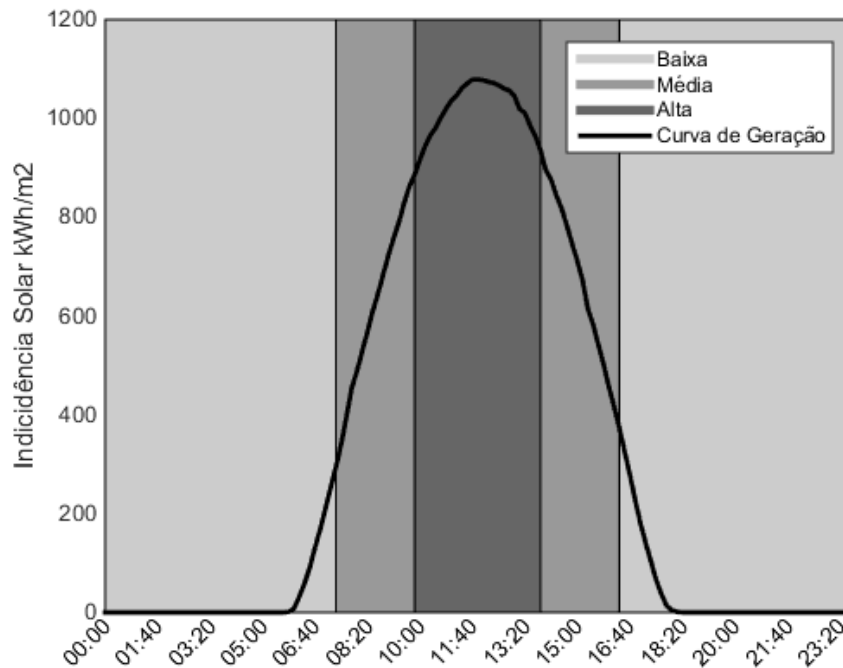


Figura 4-7. Intensidade provável de geração renovável.

Por fim, para diferenciar a tomada de decisão entre as classes de prioridade, uma variável discreta predefinida relacionada ao nível de prioridade do barramento é incluída no conjunto de regras do algoritmo. Essa variável será responsável pela diferenciação entre os valores de carga que devem ser cortados em cada classe de serviço, bem como a prioridade na possibilidade de uma eventual reconexão. A variável de controle da prioridade de carga ( $C_p$ ) é dada conforme:

$$C_p = \begin{cases} H, & \text{se a barra é de prioridade Alta} \\ M, & \text{se a barra é de prioridade Média} \\ L, & \text{se a barra é de prioridade Baixa} \end{cases} \quad (4.27)$$

A saída para o corte de carga corresponde a uma quantificação entre 0 e 1, em que 1 indica o descarte total de carga no barramento, também qualificado em Baixo, Médio e Alto de acordo com suas funções de pertinência. No momento da reconexão, a saída assume os níveis lógicos 0 ou 1, indicando se a carga cortada em um instante de tempo subsequente permanece ou não desligada. Assim, com base nas três variáveis de controle, há um conjunto de 54 possibilidades de saída do nível de carga a ser eliminado em cada barra e 24 para reconexão. Este conjunto de regras contendo as possibilidades é definido como mostrado nas Tabelas 4-1 e 4-2.

Tabela 4-1. Regras Fuzzy para o Corte de Carga

		$C_p$					
		M			L		
$C_v$	$C_f$ $C_v$	H	M	L	H	M	L
H	H	L	L	L	L	L	M
	M	L	L	L	M	M	M
	L	L	L	M	M	M	M
M	H	M	M	M	M	M	M
	M	M	M	M	M	M	M
	L	M	M	M	H	H	H
L	H	M	H	H	H	H	H
	M	H	H	H	H	H	H
	L	H	H	H	H	H	H

Tabela 4-2. Regras Fuzzy para a Reconexão de Carga Cortada Anteriormente

		$C_p$			
		M		L	
$C_v$	$C_f$ $C_g$	H	L	H	L
H	H	Rec.	Rec.	Rec.	Rec.
	L	Rec.	Rec.	Rec.	0
M	H	Rec.	Rec.	0	0
	L	Rec.	0	0	0
L	H	Rec.	0	0	0
	L	Rec.	0	0	0

As funções de pertinência representativas das variáveis de controle de frequência, tensões e probabilidade de geração para ações de corte e reconexão de carga são mostradas nas Figura 4-8.a e 4-8.b, respectivamente. O operador pode modificá-las a qualquer momento, mas elas são as mesmas para todos os barramentos.

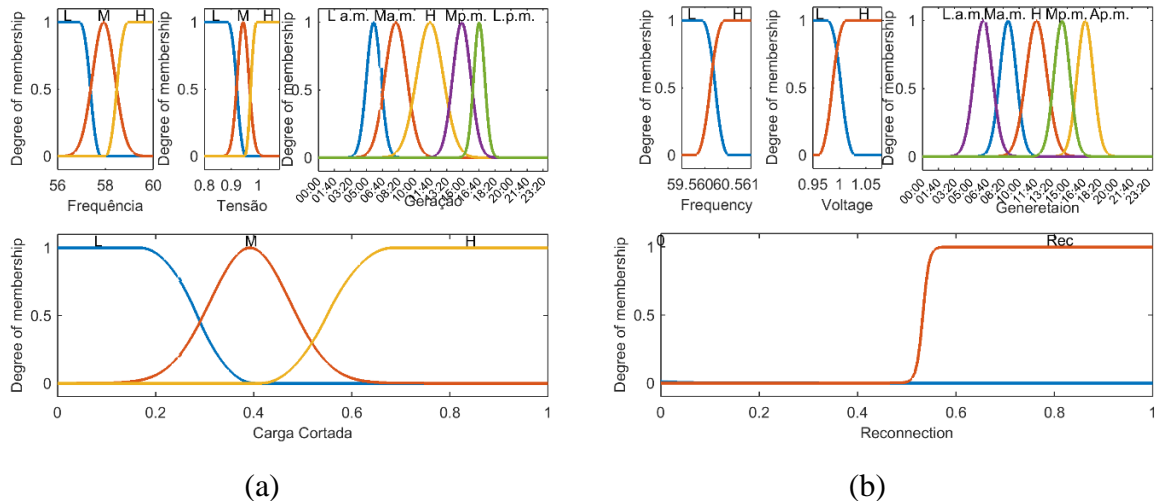


Figura 4-8. Funções de pertiência do algoritmo para corte de carga na ausência de comunicação. (a) para o corte de carga, (b) para a reconexão.

O fluxograma que do algoritmo é ilustrado na Figura 4-9. Observe que, no final da convergência, as duas possibilidades de operação são testadas para determinar a ação em cada barramento.

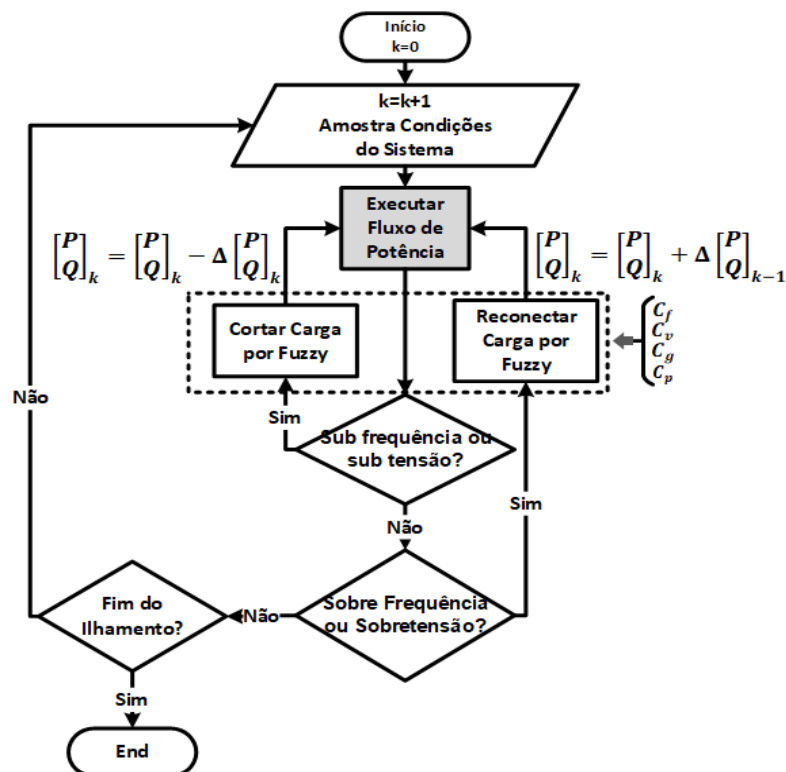


Figura 4-9. Fluxograma da proposta de corte de carga na ausência de comunicação.

#### 4.4 Estabilidade de Tensão em Microrredes

A estabilidade de tensão está associada principalmente à falta de potência reativa e às restrições de linhas de transmissão, limitando o fornecimento de potência aos consumidores [49]. Em microrredes, no entanto, esse problema torna-se agravante devido aos seus limites de controle, dinamicidade da carga, parâmetros do alimentador e capacidade limitada de geradores [12], [46]. Além disso, a intermitência de veículos elétricos e renováveis aliados a questões econômicas e regulatórias aumenta a complexidade do problema principalmente quando a microrrede opera de forma isolada.

As referências [47], [49] apresentam uma formulação matemática para microrredes em operação ilhada quando se calculam tensão e frequência em cada iteração do fluxo de potência. A necessidade de uma barra *swing* nesses trabalhos, contudo, limita a análise do problema, uma vez que essa barra possuirá capacidade de geração ilimitada.

Dentro da análise dos fenômenos de estabilidade de tensão, as curvas PV constituem uma das melhores ferramentas relacionadas a este propósito, mostrando a variação de tensão em um barramento de interesse, quando a carga é variada. Além disso, é possível determinar a carga máxima que o sistema pode fornecer até o colapso de tensão. Fundamentalmente, a margem de carga pode ser definida como a diferença entre o caso base e a carga no MLP (*Maximum Load Point*), sendo um importante índice de robustez do sistema como um todo. A Figura 4-10 descreve uma curva PV e sua formulação. A determinação da margem de carga em microrredes pode ser diferente dos sistemas grandes, e a dependência do modo de operação dos PECs faz com que este problema não seja trivial.

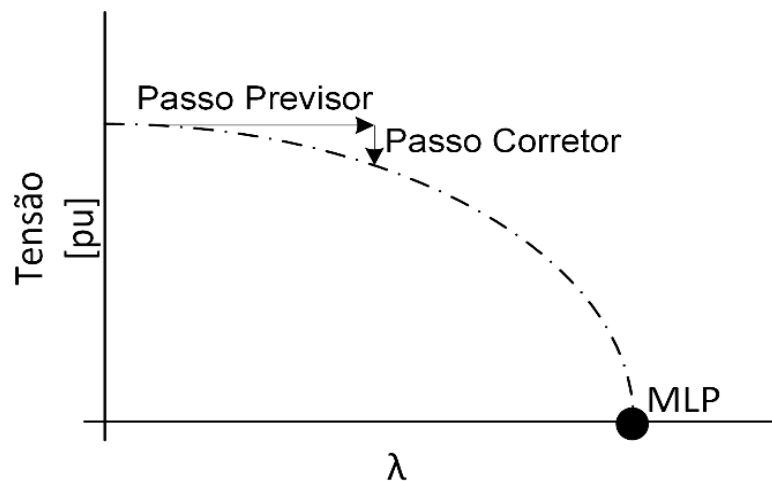


Figura 4-10. Formulação Curva PV

A ideia principal por trás da construção da Curva PV é, de um ponto de operação, conduzir o sistema para outro por uma variação de parâmetro. Para essa razão, os métodos de fluxo de potência continuado podem ser utilizados para qualquer sistema, incluindo microrredes ilhadas. A formulação é exposta como descrito em [47], [49] e tende a levar o sistema de um ponto de equilíbrio composto pelas variáveis de estado até um novo ponto, modificado por um parâmetro operativo qualquer, conforme mostrado:

$$f(\mathbf{x}, \lambda) = 0 \quad (4.28)$$

Em (4.28), é importante frisar que todas as considerações a respeito de microrredes devem ser feitas no fluxo de potência. Assim,  $\mathbf{x}$  representa as variáveis de estado obtidas pela convergência do fluxo de potência detalhado no Capítulo 3, e  $\lambda$  é o parâmetro de variação do sistema, assumido aqui como sendo incrementos de carga e geração.

Para a formulação do método são necessários dois passos, os chamados: Passo Previsor e Passo Corretor.

#### 4.4.1 Passo Previsor

O passo previsor é responsável por dar a direção das variáveis em relação à variação da carga e da geração. Geralmente, o vetor da tangente pode ser usado para este fim, como indicado em [17]. O vetor tangente é facilmente implementado a partir de equações de fluxo de carga, dadas por:

$$\mathbf{TV} = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta\lambda \\ \Delta V \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = [\mathbf{J}]^{-1} \Delta \mathbf{f}_o \quad (4.29)$$

onde  $[\mathbf{J}]$  é a matriz Jacobiana e  $\Delta \mathbf{f}_o$  o conjunto de equações de fluxo de carga do caso base.

Na formulação de  $[\mathbf{J}]$  no modo ilhado, entretanto, existem as derivadas parciais de  $P_{sys}$  e  $Q_{sys}$ , que influenciam a análise de sensibilidade em relação às variações de carga e geração nas barras. Para isso, a redução apresentada em [11] foi implementada aqui de maneira análoga. Assumindo  $P_{sys} = 0$  e  $Q_{sys} = 0$ , o que significa somente explicitar o problema em termos do carregamento das barras, a Matriz Jacobiana em (4.30) é reduzida conforme:

$$[J_{red}] = \begin{bmatrix} \left[ \frac{dP}{d\theta} \right] & \left[ \frac{dP}{dV} \right] \\ \left[ \frac{dQ}{d\theta} \right] & \left[ \frac{dQ}{dV} \right] \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{dQ_{sys}}{d\delta} & \frac{dQ_{sys}}{dV} \\ \frac{dP_{sys}}{d\delta} & \frac{dP_{sys}}{dV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{dQ_{sys}}{dV_1} & \frac{dQ_{sys}}{d\omega} \\ \frac{dP_{sys}}{dV_1} & \frac{dP_{sys}}{d\omega} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{dP}{dV_1} & \frac{dP}{d\omega} \\ \frac{dQ}{dV_1} & \frac{dQ}{d\omega} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

onde,  $[J_{red}]$  são as equações de fluxo de potência que dizem respeito somente às potências ativas e reativas das barras, extraídas de  $[J]$  em relação apenas a termos de cargas ativas e reativas. Assim, é possível determinar o barramento crítico, uma vez que as sensibilidades de ângulo e tensão são uma função apenas da demanda e topologia.

Finalmente, o passo do previsor ( $\Delta\lambda$ ) é calculado por:

$$\Delta\lambda = \frac{K}{\|TV\|} \quad (4.31)$$

Em (4.31), o operador  $\|\cdot\|$  é a norma euclidiana do Vetor Tangente e  $K$  um fator que acelera ( $K > 1$ ) ou desacelera ( $K < 1$ ) o processo. O valor de  $\Delta\lambda$  tende a aumentar à medida que os autovalores da matriz Jacobiana se aproximam de zero. Assim, é possível reduzir o passo do previsor quando o sistema está demasiadamente estressado, isto é, quando se aproxima do ponto de colapso.

Portanto, o passo previsor altera o ponto estável do sistema para um novo ponto operativo, até o colapso. Para isso, aumentam-se em intervalos cada vez menores as cargas e as gerações, como dado:

$$P = P_o(1 + \Delta\lambda) \quad (4.32)$$

$$Q = Q_o(1 + \Delta\lambda) \quad (4.33)$$

onde  $P_o$  e  $Q_o$  são as cargas líquidas das barras para um dado ponto estável do sistema.

Como o modo de operação do PEC desempenha um papel essencial na margem de carga do sistema, a atualização na geração pode se tornar uma dependência de sua capacidade e modo de operação, como resumido na Figura 4-11. É importante observar, por exemplo, que é impossível atualizar a geração em PECs no modo VSI, pois a geração sempre será função da carga.

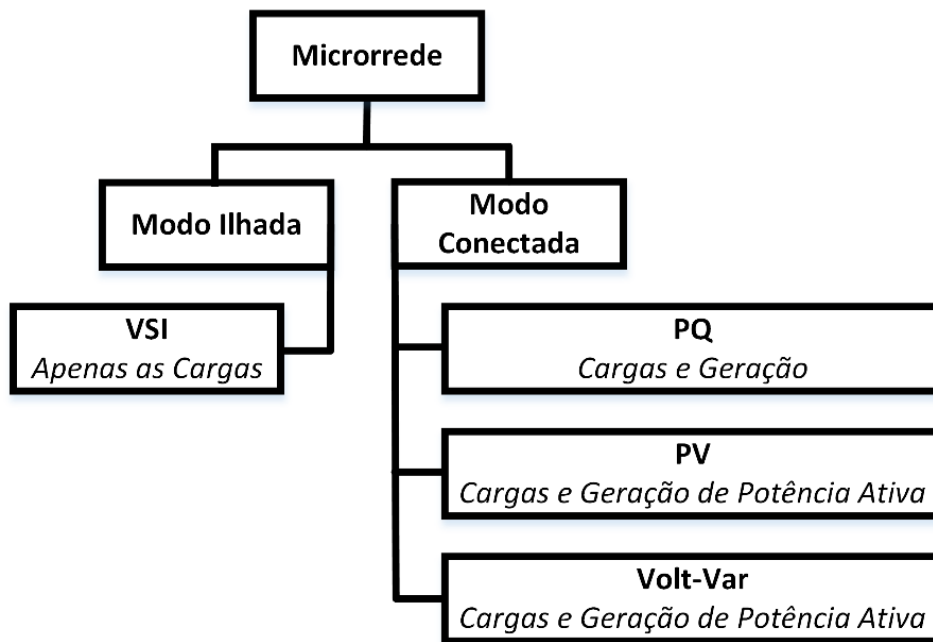


Figura 4-11. Atualização de geração de acordo com o modo operativo do conversor.

Convém aqui ressaltar que a análise de estabilidade de tensão em microrredes é associada à robustez do sistema.

#### 4.4.2 Passo Corretor

O passo do corretor é obtido pela convergência do fluxo de carga considerando a atualização na carga e na geração como uma nova estimativa inicial no fluxo de potência. Nenhum problema de convergência foi observado em qualquer ponto de operação, exceto no MLP, conforme relatado em [45], [47] e [73]

Independentemente dos sistemas tradicionais de energia, a análise de uma curva PV em microrredes proposta nesta tese trata da influência da variação de frequência e dos vários modos de operação dos PECs na margem de carga do sistema. É dada especial atenção à operação ilhada.

### 4.5 Considerações Finais do Capítulo

As três ferramentas principais a serem utilizadas nesta tese foram apresentadas neste Capítulo. O controle secundário é de antemão a primeira medida a ser considerada no restabelecimento do ponto operativo do sistema. Todavia é condicionada à disponibilidade de recursos.

Prevendo o fornecimento de energia de qualidade e a manutenção dos serviços essenciais regulamentados no PRODIST, o corte de carga hierárquico torna-se uma medida emergencial para essa finalidade. Além do mais, uma análise via Curvas PV considerando a nova formulação do fluxo de potência e o modo operativo dos conversores será uma ferramenta auxiliar na tomada de decisão quanto ao corte de carga.

Os capítulos seguintes validarão as ferramentas desenvolvidas nesta tese de doutorado.

## CAPÍTULO 5 – SISTEMA TESTE E ANÁLISE DO PERFIL DE CONVERGÊNCIA DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA MICRORREDES ILHADAS

---

### 5.1 Considerações Iniciais do Capítulo

Neste capítulo será validado o algoritmo de fluxo de potência para microrredes, o qual é apresentado no Capítulo 4. Para tal, alguns resultados parciais que mostram a eficácia da ferramenta são expostos para um cenário operativo definido quando utilizado um sistema teste do IEEE.

Com este intuito, uma plataforma em ambiente computacional MATLAB® foi implementada pelo autor. Portanto, *a priori*, este capítulo se limita a analisar de forma independente a contribuição da ferramenta na determinação do desempenho operativo de uma microrrede. Frisa-se, no entanto, a dependência de cada ferramenta aqui proposta com relação ao fluxo de potência para microrredes, único ponto comum entre todos os abordados.

Logo, o restante deste capítulo é destinado a apresentar o sistema-teste e o cenário operativo utilizados; validar o fluxo de potência apresentado no Capítulo 3. Antes, no entanto, algumas considerações são ressaltadas:

- O sistema é equiparado a um equivalente monofásico e equilibrado por meio das simplificações expostas em [73];
- Geradores despacháveis que porventura operem com valores especificados de potência, trabalham com 70% da capacidade nominal;
- São utilizados perfis de cargas diferentes e coerentes com cada uma das categorias de consumidor. Bem como variações climáticas que afetarão a penetração de recursos renováveis. São utilizados intervalos de 10 minutos;
- O termo *caso base* refere-se à configuração inicial do sistema teste, isto é, sem a penetração de recursos renováveis;
- Em uma operação ilhada, todos os geradores considerados despacháveis operam com os conversores no modo VSI.

## 5.2 Descrição do Sistema Teste e do Cenário Operativo

Optou-se pela utilização do sistema IEEE 37 Nodes Test Feeder. Todos os parâmetros de topologia do sistema podem ser encontrados em [81]. Este é um sistema com características de distribuição, isto é, desequilibrado e radial. A fim de equipará-lo a uma microrrede de forma isolada, alguns geradores despacháveis são inseridos ao sistema, bem como painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, bem como as aproximações propostas em [73] implementadas.

A Figura 5-1 apresenta o sistema com as devidas modificações. Da mesma forma, a Tabela 5-1 os dados das unidades geradoras despacháveis conectadas ao sistema. Adicionalmente, em alguns estudos aqui apresentados, faz-se necessário a utilização de geradores não despacháveis, que serão adotados conforme mostrado na Tabela 5-2. A potência nominal da subestação do sistema é adotada como a potência base para a transformação em grandezas em *pu*.

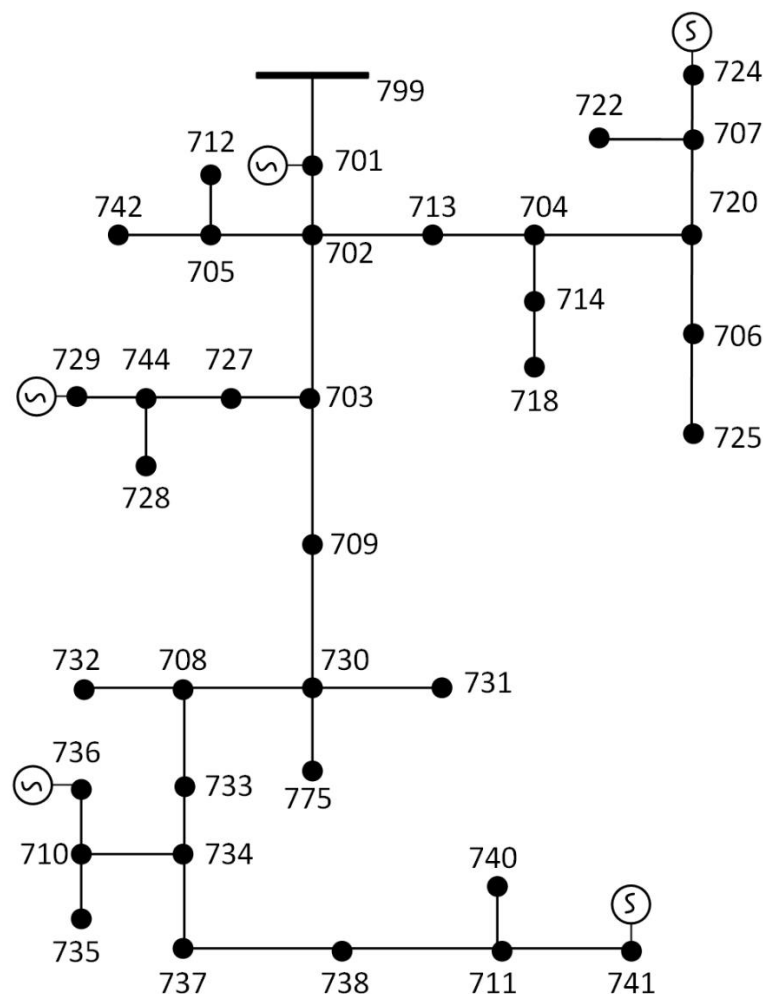


Figura 5-1. Sistema Teste : IEEE 37 Nodes Test Feeder modificado.

Tabela 5-1. Configuração dos Geradores Despacháveis

Barra	$m$	$n$	$P_{max}$	$Q_{max}$	$Q_{min}$	$V_{critic}$
701	0,025	0,015	900	700	-700	[0,93; 1,07]]
729	0,05	0,035	400	300	-300	[0,93; 1,07]]
736	0,025	0,025	900	700	-700	[0,93; 1,07]]
741	0,05	0,045	400	400	-400	[0,93; 1,07]]
724	0,02	0,015	700	600	-600	[0,93; 1,07]]

Tabela 5-2. Configuração dos Geradores Não Despacháveis

Painel Fotovoltaico						
Barra	Potência de Pico (kWp)				FP	
722	150				1	
730	150				1	
728	200				1	
737	200				1	
732	200				1	
Turbina Eólica						
Barra	$v_{ci}(m/s)$	$v_r(m/s)$	$v_{ci}(m/s)$	$P_{wt}^n$	FP	
742	4	13	20	50	1	
731	4	13	20	50	1	
725	4	13	20	50	1	
775	4	13	20	50	1	

Com relação às cargas, seguindo a recomendação da ANEEL por meio da Resolução Normativa e do PRODIST Módulo 4, são divididas de acordo com seus perfis de consumo e prioridades de fornecimento de eletricidade. Assim, neste trabalho adota-se a divisão conforme mostrado nas Tabelas 5-3 e 5-4, para o perfil de consumo e prioridade, respectivamente.

Tabela 5-3. Divisão das Cargas em Grupos de Consumo

<b>Grupo de Consumo</b>	<b>Barra</b>
	<b>Residencial</b>
<b>Alta Renda</b>	703, 704, 705, 706, 707, 709, 711
<b>Media Renda</b>	713, 718, 727, 728, 729, 732, 734
<b>Baixa Renda</b>	735, 736, 738, 741, 775, 799
	<b>Comercial</b>
<b>Pequeno Corte</b>	702, 708, 710, 712
<b>Grande Porte</b>	722, 724, 725, 733, 737, 742
	<b>Industrial</b>
<b>Pequeno Porte</b>	714, 720, 730, 731, 740, 744
<b>Grande Porte</b>	701

Tabela 5-4. Divisão das Cargas de Acordo com a Prioridade

<b>Prioridade</b>	<b>Baixa</b>
<b>Baixa</b>	701, 703, 704, 705, 706, 707, 709, 711, 713, 718, 727, 728, 729, 732, 734, 735, 736, 738, 741, 775, 799
<b>Media</b>	702, 708, 710, 712, 714, 720, 730, 731, 740, 744
<b>Alta</b>	722, 724, 725, 733, 737, 742

Por fim, cada categoria de consumo implica em um perfil de consumo ao longo do dia. Assim, a fim de performar a atuação do controle secundário e do corte de carga, adotam-se os perfis expostos da Figura 5-2 para cada categoria, tanto para potência ativa quanto reativa. Ainda, em virtude da penetração de geração não despachável, sujeita às variações climáticas, a Figura 5-3 expõe os principais parâmetros que afetam a geração renovável, conforme descrito na Seção 2.2.1: Irradiação Solar, Temperatura Ambiente e Velocidade do Vento.

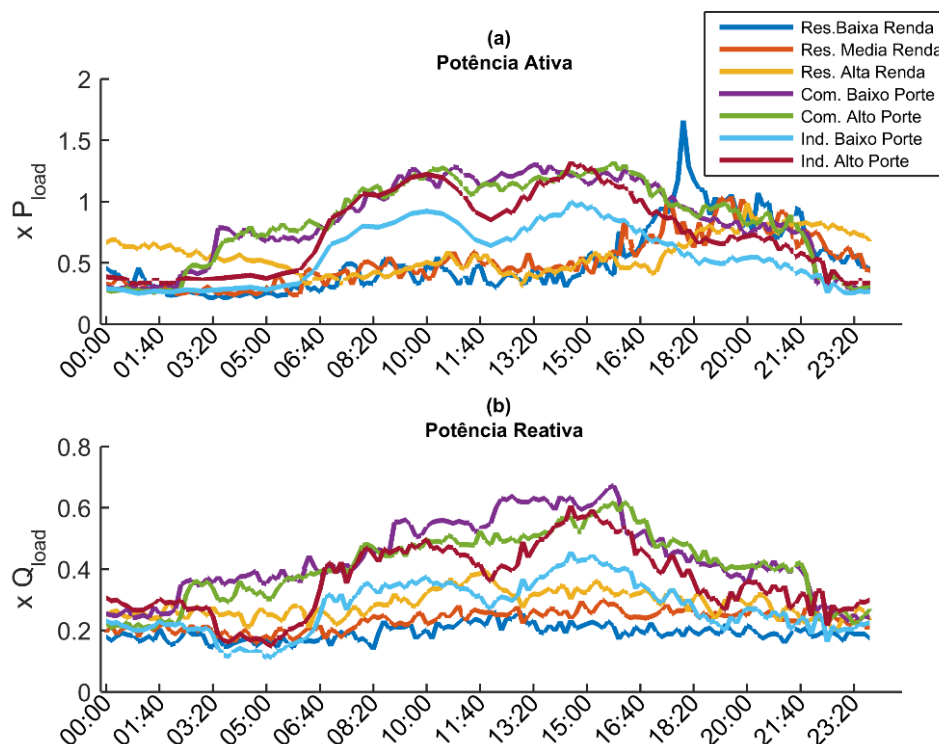


Figura 5-2. Perfil Característico para as Cargas do Sistema para dias úteis. (a) Potência Ativa (b) Potência Reativa.

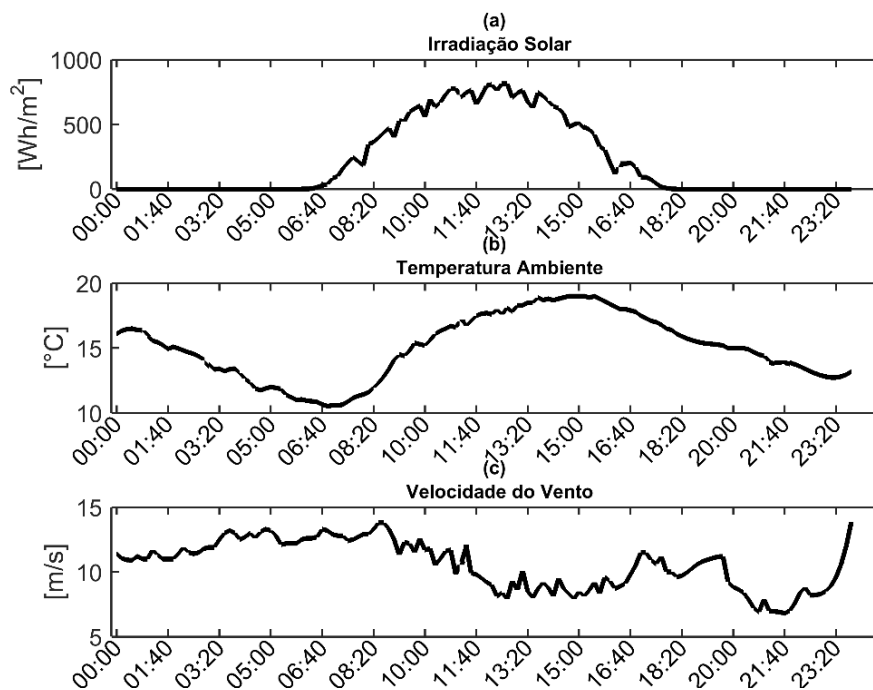


Figura 5-3. Condições climática para o dia considerado. (a) Irradiação Solar, (b) Temperatura Ambiente e (c) Velocidade do Vento.

### 5.3 Validação do Fluxo de Potência para Microrredes Ilhadas

#### 5.3.1 Comparação entre os Métodos de Convergência

O algoritmo de fluxo de potência é implementado em ambiente computacional do software MALTAB® e executado por intermédio de um processador Intel i7 4500U @ 2.4Ghz. A tolerância absoluta adotada para o fluxo de potência é  $10^{-6}$ . Somente unidades despacháveis são consideradas nesta primeira análise para validação do algoritmo, sendo alocadas aleatoriamente no sistema, preservando uma distância considerável entre cada unidade. Assim, cria-se uma rede de distribuição ativa que pode operar nos modos conectado à rede e ilhada.

Em um primeiro momento, o sistema opera no modo conectado. O desempenho do processo de convergência relativo ao número de geradores com todos os modos está exposto na Tabela 5-5. Os métodos de rotação do eixo e Levenberg-Marquardt são comparados. De um modo geral, ambos têm um bom desempenho computacional para os modos de operação de qualquer PEC. Entretanto, relacionado ao modo PV, o método de Levenberg-Marquardt reduz significativamente o número de iterações e o tempo de convergência, uma vez que não há necessidade da Equação (3.36). Esta equação exige esforço computacional para obter potências ativas e reativas de barramentos PV de forma iterativa durante a convergência. Relacionado aos outros modos, os resultados de desempenho são muito semelhantes. Além disso, o tempo de esforço computacional aumenta à medida que o número de geradores também aumenta para qualquer condição.

Tabela 5-5 Comparação da performance de convergência para o fluxo de potência em uma microrrede conectada.

	Nº de Geradores	Nº de Iterações	Tempo Computacional (s)
<b>PEC</b>	<b>Rotação de Eixos</b>		
	2	10	0,727
<b>PV</b>	4	11	0,8408
	6	11	0,9169
	8	12	1,042

	2	3	0,2714
<b>PQ</b>	4	4	0,3157
	6	4	0,3485
	8	5	0,3907
	<hr/>		
<i>volt-var</i>	2	3	0,325
	4	3	0,347
	6	3	0,390
	8	4	0,4102
	<b>Método de Levenberg-Marquardt</b>		
	2	3	0,2486
<b>PV</b>	4	3	0,2661
	6	3	0,2714
	8	3	0,2931
	<hr/>		
<b>PQ</b>	2	3	0,208
	4	3	0,2167
	6	3	0,2276
	8	3	0,2442
<hr/>			
<i>volt-var</i>	2	3	0,3137
	4	3	0,3452
	6	3	0,3607
	8	3	0,3692

Quando o sistema transita da operação conectada à rede para a operação ilhada, os PECs podem mudar para o modo VSI para controlar a frequência, não mais definida pela rede principal. A Tabela 5-6 mostra o desempenho computacional relacionado à solução de fluxo de potência de microrrede ilhada para os dois métodos. Pode-se ver na Tabela 5-6 que há uma relação oposta referente ao esforço computacional entre os dois métodos quando comparada ao exposto na Tabela 5-5.

Tal observação é uma consequência da matriz Jacobiana para o fluxo de potência de microrredes ilhadas, que tende a ser naturalmente esparsa devido ao número de derivadas nulas, o qual é proporcional ao número de geradores em VSI. Portanto, mesmo com a rotação do eixo, casos com poucos geradores necessitam de um considerável esforço para inverter a matriz Jacobiana, o que aumenta o tempo e as iterações para a convergência. No entanto, o esforço computacional diminui à medida que o número de geradores aumenta, ou seja, o número de elementos nulos diminui melhorando o desempenho computacional. Por outro lado, o Método Levenberg-Marquardt apresenta um desempenho semelhante em comparação com o caso ligado à rede, em que o tempo de convergência aumenta à medida que o número de geradores aumenta.

Tabela 5-6. Comparação da performance de convergência para o fluxo de potência em uma microrrede ilhada.

	Nº de Geradores	Nº de Iterações	Tempo Computacional (s)	
<b>PEC</b>	<b>Método de Levenberg-Marquardt</b>			
	2	7	0.6588	
	4	8	0.7428	
	<b>VSI</b>	6	10	0.859
	8	13	1.31	
	10	14	1.56	
<b>VSI</b>	<b>Rotação de Eixos</b>			
	2	18	1.46	
	4	14	1.21	
	6	13	1.09	
	8	11	0.935	
	10	8	0.713	

A comparação acima explicitada é retirada da referência [82].

Por fim, a Figura 5-4 mostra o perfil de tensão no caso base quando os PECs operam com modos diferentes. Foram considerados seis geradores com as características expostas na Tabela 5-1 conectados às Barras 799, 727, 735, 741, 720 e 724. Mesmo no modo VSI, ou seja,

em operação ilhada, o sistema pode manter o perfil de tensão dentro dos limites convencionais de operação, isto é, entre 0,95 e 1,05 p.u.. No modo conectado à rede, os PECs em PQ não podem controlar a tensão do terminal, apenas fornecem energia ativa e reativa definida, o que pode ser um problema na manutenção do perfil de tensão, diferentemente do que ocorre com PECs em PV ou *volt-var*. No entanto, dado o significativo avanço no número de conexões de geradores distribuídos por consumidores de baixa tensão, as concessionárias adotam o modo PQ para tais geradores, devido à dificuldade de coordenação na operação dos demais conversores e necessidade de uma infraestrutura de comunicação entre eles.

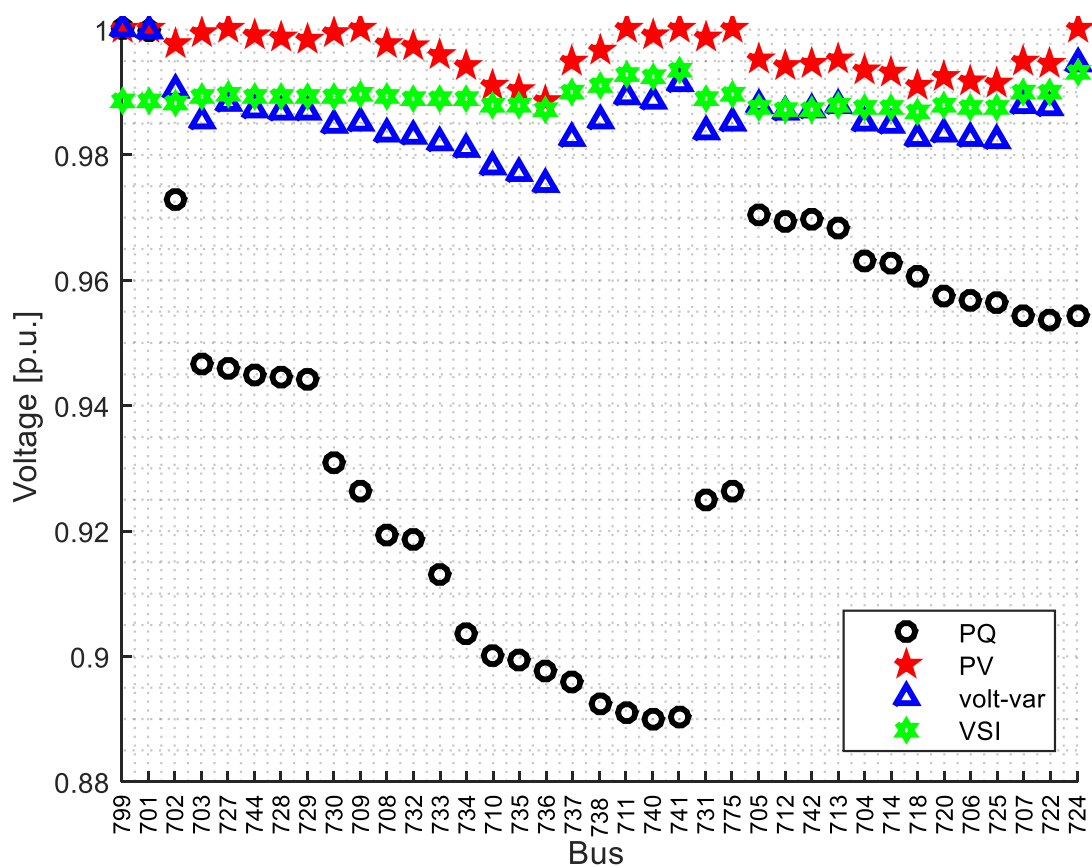


Figura 5-4. Perfil de Tensão da Microrrede para todos os modos operativos de conversores.

O Método de Levenberg-Marquardt é implementado para contornar problemas associados à convergência do fluxo de potência para microrredes ilhadas. Vale ressaltar que estudos preliminares mostraram a necessidade de rotação do eixo em algumas análises de estabilidade de tensão, principalmente relacionadas ao ponto de colapso de tensão. O Levenberg-Marquardt possui uma limitação em regiões próximas ao ponto de singularidade na matriz Jacobiana.

### 5.3.2 Perfil de Convergência do Método Escolhido

Adicionalmente, esta seção é destinada a validar o algoritmo implementado para o fluxo de potência em microrredes ilhadas em condições normais e com alta penetração (1,5) de recursos renováveis. Todos os geradores despacháveis operam inicialmente em modo VSI com os valores de referência em  $V_{Ref} = 1 pu$  e  $\omega_{ref} = 60 Hz$ . O sistema é construído tal como a topologia e os cenários mostrados na seção anterior.

Para o caso base, o perfil de tensão e de geração é dado na Figura 5-5. Em virtude do modo de operação, os conversores mudarão a tensão terminal de forma inversamente proporcional ao coeficiente de *droop* reativo de cada um, o que implica em tensões diferentes ao valor de referência. Ideia semelhante para a frequência, calculada em 59,34 Hz, quanto maior for o coeficiente de *droop* ativo, menor será a parcela da demanda atribuída à unidade geradora. Nessa condição, o algoritmo convergiu em 6 iterações até atingir a tolerância de  $10^{-6}$ .

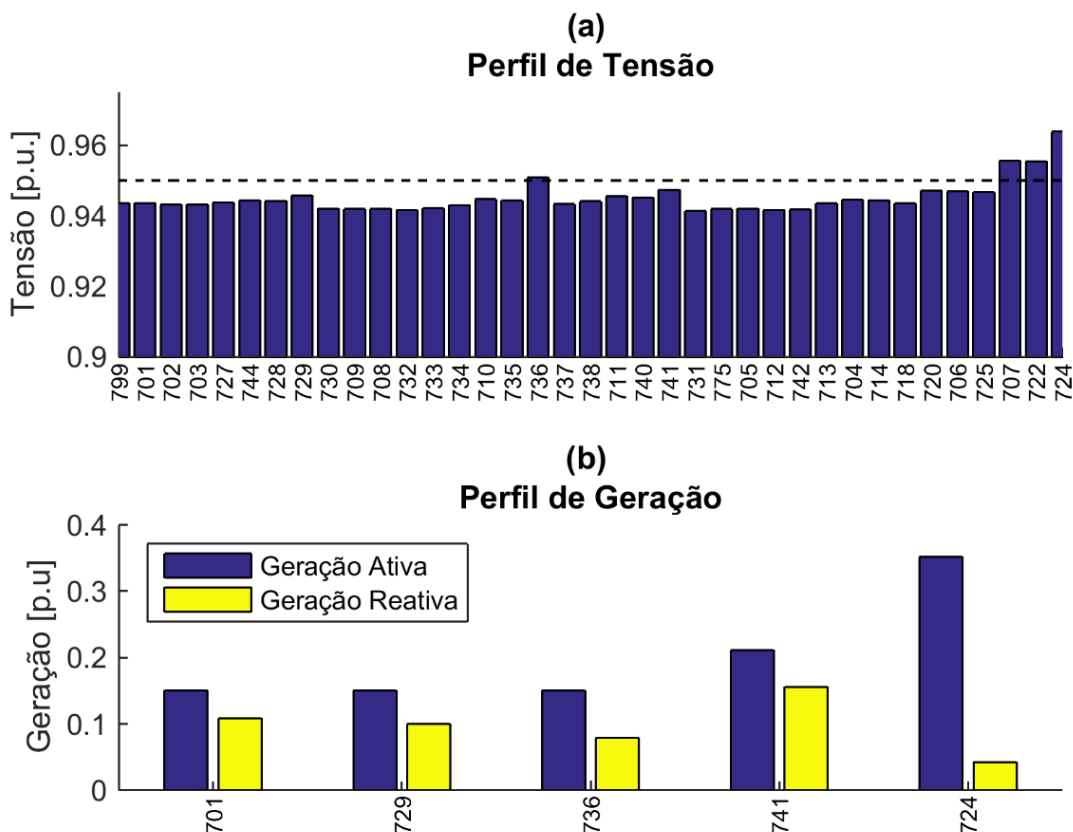


Figura 5-5. Validação do Algoritmo para o caso base. (a) Perfil de Tensão (b) Geração.

Neste trabalho, para cada uma das ferramentas, este algoritmo é executado 144 vezes resultantes do cenário proposto, amostrado em intervalos de dez minutos durante um dia. Em nenhuma das situações ocorrem problemas de convergência, conforme mostrado na Figura 5-

6, a qual exibe o perfil de frequência, e na Figura 5-7, que exibe a quantidade de iterações necessárias para o algoritmo atingir a tolerância estipulada. Além do cenário mostrado, criou-se um com alto índice de penetração de renováveis ( 50% superior à carga) para sustentar a afirmação da eficácia do algoritmo frente a problemas de convergência.

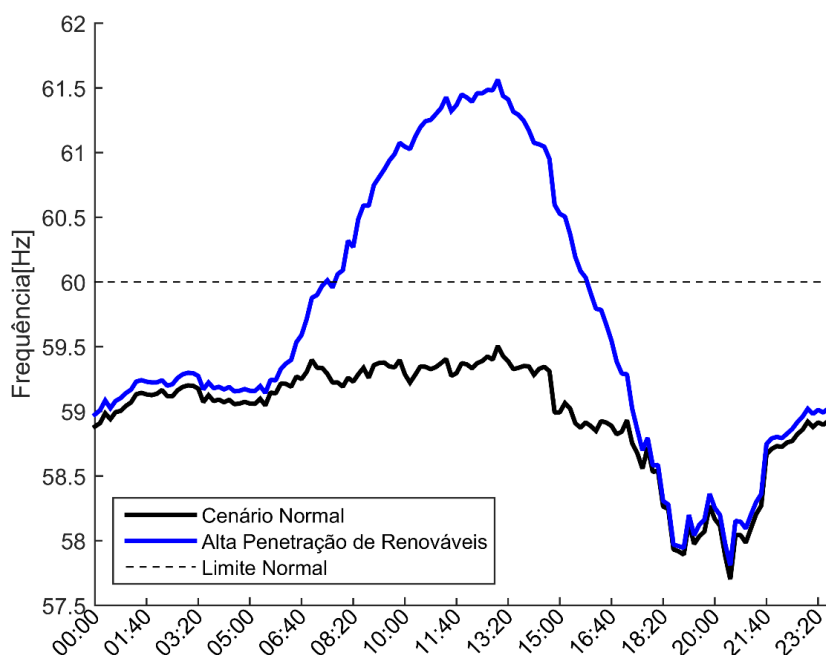


Figura 5-6. Comportamento da Frequência para os cenários considerados.

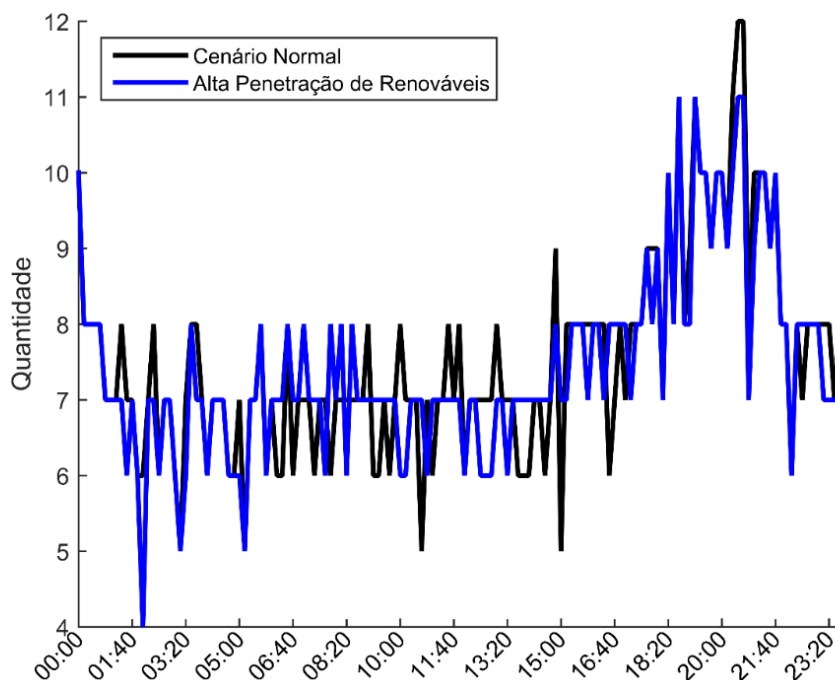


Figura 5-7. Quantidade de Iterações para os cenários considerados

Portanto, mesmo para um cenário com nível de penetração geração renovável superior à carga, o algoritmo não encontrou problemas de convergência, atingindo a tolerância de convergência em entre 4 e 12 iterações, dependendo do cenário de carga. Número maior de iterações para carga alta, e menos iterações para carga baixa. O algoritmo se mostrou condizente com a problemática abordada em microrredes, uma vez que consegue, por exemplo, reproduzir cenário de sobre frequência sem que perca a convergência.

#### **5.4 Considerações Finais do Capítulo**

O algoritmo de fluxo de potência desenvolvido cujos resultados são validados e discutidos neste capítulo serve como base da plataforma de operação de microrredes desta tese. Convém aqui ressaltar que não foram observados problemas de convergência.

O próximo capítulo é destinado à apresentação e discussão dos resultados das estratégias de controle do sistema, incorporadas ao algoritmo de fluxo de potência.

## CAPÍTULO 6 – DESEMPENHO DAS FERRAMENTAS PROPOSTAS

---

### 6.1 Considerações Iniciais do Capítulo

**E**ste capítulo é destinado à apresentação dos resultados provenientes da principal proposta desta tese de doutorado, isto é, das estratégias de controle para microrredes operando em modo ilhado.

Conforme previamente citado no Capítulo 4, o trabalho contempla duas abordagens para gestão dos recursos do sistema: uma proposta de controle secundário e outra para o corte de carga. Adicionalmente, uma análise relacionada à estabilidade de tensão também é contemplada de modo a auxiliar em um eventual corte de carga para evitar fenômenos de colapso de tensão.

Evidentemente, o controle secundário é a primeira ação que o MGCC tomará para restaurar o ponto operativo do sistema. No entanto, torna-se inoperante quando a capacidade dos geradores atinge o limite, sendo, portanto, necessário o corte de carga para que o suprimento de energia a cargas ditas essenciais seja mantido. A análise das curvas PV tem a intenção de verificar outros limites que levem ao corte de carga além do esgotamento dos recursos.

As estratégias de controle propostas são discutidas separadamente, de modo a evidenciar a influência de cada uma no desempenho operativo da microrrede. Ressalta-se que todas estão relacionadas ao algoritmo de fluxo de potência para microrredes ilhadas desenvolvido no Capítulo 3. A unificação das três propostas em uma plataforma de controle preditivo compreende a principal linha de raciocínio para a continuação deste trabalho.

### 6.2 Controle Secundário

Uma primeira análise para o controle secundário é feita de forma isolada em sua atuação durante um único ponto operativo do sistema. Neste contexto, em relação ao desempenho do controle secundário, a Tabela 6-1 reporta os novos valores de referência de todos os barramentos para restaurar o ponto de operação dentro de limites aceitáveis. Os valores de referência iniciais para todos os geradores são os mesmos da rede, ou seja, 60 Hz e 1 p.u. de tensão e as faixas de frequência e tensão adequadas para qualquer barra são  $60 \pm 0,5$  Hz e  $1 \pm 0,05$  p.u., respectivamente. Em um primeiro momento, a quantidade de carga no sistema

compreende o dobro em comparação ao caso base. Esta consideração é feita na tentativa de se criar um cenário adverso para observar o desempenho isolado do controle secundário.

Tabela 6-1. O perfil de geração antes e depois da atuação do controle secundário.

Barra	Antes do Controle Secundário		Após o Controle Secundário			
	$P_g$	$Q_g$	$P_g$	$Q_g$	$V_{Ref}$	$f_{Ref}$
<b>701</b>	0,8916	0,2232	0,8844	0,2232	1,0141	1,0098
<b>736</b>	0,8916	0,3943	0,8844	0,5093	1,1052	1,0098
<b>729</b>	0,8844	0,2595	0,8844	0,3776	1,1068	1,0098
<b>741</b>	0,7200	0,4080	0,7200	0,4080	1,000	1,0098
<b>724</b>	0,7200	0,4080	0,7200	0,4080	1,000	1,0098

É importante observar que os geradores localizados nas Barras 724 e 741 atingem seus limites. Conseqüentemente, os PECs são comutados para o modo PQ e assim são removidos da atuação do controle secundário. Assim, o processo tende a ser executado pelos outros geradores com limites disponíveis até que o ponto de operação seja restaurado.

Para que o sistema opere sob limites aceitáveis, os geradores têm os valores de frequência de referência alterados para 60,59 Hz, enquanto os níveis de tensão são alterados por meio da sensibilidade, assumindo os valores indicados na coluna correspondente da Tabela 6-1. Resumidamente, os geradores nas Barras 736 e 729 têm mais influência sobre a restauração de tensão no barramento de menor tensão do que o conectado na Barra 701. Matematicamente, isso significa que, seguindo a abordagem da Equação (4.9), a sensibilidade da tensão da Barra 718 é mais sensível às gerações das Barras 736 e 741, do que às outras.

Ademais, a Tabela 6-2 mostra o ponto de operação do sistema relacionado aos barramentos de menor e maior tensão antes e após a atuação do controle secundário. As perdas do sistema também são mostradas. De acordo com a Tabela 6-2, há uma pequena redução nas perdas do sistema relacionando os cenários antes e após o desempenho do controle secundário. Assim, o controle centralizado proposto provoca uma redução na potência de geração enquanto as tensões e a frequência permanecem nos limites apropriados.

Tabela 6-2. O ponto de operação antes e depois da atuação do controle secundário.

Descrição	Antes do Controle Secundário		Após o Controle Secundário	
	Barra	Tensão (p.u.)	Barra	Tensão (p.u.)
<b>Menor Tensão</b>	718	0,87	718	0,95
<b>Maior Tensão</b>	736	0,935	736	0,9906
<b>Frequência (Hz)</b>	58,5		59,5	
<b>Total de Perdas (p.u.)</b>	0,2030+0,0357i		0,1816+0,0320i	
<b>Total de Carga (p.u.)</b>	3,9917 + 1,9395i		3,9917 + 1,9395i	
<b>Total de Geração (p.u.)</b>	4,1947 + 1,9752i		4,1733 + 1,9715	

As próximas subseções apresentam duas abordagens para validar a precisão da metodologia do controle secundário proposta, considera-se o incremento na geração renovável e no nível de carregamento do sistema.

### 6.2.1 Atuação do Controle Secundário Frente ao Aumento do Nível de Penetração de Geração Renovável

Como forma de analisar a metodologia proposta em diferentes cenários, fontes renováveis são conectadas às barras, conforme disposto na Tabela 5-2, do capítulo anterior. Neste sentido, esta análise considera, além das unidades despacháveis do caso base, unidades fotovoltaicas e eólicas conectadas à rede através de conversores eletrônicos de potência no modo PQ, ou seja, são modeladas como cargas negativas na formulação do fluxo de potência.

No contexto exposto,  $\rho_{ren}$  quantifica a penetração da geração renovável, dada pela razão entre a quantidade total de geração renovável ( $P_{ren}$ ) e carga ativa nominal ( $P_{load}$ ), tal como:

$$\rho_{ren} = \frac{\sum P_{ren}}{\sum P_{load}} \quad (6.1)$$

As Figuras 6-1 a 6-4 apresentam os principais resultados sob diferentes níveis de penetração de geração renovável.

O perfil de frequência do sistema antes e após a atuação do controle secundário é mostrado na Fig. 6-1. O MGCC altera proporcionalmente a frequência de referência dos geradores para preservar a frequência dentro do limite, de acordo com o cenário operativo. Este

processo é feito globalmente, isto é, o mesmo valor para todos os geradores, uma vez que a frequência é a mesma em qualquer parte do sistema.

Pode-se ver que a frequência de referência é reduzida à medida que a frequência inicial aumenta. Além disso, os geradores reduzem sua produção como forma de compensar o aumento do nível de penetração, de modo que a frequência tende a aumentar até os cenários de sobre frequência, ou seja, sem geração despachável e mais geração renovável do que carga. Para o caso em questão, somente para  $\rho_{ren} < 0,5$ , o sistema opera com subfrequência, necessitando, portanto, do controle secundário. Para valores  $\rho_{ren} > 0,5$ , o controle secundário é desnecessário, uma vez que a frequência está acima do limite. Quando o  $\rho_{ren}$  se torna superior à unidade, o que em tese caracteriza um limitante para a capacidade de hospedagem de geradores distribuídos em modo PQ do sistema, uma estratégia de corte de geração, ou eventualmente o carregamento de veículos elétricos/dispositivos armazenadores, deve ser considerada.

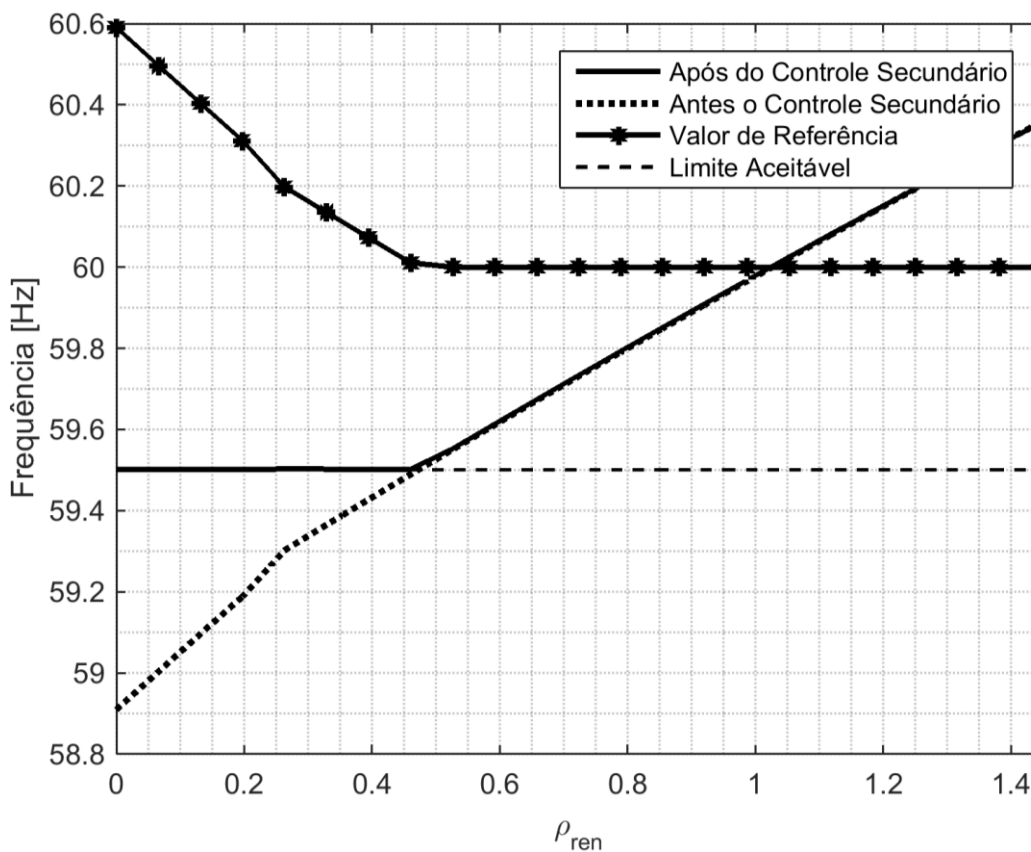


Figura 6-1. Regulação de frequência sob o nível de geração renovável.

A Figura 6-2 exhibe a eficácia do controle secundário quando o sistema está sob condições de subtensões, mostrando que as barras com o perfil de tensão mais baixo são monitoradas durante a convergência do fluxo de potência até atingir o limite. Assim, a manutenção do limite na barra com menor nível de tensão mantém o perfil de tensão de todos

os barramentos em uma região segura. Neste caso, as Barras 712 e 718 apresentam os menores níveis de tensão em instantes diferentes, e o MGCC monitora todos controlando apenas os menores, garantindo a completa restauração do perfil de tensão pelo ajuste da tensão de referência em cada PEC que opera em modo VSI.

Para tanto, todos os geradores terão participação simultânea de acordo com suas sensibilidades em relação à barra monitorada durante o processo de restauração de tensão. A Figura 6-2.a expõe as faixas em cada valor de referência de tensão. Os geradores mais influentes no processo tem as referências de tensão alteradas proporcionalmente à sensibilidade da variação de tensão nas barras desejadas em razão da variação de potência. Durante os primeiros níveis de penetração de renovável, os valores de referência tendem naturalmente a reduzir, exceto o da Barra 724, que não participa do processo uma vez que opera na capacidade da máquina. Para valores de  $\rho_{ren} > 0,2$ , todas as barras participam da restauração.

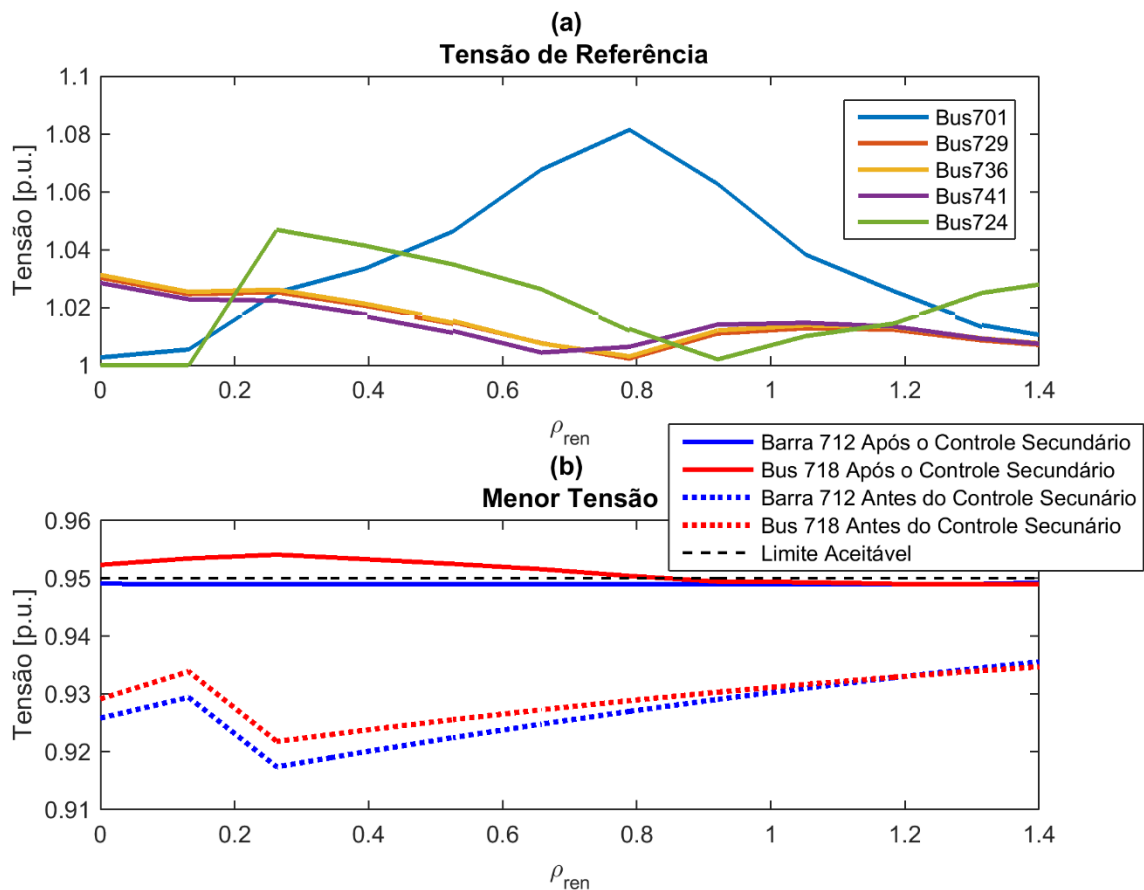


Figura 6-2. Regulação de tensão sob o nível geração renovável. (a) tensões de referência dos geradores e (b) menor perfil de tensão.

Em as condições estudadas, o MGCC monitora o barramento de menor tensão e o controle secundário garante uma restauração satisfatória, como mostra a Figura 6-2.b. Neste

caso, as Barras 712 e 718 experimentam, em diferentes instantes, a menor tensão. Além disso, como o aumento da geração renovável é feito de forma descentralizada e em barras específicas, a topologia da operação tende a ser alterada à medida que o nível de penetração aumenta, ou seja, diferentes taxas de sensibilidade à regulação de tensão são calculadas pelo MGCC. Esta é a razão por trás do comportamento apresentado pelo perfil do ajuste das referências de tensões da Figura 6-2.a.

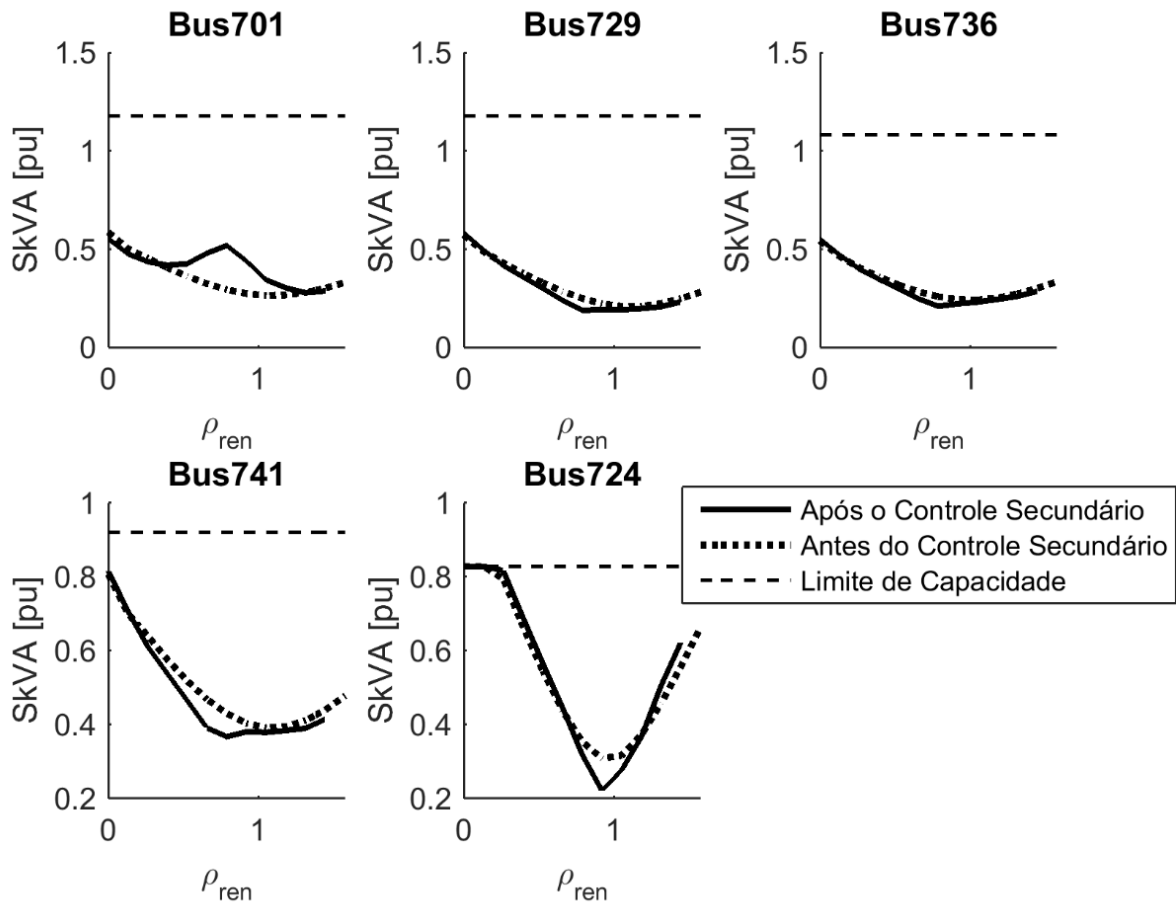


Figura 6-3. Perfil de geração despachável sob o nível de geração renovável.

A potência gerada para todos os geradores despacháveis é ilustrada na Figura 6-3. É possível notar que os geradores não violam os limites de potência estabelecidos. Além disso, a diferença de potência gerada entre as operações iniciais, ou seja, após o controle secundário, é pequeno em relação ao ponto de operação final, o que garante a precisão do controle secundário sobre o consumo de energia. Além disso, a Barra 724 é a única a exceder seu limite de capacidade em cenários de menor penetração de renovável. No entanto, esse gerador é inicialmente retirado do processo, tendo a geração definida no limite em virtude da alternância

para o modo PQ. Logo, a restauração de tensão fica a cargo dos geradores que não tiveram a capacidade violada.

Na Figura 6-3, observa-se que em cenários com baixa penetração, à medida que a penetração renovável aumenta, a geração despachável diminui, o que de certo modo é esperado. No entanto, um comportamento oposto ocorre em cenários de alta penetração, onde a geração tende a aumentar à medida que a penetração também aumenta. Isto acontece porque os PECs no modo PQ geralmente operam com um fator de potência unitário, ou seja, não injetam potência reativa, ficando a cargo dos geradores despacháveis o fornecimento de potência reativa ao sistema.

Assim posto, as perdas também tendem a aumentar nesses cenários, como mostra a Figura 6-4. Para suprir a carga e as perdas reativas, as unidades despacháveis aumentam sua geração de energia reativa, aumentando o fluxo de potência nos ramos do circuito e, conseqüentemente, as perdas. No entanto, as perdas após a atuação do controle secundário diminuem frente ao ponto operativo antes da atuação, uma vez que a tensão do sistema é melhorada.

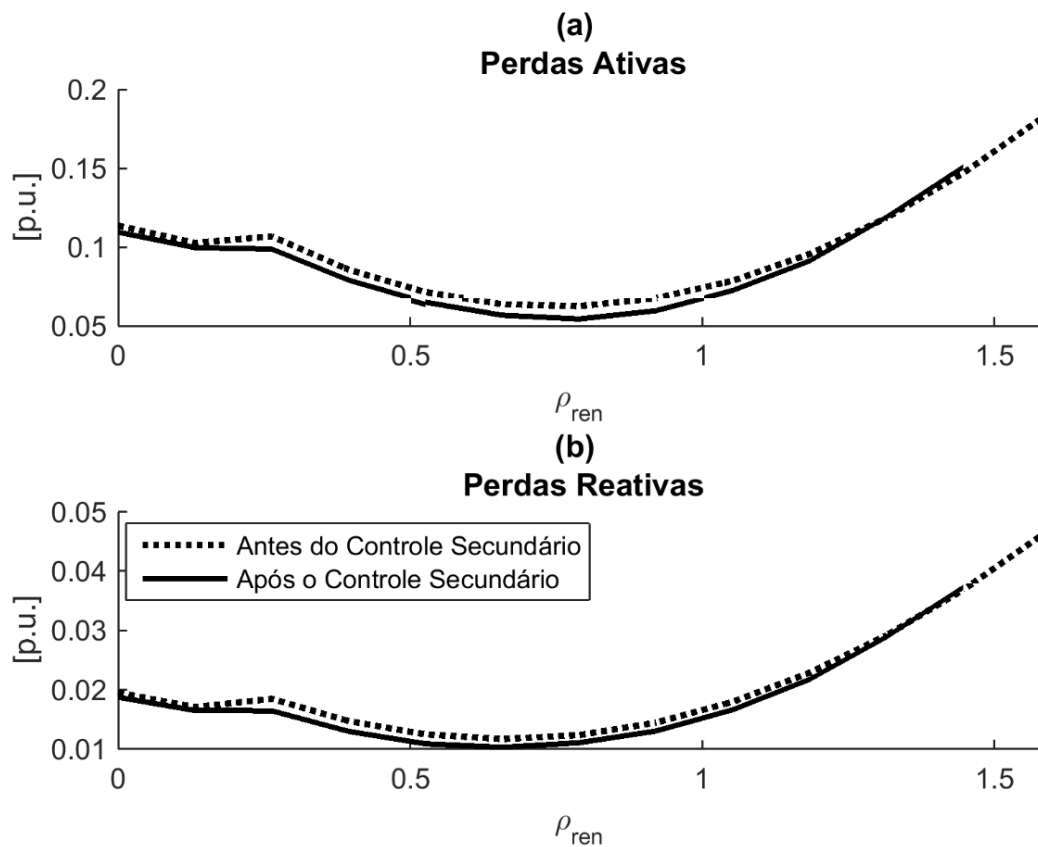


Figura 6-4. Perdas totais do sistema sob o nível de geração renovável. (a) perdas ativas e (b) perdas reativas.

### 6.2.2 Atuação do Controle Secundário Frente ao Aumento do Nível de Carregamento

De forma análoga ao exposto na seção anterior, a performance do controle secundário é analisada aqui quando a carga do sistema é incrementada em etapas definidas ( $\lambda$ ) conforme dado por:

$$P_{load} = P_{load_o}(1 + \lambda) \quad (6.2)$$

$$Q_{load} = Q_{load_o}(1 + \lambda) \quad (6.3)$$

sendo que o subscrito  $load_o$  indica a carga inicial do sistema.

As Figuras 6-5 e 6-6 mostram os valores de referência enquanto a frequência e a tensão mais baixas são restauradas, respectivamente. Diferentemente da análise anterior, neste caso, o comportamento de ambas as referências é previsível; isto é, os valores de referência aumentam sempre à medida que o nível de carga também aumenta, uma vez que todas as barras têm a potência aumentada proporcionalmente. Em cenários com  $\lambda < 0,2$ , não há necessidade de controle secundário, pois o sistema suporta incrementos de carga dentro de limites aceitáveis de frequência e tensão.

À medida que a carga do sistema aumenta, os geradores despacháveis fornecem mais potência e a frequência é reduzida de acordo com as equações de *droop* dos geradores. Assim, a frequência de referência dos conversores tende a aumentar à medida que o carregamento aumenta, conforme pode ser visto na Figura 6-5. Comportamento este esperado até o limite de carregamento do sistema.

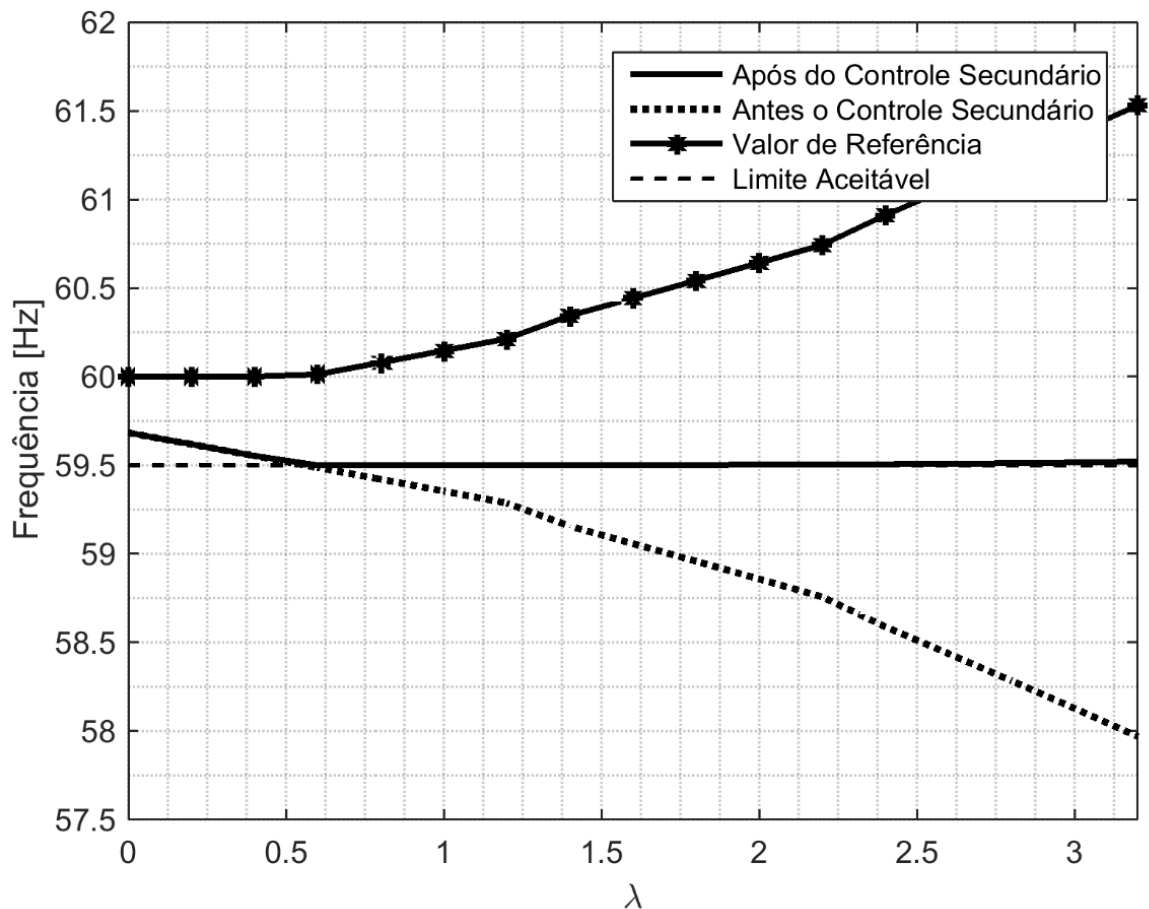


Figura 6-5. Regulação de frequência sob o nível de carregamento do sistema.

A Figura 6-6.a exibe o comportamento das tensões de referência dos conversores em VSI. Nota-se que a partir do nível de carregamento que há necessidade do controle secundário, o MGCC aumenta o valor de referência de todos os conversores enquanto há aumento de carga do sistema e geração disponível. Dado o fato que os geradores possuem capacidades diferentes, o chaveamento para modo PQ acontece em instantes diferentes.

Assim como no caso anterior, as tensões mais baixas são monitoradas no intuito de restaurar o perfil de tensão do sistema. Na Figura 6-6.b, as tensões reduzem enquanto a carga do sistema aumenta, caracterizando o aumento da tensão de referência para que o ponto operativo do sistema seja corretamente restaurado a um limite operativo factível.

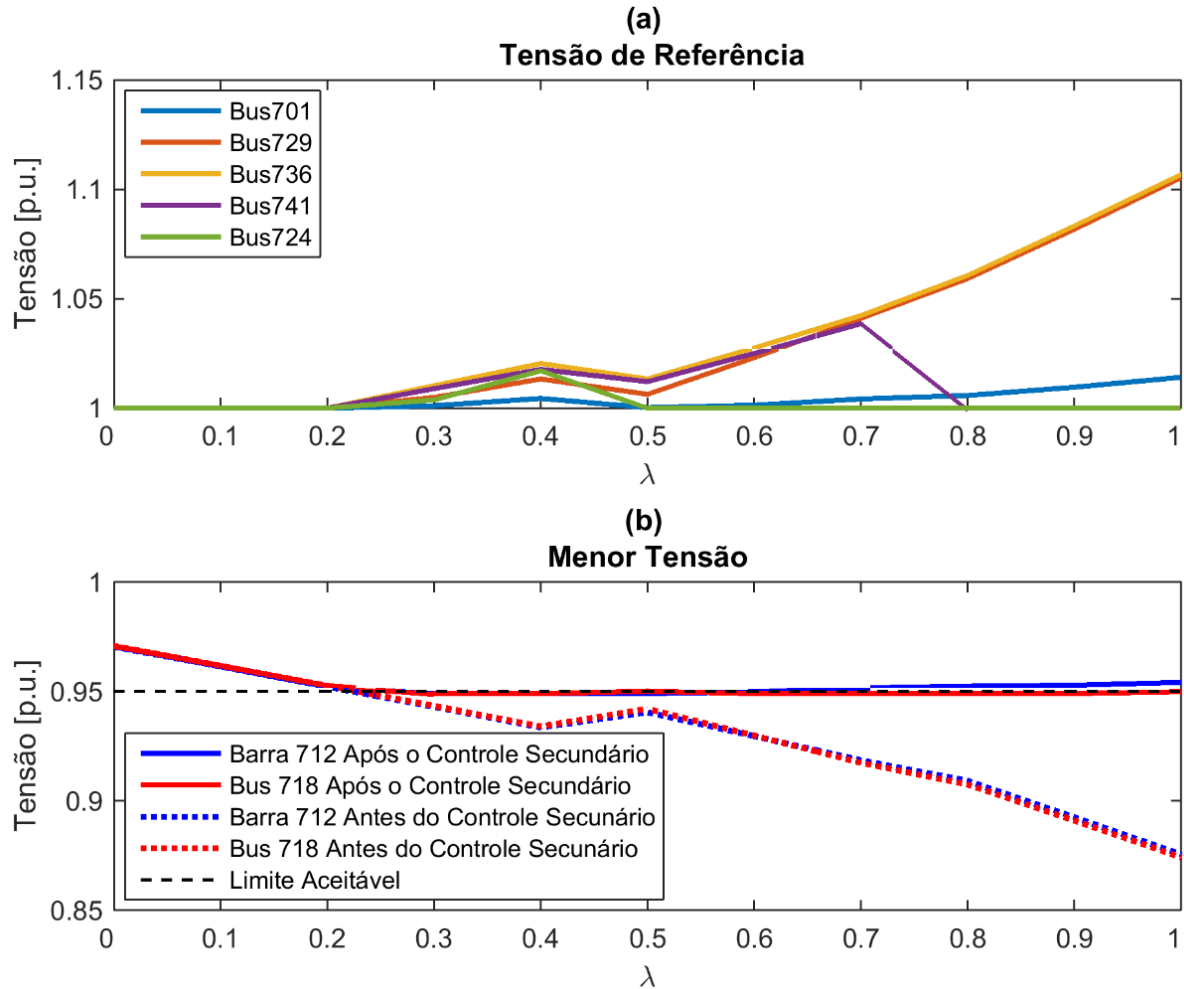


Figura 6-6. Regulação de tensão sob o nível carregamento do sistema. (a) tensões de referência dos geradores e (b) menor perfil de tensão.

Com o incremento de carregamento do sistema, os geradores atingem seus limites e são alternados para o modo PQ, não participando mais do processo de reestabelecimento da menor tensão do sistema. Assim, pode-se ver na Figura 6-7 que os geradores nos Barramentos 724 e 741 atingem seus limites em  $\lambda \cong 0,7$  e  $\lambda \cong 0,5$ , respectivamente, quando são excluídos do controle secundário. Assim, a regulação de tensão torna-se uma função dos geradores das Barras 701, 729 e 736 até que a margem de carga do sistema seja atingida.

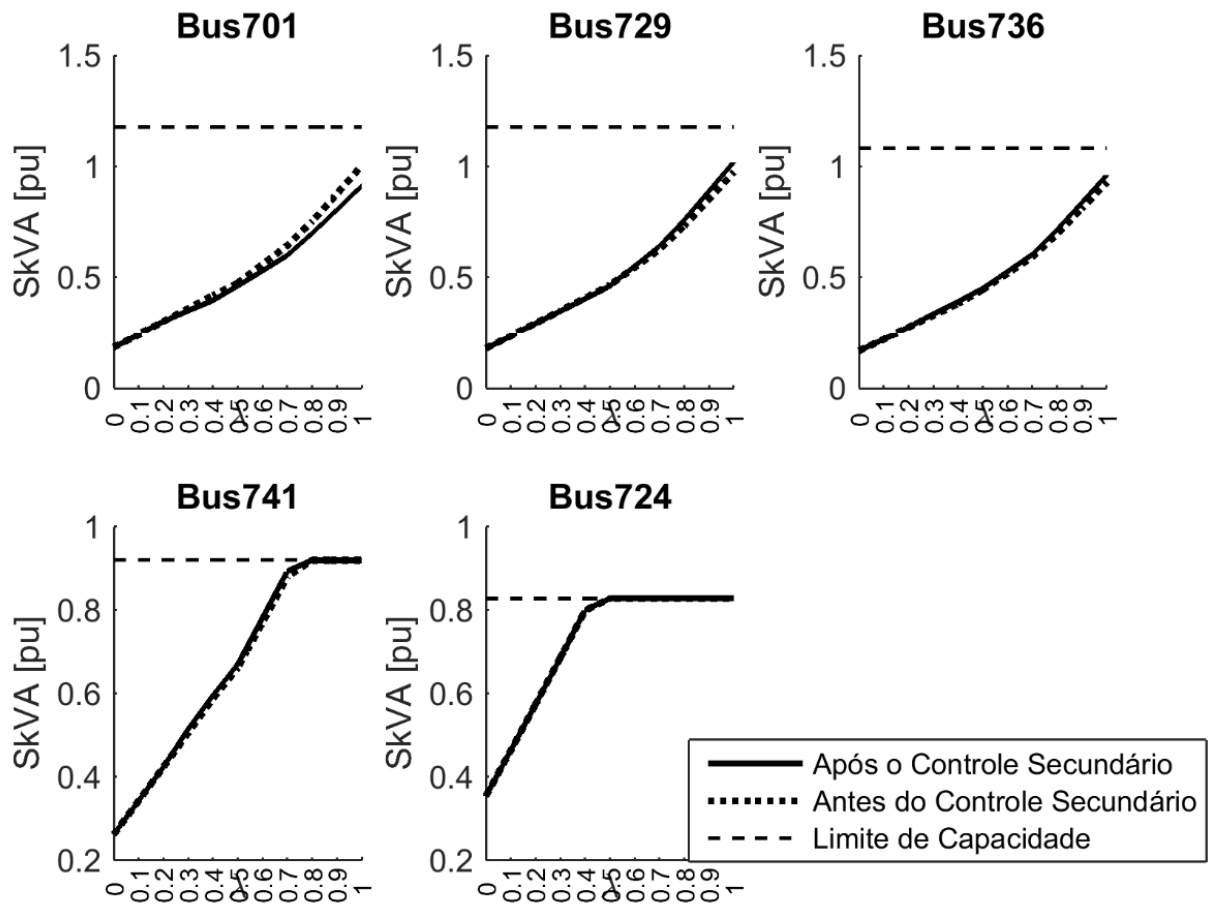


Figura 6-7. Perfil de geração despachável sob o nível de carregamento do sistema.

Em ambas as situações apresentadas, as perdas antes e depois do desempenho do controle secundário traduzem a precisão e funcionalidade da metodologia proposta. As perdas mudam conforme o ponto de operação também muda, desta forma o MGCC define novos valores de referência simultaneamente para todos os geradores a fim de restaurar o ponto de operação com uma ligeira redução nas perdas totais do sistema. As perdas aumentam conforme o aumento do grau de carga, uma vez que mais calor é dissipado nos condutores das linhas. No entanto, após a atuação do controle secundário as perdas são reduzidas. A redução é mais expressiva em níveis altos de carregamento, como mostrado na Figura 6-8.

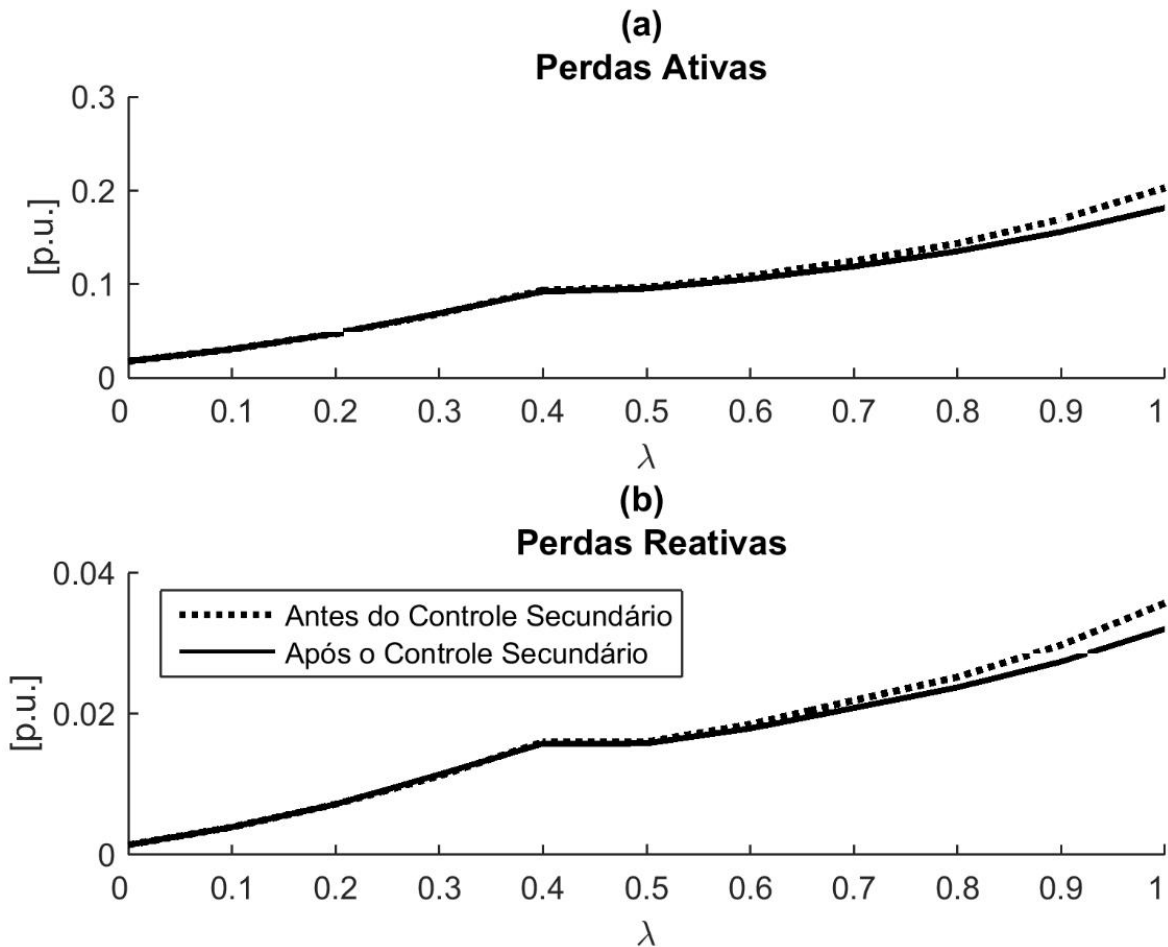


Figura 6-8. Perdas totais do sistema sob o nível de carregamento do sistema. (a) perdas ativas e (b) perdas reativas.

### 6.3 Corte de Carga

Ainda no intuito de restabelecer o ponto operativo do sistema, uma política de corte de carga é proposta. Em suma, o esquema proposto cortará carga em uma hierarquia definida, objetivando restabelecer a tensão, e caso ainda seja necessário, a frequência. Convém destacar que essa proposta é continuação do trabalho apresentado em [51].

A fim de melhorar o entendimento do trabalho relacionado ao corte de carga, a explanação dos resultados é feita dividindo a análise da funcionalidade da proposta e os resultados quanto à utilização da Simulação Monte Carlo.

#### 6.3.1 Validação para o Fluxo de Potência Contínuo no Tempo

Inicialmente, a Figura 6-9 apresenta as curvas de carga e geração antes e após a atuação do esquema do corte de carga, resultado da execução do algoritmo durante o tempo de 24h. É possível notar que durante toda a simulação o perfil de geração tende a seguir a característica

de carga, sendo ligeiramente superior devido às perdas. Além disso, quando há aumento na geração renovável, a despachável é reduzida, tendo em vista o conceito de carga negativa.

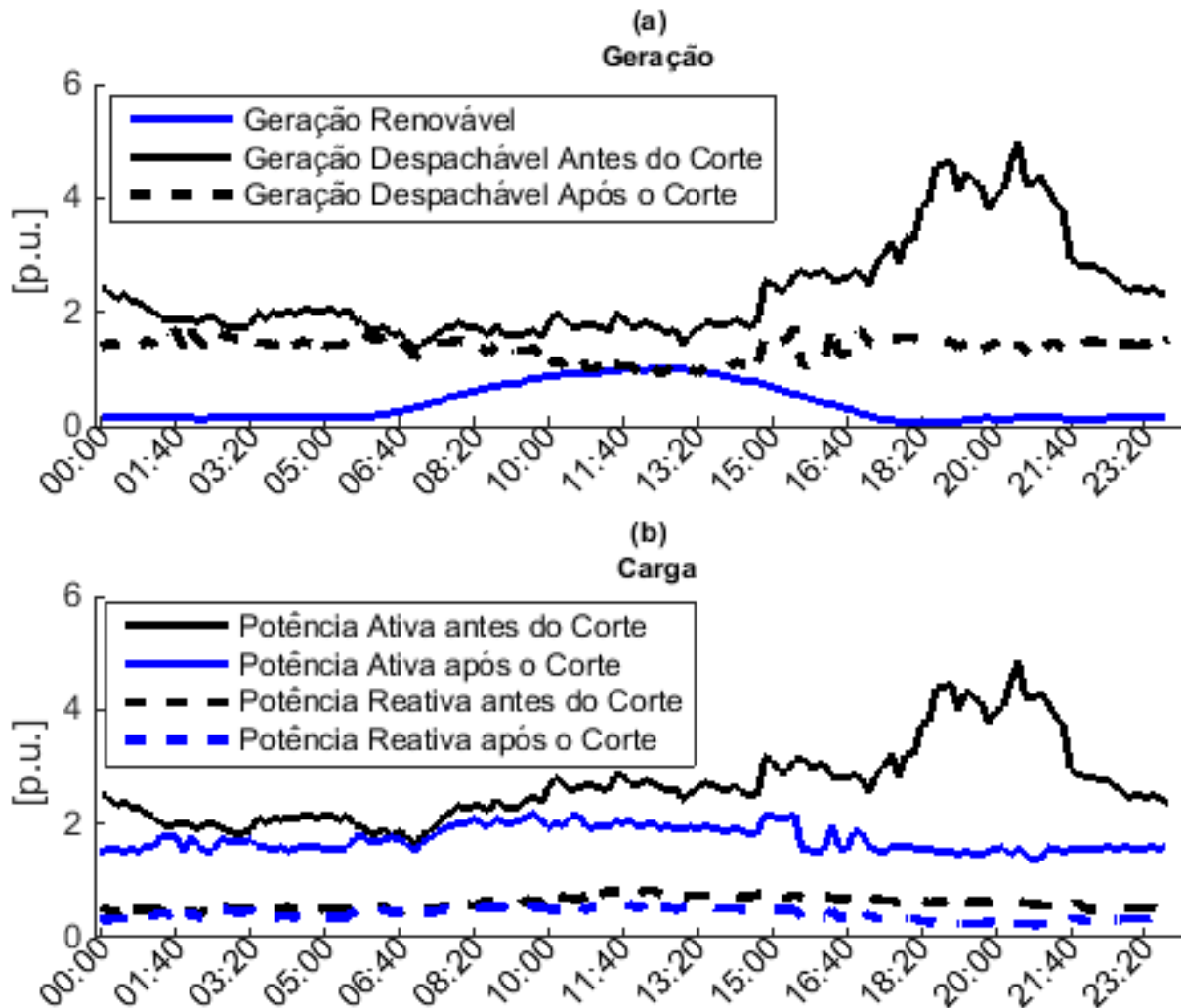


Figura 6-9. Perfil de Geração (a) e Carga (b) no cenário operativo considerado. Antes e após a atuação do corte de carga.

Assim como no controle secundário, as tensões são monitoradas em cada intervalo de tempo. Se algum barramento apresenta baixa tensão, o esquema UVLS é empregado respeitando as prioridades estipuladas. Para o caso considerado, as Barras 710, 733, 734 e 737 apresentaram as menores tensões durante o dia considerado, conforme está ilustrado na Figura 6-10(a) a 6-10(d). Como alguns deles são de média e alta prioridades, o corte de carga não deve ser executado localmente (conforme mostrado em [52]) - exceto no barramento 734. Dessa forma, faz-se necessária a utilização do Vetor Tangente na determinação das barras mais suscetíveis que podem sofrer corte de carga para preservar a carga em barramentos de média e alta prioridade dentro dos níveis aceitáveis de tensão. Portanto, a prioridade dos barramentos

no processo de carga estipulada em [14] é respeitada por meio da aplicação da hierarquia de corte por subtensão proposta Seção 4.3.

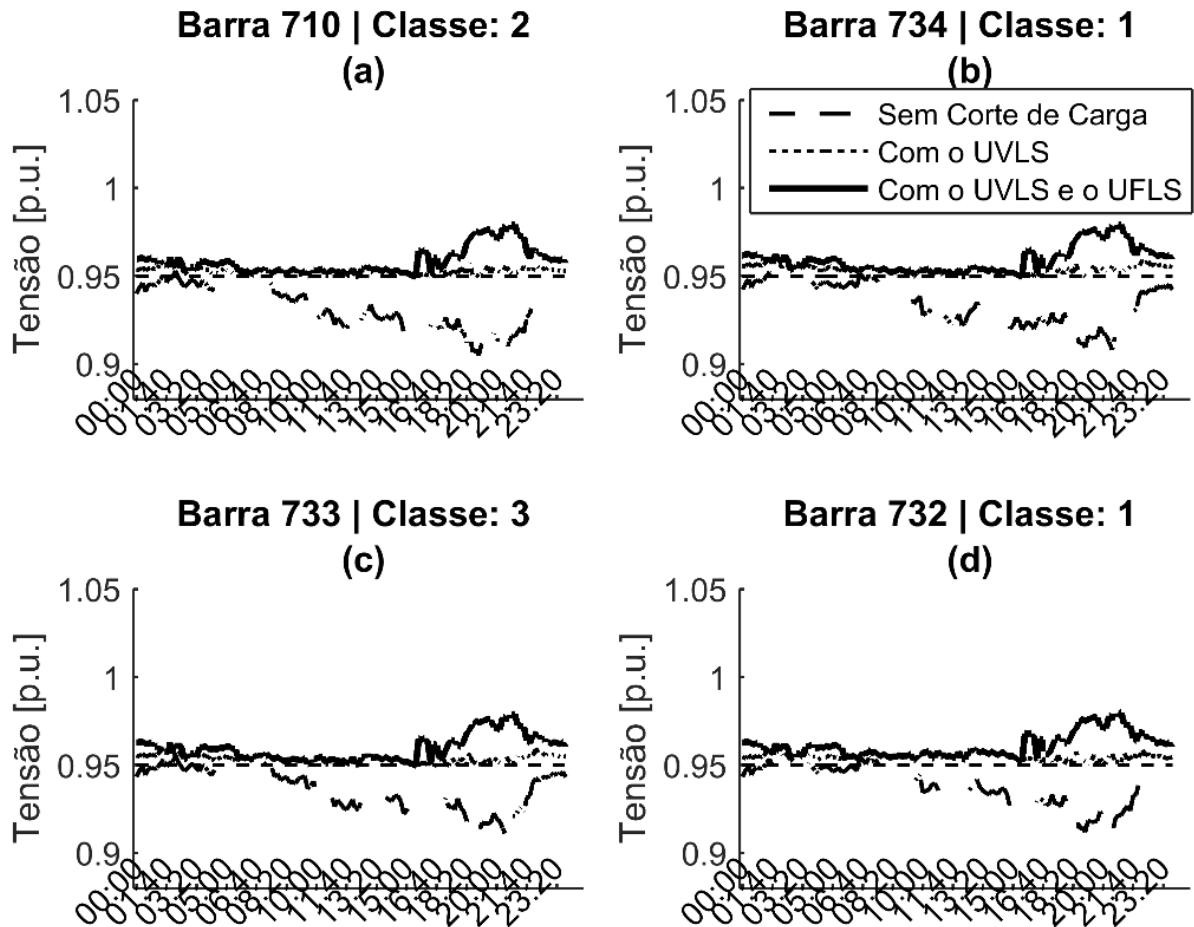


Figura 6-10. Perfil de tensão antes e após a atuação do corte de carga.

Ao observar atentamente a Figura 6-10 nota-se um desnecessário aumento além do limite nas tensões após a atuação do UVLS entre 16:00 e 23:50. Isso ocorre devido à frequência ainda estar abaixo do limite, como mostrado na Figura. 6-11. Nessa figura, a sequência de atuação UVLS/UFLS é mais bem compreendida. Portanto, se a frequência ainda permanecer abaixo do limite após a atuação do UVLS, o UFLS é empregado, mantendo a frequência dentro do limite e aumentando o perfil de tensão. Como a carga é cortada em intervalos discretizados, pode ser que ocorra um corte além do necessário, o que torna a natureza emergencial do corte de carga.

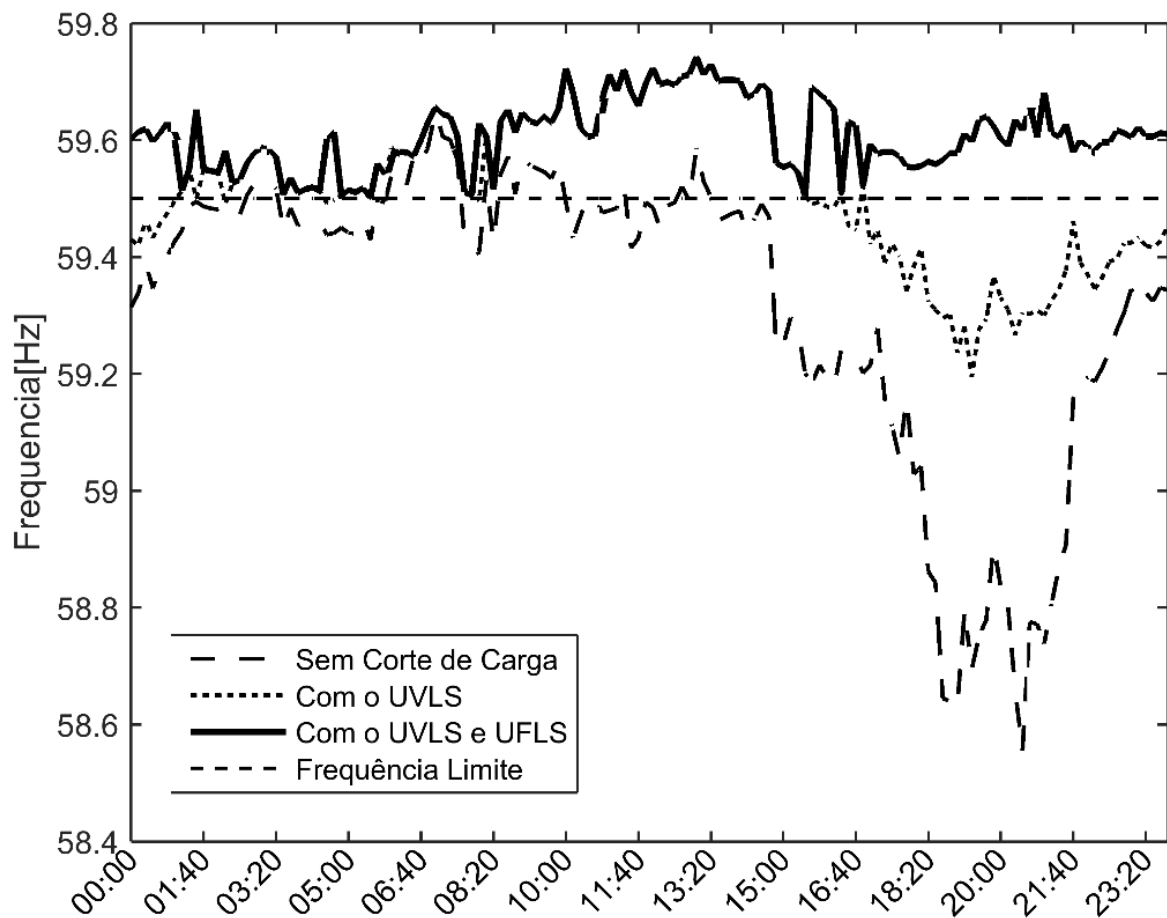


Figura 6-11. Perfil de frequência antes e após a atuação do esquema de corte de carga.

O montante da carga cortada foi dividido de acordo com a prioridade das cargas nas condições de subtensão e subfrequência. As distribuições são mostradas nas Figuras 6-12 e 6-13, respectivamente.

Como visto na Figura 6-12(a), a rejeição de cargas de baixa prioridade é responsável por restaurar o perfil de tensão do consumidor de média e alta prioridade dentro de limites aceitáveis. Para o dado caso, não há necessidade de corte em cargas ditas prioritárias. Além disso, esta ação melhora a frequência, como mostrado na Figura 6-11.

Além disso, a título comparativo, a Figura 6-12(b) mostra o desempenho do UVLS quando não há o emprego do Vector Tangente. O problema de subtensão é resolvido. No entanto, alguns consumidores com determinado grau de prioridade são desconectados. Essa metodologia foi proposta em [52], onde o problema de subtensão é tratado apenas de maneira local. Nesse sentido, tais os resultados mostrados na Figura 6-10 tornam a metodologia proposta útil, uma vez que a subtensão é corrigida enquanto preservam-se as cargas de alta prioridade.

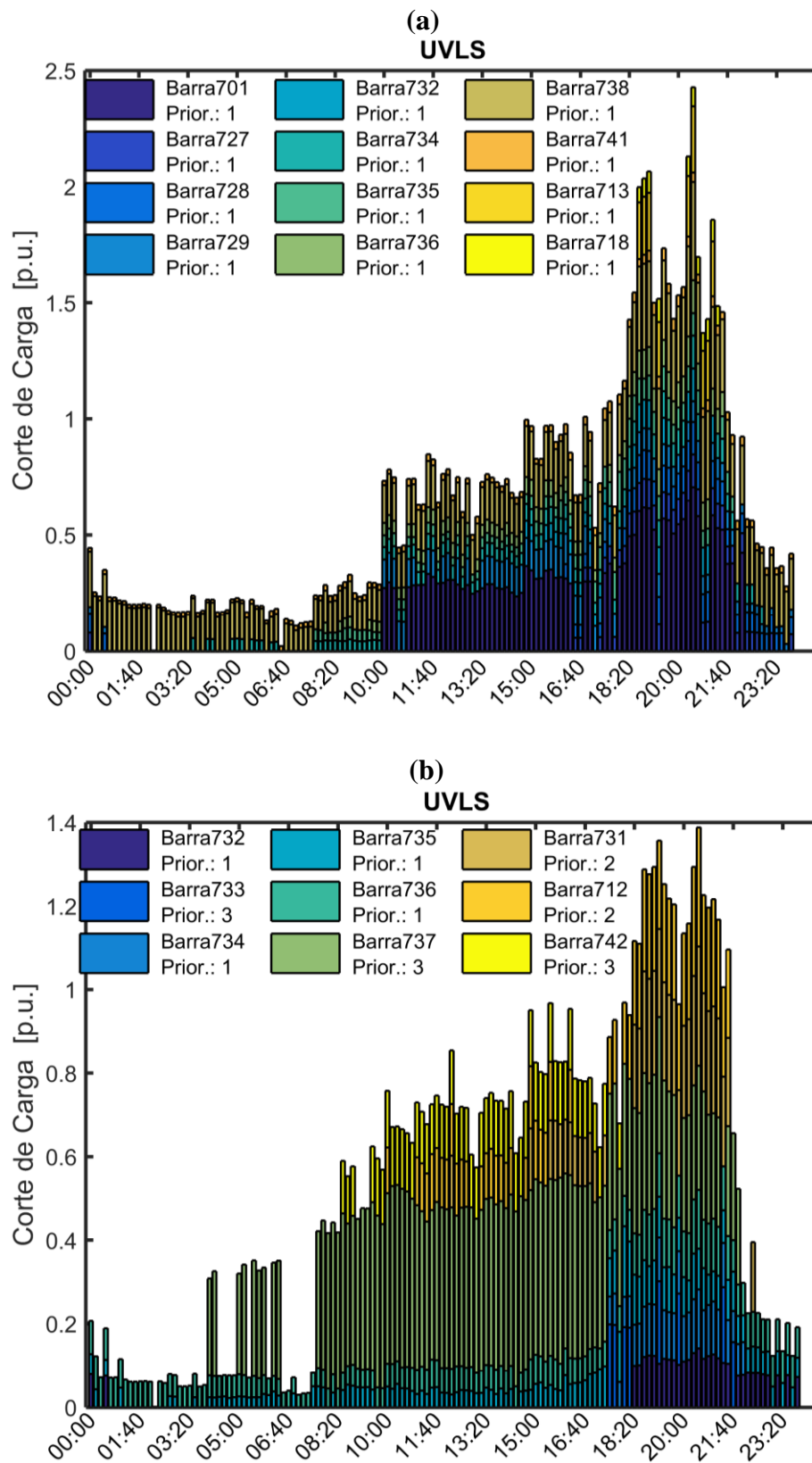


Figura 6-12. Distribuição da Carga cortada por Subtensão. (a) Com a utilização do vetor tangente. (b) sem a utilização do Vetor Tangente.

É importante notar que, embora as Barras 733, 737 e 710 apresentem o menor nível de tensão, eles não sofrem descontinuidade de suprimento de energia devido à sua alta prioridade. Neste caso, a técnica do Vetor Tangente foi seguramente aplicada para determinar uma região de barras capaz de corrigir a tensão.

Com relação ao corte por subfrequência, quando há um cenário de carga pesada (valores de frequência demasiadamente reduzidos), é necessário cortar cargas de média prioridade, como mostrado na Figura 6-13. Isso ocorre devido à desconexão maciça de consumidores de baixa prioridade durante a atuação do UVLS, o que de certo modo pode esgotar as cargas de baixa prioridade. O descarte de carga de baixa prioridade é o principal responsável pela correção de frequência.

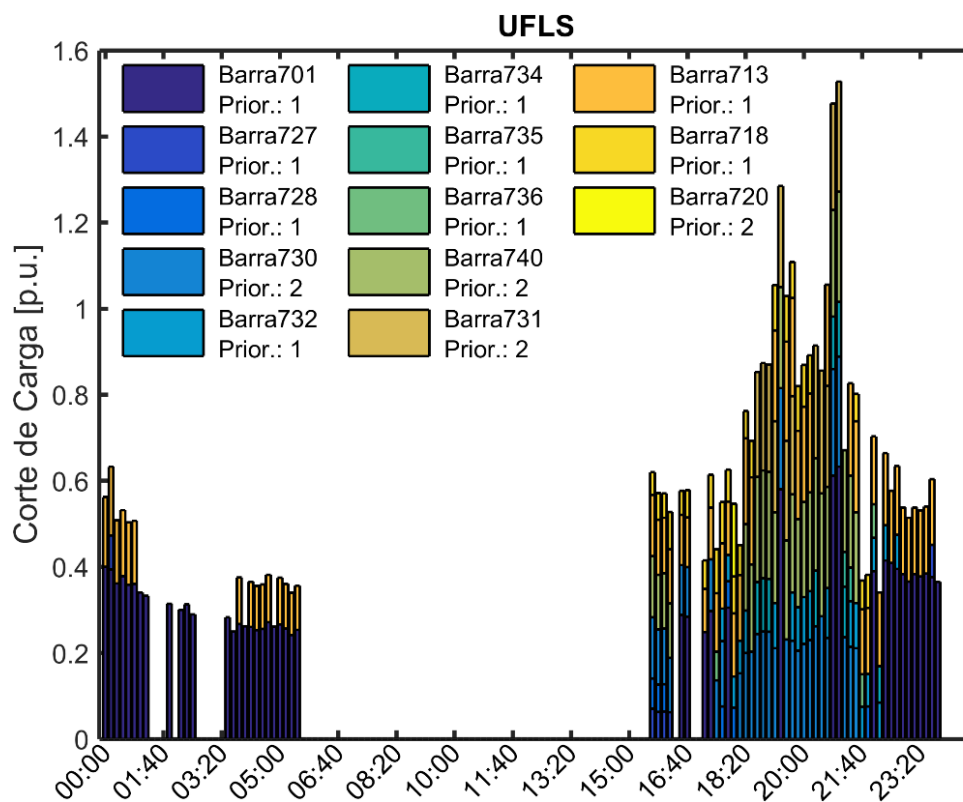


Figura 6-13. Distribuição da Carga cortada por Sub Frequência.

Pode-se argumentar que tanto a sobretensão quanto a sobrefrequência devem ser abordadas. Estas são possibilidades que podem ocorrer somente quando o sistema apresenta uma alta penetração de fontes renováveis, superior às cargas e os cenários aqui considerados não permitem essa condição de operação. Como a penetração de fontes renováveis é menor que a carga, a sobrefrequência e a sobretensão não são um problema ocasionado no corte de carga,

visto que os geradores despacháveis sempre operarão de forma a acompanhar a demanda (característica do emprego do método *droop*).

### 6.3.2 Simulação Monte Carlo

Por fim, para avaliar a eficiência da estratégia de corte de carga aqui proposta, é utilizada a Simulação Monte Carlo (SMC). Os índices LOLP e EENS são monitorados até a convergência da simulação. Através destes índices, é possível determinar a probabilidade de corte de carga (se houver) em cada classe de prioridade considerada separadamente. Além disso, tais índices fornecem uma estimativa sobre quanta carga foi desconectada para manter os cenários de operações dentro dos padrões definidos pelas agências reguladoras durante a um ilhamento.

A intenção da SMC implementada aqui é não só avaliar a confiabilidade dos esquemas de corte de cargas para diferentes condições como também fornecer indicadores para serem utilizados em ações de planejamento da operação. Para isso, duas variáveis aleatórias são consideradas sequencialmente:

- O instante de ilhamento, amostrado em uma curva de distribuição uniforme entre 00:00 e 23:50, e;
- A duração de ilhamento, amostrada em uma curva de distribuição normal com  $\mu = 40 \pm 20 \text{ min}$ .

Assim, a análise prévia do corte de carga sob a ótica de um único dia é expandida para o horizonte de um mês, considerando então dias com perfis de carga e variações climáticas diferentes. Portanto, de forma resumida, a SMC consiste em amostrar aleatoriamente um instante qualquer de ilhamento durante o mês, e em seguida quanto tempo o sistema ficará isolado. Após esse procedimento, o fluxo de potência é executado e o corte avaliado.

Opta-se pela utilização do espaço amostral de um mês pelo fato de existir uma relação entre o perfil de consumo e as variações climáticas em meses próximos. Aspectos sociais, eventos periódicos e mudanças de estações podem comprometer a análise caso fosse considerado um ano inteiro, por exemplo.

A determinação dos índices de EENS e LOLP pode auxiliar em ações futuras de corte de carga, uma vez que quantificam a carga cortada em cada cenário de ilhamento.

Nas Tabelas 6-3 e 6-4, os valores de LOLP e EENS referentes a UVLS e UFLS são expostos para o mês considerado. Além disso, uma comparação entre as atuações do corte de carga com e sem a técnica de VT também é exposta de forma complementar.

Pode-se ver na Tabela 6-3 que a probabilidade de corte de cargas em consumidores de alta prioridade é zero quando a técnica de VT é considerada. Isso implica em nenhum corte de carga nesse tipo de consumidor. Em contrapartida, o total de EENS com VT (2,44 MWh) é maior que o cenário onde essa ferramenta não é considerada (1,3 MWh), o que implica em uma quantidade maior de consumidores que provavelmente ficarão sem energia em um ilhamento. No entanto, no caso onde não se aplica a técnica do VT, os consumidores prioritários experimentam a queda de energia para corrigir o perfil de tensão do sistema. Isso novamente evidencia a necessidade de se considerar uma análise de sensibilidade para superar o problema de subtensão sem afetar serviços essenciais, mesmo que para isso exista o montante de carga cortado seja superior ao relacionado a uma medida local (valor esse estimado em 46%).

Tabela 6-3. LOLP e EENS para o UVLS

Prioridade	Com o VT	Sem o VT	$\Delta$ [%]*
	LOLP		
Baixa	1	0,6	-40%
Média	0,15	0,47	+68%
Alta	0	0,34	----
	EENS [MWh]		
Baixa	1,9	0,53	-72%
Média	0,54	0,63	+16%
Alta	0	0,15	----
<b>Total</b>	<b>2,44</b>	<b>1,30</b>	<b>-46%</b>

\*Comparação feita com o VT frente ao índice obtidos sem o VT

No mesmo sentido, a Tabela 6-4 apresenta os índices LOLP e EENS para a atuação do corte de carga por subfrequência. Diferentemente do exposto na Tabela 6-3, aqui o total de EENS com a técnica do VT é menor, comparado ao correspondente sem a presença do VT. Isso acontece em virtude do caráter global do UFLS, como mais carga foi cortada para corrigir a

tensão, a melhora no perfil de frequência foi mais acentuada, logo, a quantidade de carga a ser cortada por subfrequência será menor.

Tabela 6-4. LOLP e EENS para o UFLS

Prioridade	Com o VT	Sem o VT	$\Delta$ [%]
	LOLP		
Baixa	0,67	0,35	-47%
Média	0,51	0,47	-8%
Alta	0	0,07	----
	EENS [MWh]		
Baixa	0,38	0,58	+34%
Média	0,68	0,35	+48%
Alta	0	0,49	----
<b>Total</b>	1,06	1,42	+25%

#### 6.4 A Influência dos Modos Operativos dos Conversores na Margem de Carga do Sistema

Esta seção tem a intenção de relacionar o grau de suportabilidade frente a variações de carga com o modo de controle dos conversores eletrônicos de potência. Para tal, a princípio, todos os geradores despacháveis irão operar com o mesmo modo de operação dos conversores, definidos de acordo com cada análise, ou seja, VSI para o sistema ilhado e os demais modos para o sistema conectado.

De uma forma geral, a margem de carga do sistema é obtida por meio de incrementos continuados de carga no sistema a partir de um ponto base até o colapso, quando o menor autovalor da matriz Jacobiana é nulo. Para o caso base em questão, os resultados são realizados no mesmo cenário, considerando o sistema a mesma topologia para os modos conectado e ilhado. Para todos os casos, a barra crítica é monitorada durante a construção da curva PV. A Tabela 6-5 apresenta a barra crítica para cada um dos modos operativos. De imediato, é importante frisar que a alteração dos modos de operação altera a barra crítica do sistema.

Tabela 6-5. Barra Crítica do sistema para cada modo operativo dos conversores.

Modo Operativo do Sistema	PEC	Barra Crítica
Ilhado	VSI	740
	PQ	738
Conectado	PV	742
	<i>volt-var</i>	741

Inicialmente, o sistema é considerado no modo conectado à rede. Assim, as Figuras 6-14 a 6-17 apresentam uma comparação entre os modos de operação PV, PQ e *volt-var*, uma vez que o modo VSI não encontra aplicabilidade nessa situação.

Na Figura 6-14, os limites de capacidade dos conversores não são considerados. Nota-se que a curva PV quando a microrrede opera com PECs no modo PV tem um comportamento muito similar aos sistemas tradicionais de potência, nos quais a tensão tende a diminuir à medida que a carga aumenta. Da mesma forma, os PECs no modo *volt-var* mantêm uma curva PV estritamente próxima da corresponde no modo PV. Mesmo com a sensibilidade da tensão aumentando à medida que a carga aumenta, os PECs no modo *volt-var* têm uma maior margem de carga, com uma tensão mais aceitável no ponto de colapso.

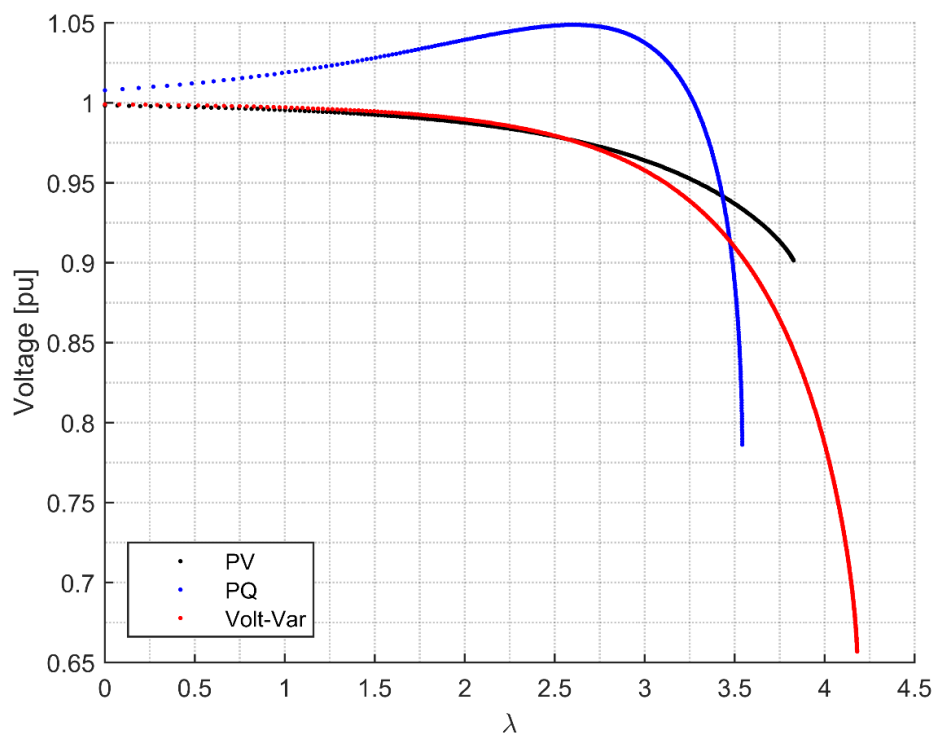


Figura 6-14. Curvas PV para os modos de controle PV, PQ e *volt-var* em operação conectada. Limites não são considerados.

No entanto, é possível notar na Figura uma melhora na tensão do sistema à medida que a carga aumenta quando os PECs estão no modo PQ. Isso ocorre porque as gerações ativas e reativas também são atualizadas na mesma proporção da carga. Por outro lado, existe um ponto de operação ( $\lambda \cong 2,7$ ) que limita a sensibilidade da tensão, ou seja, sob este ponto a tensão tende a melhorar à medida que a margem de carga aumenta; a partir desse ponto, a sensibilidade é negativa, reduzindo a tensão severamente à medida que a margem de carga aumenta até o ponto de colapso.

Em complemento a este caso, a Figura 6-15 ilustra os resultados das curvas PV quando os limites são considerados. Nos modos de operação PV e PQ, a margem de carga é a mesma. Isso ocorre porque todos os PECs mudam para o modo PQ à medida que a carga aumenta e atingem sua capacidade. No modo *volt-var*, o fornecimento de energia reativa é desligado quando o sistema atinge a tensão abaixo dos limites críticos de tensão dados na Tabela 5-1. Portanto, a energia reativa é fornecida apenas pela barra *swing*, o que implica em uma margem de carga menor uma vez que o sistema limita a capacidade de fornecer potência reativa a todas as barras, levando o mesmo ao colapso. Para todos os casos, a margem de carga é significativamente reduzida.

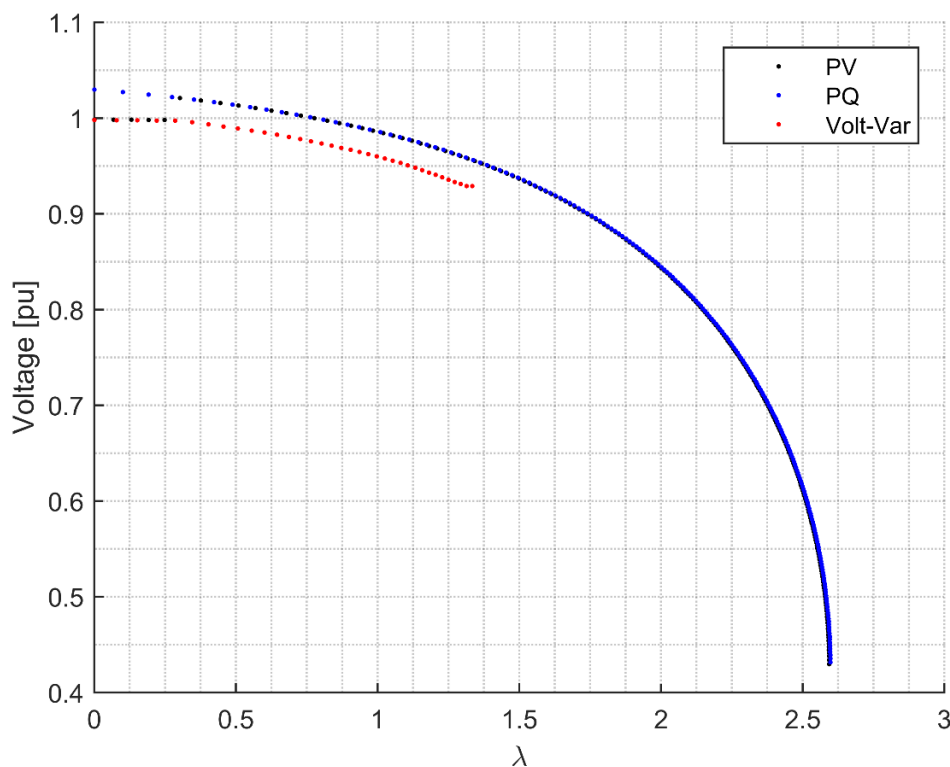


Figura 6-15. Curvas PV para os modos de controle PV, PQ e *volt-var* em operação conectada. Limites são considerados.

No modo ilhado, os PECs das fontes despacháveis mudam o modo de operação para VSI para suportarem os desvios de frequência e tensão de acordo com a variação de demanda. Essas fontes podem fornecer ou absorver energia reativa para suportar a tensão do sistema. Além disso, fator de potência é variável, sendo uma função da potência ativa e reativa injetada no MG. As Figuras 6-16 e 6-17 exibem a Curva PV e o comportamento do menor autovalor da matriz Jacobiana para esse caso, respectivamente. Três cenários são considerados: *todos os limites são preservados*; *apenas a barra de referência não tem o limite preservado* (semelhante a um gerador suficientemente robusto); e *nenhum limite é preservado*.

Na Figura 6-16, a Curva PV do sistema operando de forma isolada é mostrada. Pode-se observar que a margem de carga não é demasiadamente afetada quando os limites não são considerados, frente ao caso do sistema conectado. Os conversores tendem a reduzir a tensão e se adequam ao aumento da demanda, prejudicando assim o perfil de tensão do sistema. Quando os limites são considerados, os geradores são alternados para o modo PQ quando atingem suas capacidades, resultado no incremento no perfil de tensão quando a margem de carga passa a ser responsabilidade da barra de referência (quando esta não tem limite considerado); ou os recursos são esgotados, limitando a margem de carga em aproximadamente  $\lambda \cong 0,9$  (quando todos os limites são considerados).

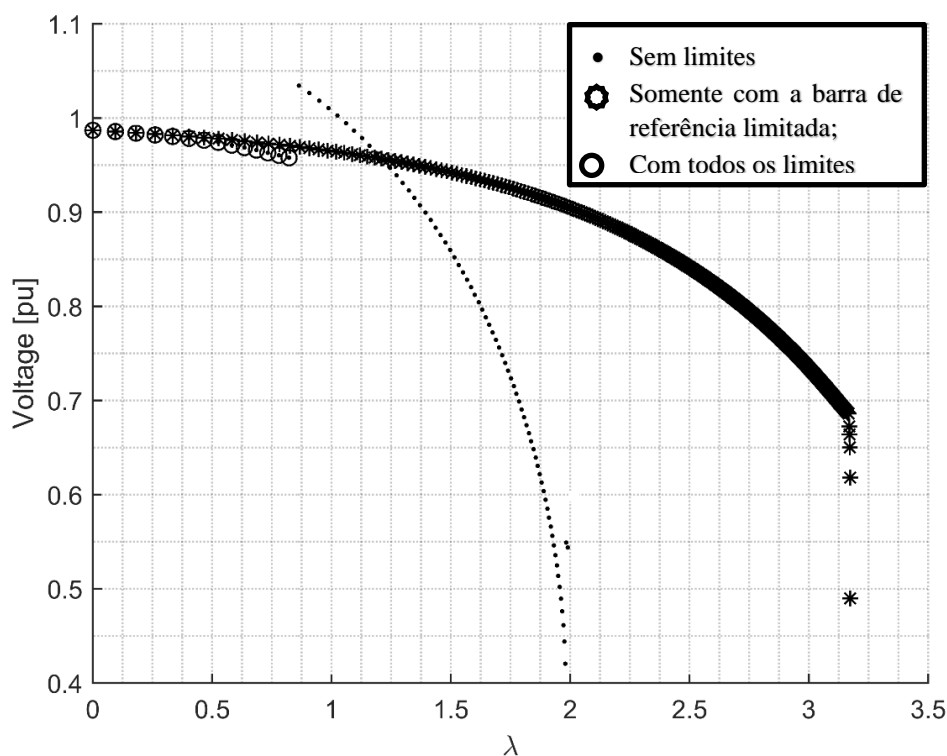


Figura 6-16. Curvas PV para o modo de controle VSI em operação ilhada.

Ainda neste contexto, a Figura 6-17 apresenta o comportamento do menor autovalor da matriz Jacobiana para cada um dos casos citados. A aproximação do menor autovalor de zero diz respeito a uma consequência do sistema de não suportar o fornecimento de potência reativa, o que acontece para os casos onde todos os limites não são observados e quando apenas a barra de referência não tem limite. No entanto, esse valor se encontra relativamente distante de zero quando todos os limites são considerados, o que implica que a margem de carga do sistema é limitada pela capacidade dos geradores, caracterizando uma bifurcação induzida por limite.

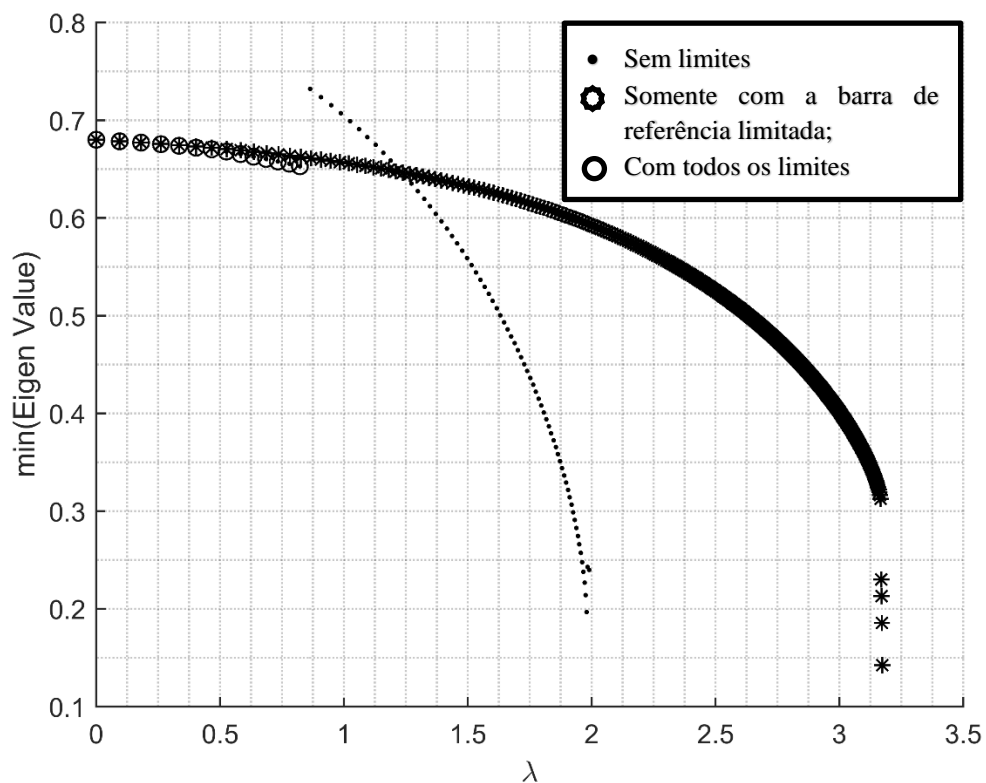


Figura 6-17. Comportamento do menor autovalor da matriz Jacobiana para o modo de controle VSI em operação ilhada.

Por fim, a Tabela 6-6 apresenta um comparativo entre todas as margens de carga e pontos de colapso de tensão para os casos considerados, observando que estes correspondem à tensão da barra crítica do sistema. Quando os limites não são considerados, os valores de margem de carga têm uma relação relativamente próxima independentemente do modo operativo dos inversores. Por outro lado, são muito diferentes do ponto de colapso de tensão, que pode atingir valores extremamente inferiores ao limite estipulado.

No caso onde os limites são considerados, a margem de carga quando o sistema passa para a operação ilhada decai acentuadamente com relação à operação conectada, principalmente

quando todos os conversores operam com limite. No entanto, a tensão permanece em valores coerentes com uma operação factível ( $V = 0,957 pu$ ).

Essa análise evidencia o impacto do modo de operação PEC na estabilidade de tensão em microrredes. Todas as curvas apresentam peculiaridades quando os modos de PECs são alterados. Vale ressaltar, no entanto, a necessidade de considerar a capacidade das fontes e os limites de tensão na análise da estabilidade de tensão em microrredes, já que a margem de carga alta não implica necessariamente em um possível ponto de operação.

Tabela 6-6. Margem de Carga e Ponto de Colapso em relação aos modos operativos dos conversores.

Operação do Sistema	PEC	Sem Limites		Com Limites	
		$\lambda$	$V[p. u.]$	$\lambda$	$V[p. u.]$
<b>Ilhada</b>	VSI	3,173	0,62	0,97 <sup>1</sup> /1,98 <sup>2</sup>	0,957 <sup>1</sup> /0,42 <sup>2</sup>
	PQ	3,542	0,803	2,953	0,431
<b>Conectada</b>	PV	3,828	0,901	2,953	0,431
	<i>volt-var</i>	4,2	0,679	1,35	0,923

1- Com todos os limites considerados; 2-Apenas a barra de referência sem limites.

Por fim, por meio de tal análise apresentadas nesta sessão constata-se que a estabilidade de tensão em sistemas de distribuição pode não ser necessariamente entendida como atrelada ao colapso de tensão, e sim como um estudo da robustez do sistema frente ao aumento de carga. O fato de a geração ser distribuída e predominantemente de pequena escala leva o sistema à bifurcação induzida por limite, deixando-o seguro de eventuais pontos de colapso ocasionados nos pontos de bifurcação do tipo sela-nó.

## 6.5 Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo validou as principais ferramentas implementadas em uma plataforma de gestão de recursos em microrredes, a qual foi objeto de desenvolvimento da presente tese de doutorado. No geral, alguns pontos merecem destaque:

- Não foram observados problemas de convergência para o fluxo de potência em microrredes, independentemente do nível de penetração de renováveis;
- Tanto o controle secundário quanto o corte de carga são ações de controle imediatistas, ou seja, a microrrede experimenta um ponto de operação abaixo do limite para então ser corrigido;
- A forma com que os valores de referência do controle secundário são obtidos, por ser um processo iterativo, tende a prejudicar a velocidade de convergência;
- Embora tenham sido apresentados, os dispositivos armazenadores não foram a princípio utilizados.

Tais pontos observados servem como principal motivação para a continuação deste trabalho.

## CAPÍTULO 7 – CONSIDERAÇÕES FINAIS DO TRABALHO

---

### 7.1 Considerações Finais da Tese

**A**s microrredes constituem um dos principais pilares no que diz respeito à inerente evolução dos sistemas elétricos deste século. O esgotamento dos recursos fósseis e as restrições socioambientais ao aproveitamento dos grandes potenciais hídricos ainda não explorados são fatores que corroboram cada vez o incentivo e o acesso do consumidor à Geração Distribuída.

Dado o cenário no qual os sistemas distribuição migram da topologia passiva para a ativa, e conseqüentemente acabam formando as microrredes, a figura do MGCC se torna essencial, principalmente na operação ilhada. Limites operativos impostos pelas agências regulatórias, o direito ao acesso à eletricidade, bem como aos serviços essenciais à sobrevivência e a dificuldade de operação de microrredes ilhadas motivam as pesquisas atuais acerca do assunto.

Neste contexto, esta tese de doutorado busca aliar os aspectos citados em uma proposta de gerenciamento dos agentes inserida dentro do MGCC.

Em um primeiro momento, um algoritmo de fluxo de potência capaz de determinar os estados de uma microrredes com todas as peculiaridades que são inerentes foi implementado. A baixa razão  $X/R$ , a intermitência de geração renovável, o controle *droop* e a frequência como variável de estado são alguns pontos considerados. O algoritmo mostrou-se eficiente e coerente com o comportamento de uma microrrede ilhada, destacando a ausência de problemas de convergência graças à inserção do Método de Levenberg-Marquardt no processo iterativo. Convém ressaltar que a rotação de eixos também pode ser utilizada para melhorar a convergência de algoritmos de fluxo de potência, principalmente em sistemas com alto grau de penetração de geradores despacháveis.

A partir de um ponto operativo abaixo do limite estipulado, uma estratégia de controle secundário unificado de tensão e frequência é proposta. Para o dado caso, o algoritmo novamente mostrou-se eficiente, restaurando as tensões e a frequência do sistema de forma simultânea com a participação de todos os geradores aptos a terem controle secundário. Este trabalho desenvolveu um método para realizar o controle secundário incorporado em um

algoritmo de fluxo de potência. Neste método, a frequência e as tensões são simultaneamente e continuamente restauradas usando uma manipulação de matriz jacobiana e uma análise de sensibilidade.

Os resultados mostram a eficácia do controle secundário, restaurando o ponto de operação do sistema, utilizando para isso, todo gerador capaz de participar do processo, isto é, com capacidade de geração disponível. Além disso, os resultados são validados em cenários com diferentes níveis de penetração de geração renovável e grau de carregamento. Em ambos os casos, o controle secundário executa corretamente para manter o sistema em um ponto de operação de segurança. Todos os limites são preservados e nenhum problema de convergência foi observado durante o desempenho do algoritmo. O controle secundário proposto restaura o ponto operativo do sistema ao passo em há uma redução nas perdas. Assim, a oferta de qualidade de energia é mantida aceitável para todos os consumidores, independentemente do cenário da carga.

Ainda, tendo em vista a característica modular e de pequena escala da geração distribuída, uma microrrede pode não ser capaz de suprir toda a demanda quando ilhada. Portanto, o corte de carga pode ser uma medida emergencial nesse aspecto. Aqui, é apresentada uma metodologia considerando uma análise de sensibilidade para o corte por subtensão e a capacidade dos geradores para o corte por subfrequência. Os resultados foram validados para um dia aleatório, mostrando a eficácia da metodologia para restaurar o perfil de tensão e a frequência sem que consumidores importantes sejam afetados. Ademais, a Simulação Monte Carlo apresentou índices estimados da performance do algoritmo, capazes de serem utilizados em futuras decisões de operação e planejamento dando estimativas de probabilidade e quantidade de carga cortada em cada prioridade.

A última ferramenta diz respeito à análise do grau de suportabilidade do sistema frente à variação de demanda. Para isso, foi utilizada a Curva PV e os diferentes modos operativos dos conversores, comparando a operação ilhada com a conectada. A principal ideia aqui é relacionar o fenômeno da estabilidade de tensão com a capacidade dos geradores e o modo como cada um opera. Diferentemente dos sistemas de grande porte, nas microrredes a margem de carga apresenta uma tendência de ser definida pela capacidade dos geradores, e não pelo sistema. Característica essa visualizada através da relação entre a margem de carga e o comportamento do menor autovalor da matriz Jacobiana, ou seja, a margem de carga nessa condição é predominantemente associada ao fenômeno de bifurcação induzida por limites.

## 7.2 Principal Contribuição do Trabalho

Ressalta-se que a principal contribuição do presente trabalho é a implementação de uma plataforma computacional em ambiente MATLAB ® passível de emular o comportamento de microrredes quando em modo ilhado. Assim, destacam-se os principais pontos disponíveis nesta plataforma e que serão utilizados como base para trabalhos futuros:

- Leitura dos dados a partir do padrão fornecido dos sistemas testes do IEEE;
- Algoritmo de fluxo de potência para microrredes ilhadas;
- Modelos matemáticos de geradores distribuídos despacháveis e não despacháveis, considerando todos os possíveis modos operativos de conversores;
- Estratégia de controle centralizado e unificado para o controle secundário do sistema;
- Estratégia de corte de carga para sobrevivência do sistema, com e sem a presença da infraestrutura de telecomunicações;
- Algoritmo para análise de Simulação Monte Carlo para análise da performance do ilhamento;
- Algoritmo para análise de curvas PV de microrredes.

## 7.3 Sugestões de Continuação do Trabalho

Este trabalho de doutorado abre espaço para uma continuação de pesquisas relacionadas ao assunto. Algumas, são sugeridas a seguir.

### 7.3.1 Unificar o Controle Secundário e o Corte de Carga no contexto do Controle Preditivo

Unificar as ferramentas dentro do contexto do controle preditivo é a principal ideia de continuação deste trabalho. Considerando que todas as medidas corretivas apresentam o caráter imediatista, utilizá-las em ações de controle baseadas em histórico de dados soa como uma contribuição extremamente factível, uma vez que o MGCC pode prever atuações futuras. A previsibilidade da geração fotovoltaica (principal aliada da geração distribuída) e das cargas; e os índices LOLP e EENS são fatores que podem colaborar no desenvolvimento desta proposta.

### **7.3.2 Utilização de Ferramentas de Otimização**

Como as perdas tendem a aumentar à medida que a geração renovável também aumenta, conforme mostrado na Seção 6.2.1, pode-se otimizar a eficiência do sistema com a atuação do controle secundário.

### **7.3.3 Explorar a Necessidade da Comunicação na Tomada de Decisão por Parte dos Agentes Envolvidos em uma Microrrede**

A comunicação é fator preponderante em uma microrrede. Este trabalho considera-a intrínseca ao sistema, não levando em conta imprevisões em sua disponibilidade e atraso no transporte de dados. Assim, uma sugestão é explorar o fator comunicação na atuação do controle secundário e do corte de carga propostos nesta tese.

Adicionalmente, explorar a tomada de decisões aqui proposta na Sessão 4.3.4, quando não há comunicação entre os agentes e a metodologia proposta em [28] para o controle secundário unificado de tensão e frequência.

### **7.3.4 Explorar a Previsão da Operação por Meio dos Índices de Confiabilidade Apresentados no Trabalho**

Apesar de o presente trabalho apresentar os índices LOLP em EENS no quesito adequação da proposta, cenários diversos e aleatórios tornam a análise extremamente complexa. Assim, espera-se organizar os arranjos de teste de Monte Carlo para definições de cenários esperados com intervalos de confiança. Ainda, os cenários operativos podem ser também explorados por intermédio da ferramenta *Design of Experiments* (DOE).

### **7.3.5 Inserção de Veículos Elétricos**

Assim como a geração distribuída, os veículos elétricos apresentam um promissor horizonte dentro dos sistemas de distribuição, especialmente em virtude da intenção de países desenvolvidos suspenderem a fabricação de veículos movidos a combustível fóssil nas próximas décadas.

Utilizar os veículos elétricos como recursos distribuídos em cenários de ilhamento, embora seja motivador, não é algo trivial. Aspectos contratuais entre o proprietário e o agregador de serviços; a disponibilidade do veículo no momento do ilhamento e a necessidade da utilização por parte do proprietário são fatores que aumentam a complexidade do problema

e merecem atenção especial dentro da evolução dos sistemas elétricos. Assim sendo, sugere-se aliar essas características dos veículos elétricos na formulação do problema no que tange à operação de microrredes especialmente em cenários de ilhamento.

### **7.3.6 Implementação das Ferramentas em um Algoritmo de Fluxo de Potência para Sistemas Desequilibrados**

A principal limitação das propostas aqui apresentadas dá-se no fato de ter sido feita a consideração de sistemas puramente equilibrados, o que de fato não condiz com a realidade. Deste modo, sugere-se a implementação do controle secundário e do corte de carga em algoritmos que contemplem o desequilíbrio inerente a sistema de distribuição.

Como sugestão, a referência [83] propõe uma metodologia de formulação do fluxo de potência no domínio complexo, usando os métodos numéricos de Newton e de Wirtinger para a solução. A principal vantagem é o fato de a matriz Jacobiana do sistema trifásico ser acessível.

## **7.4 Contribuições Científicas**

Este trabalho apresentou à comunidade científica três submissões em periódicos integrantes do qualis da CAPES, dois capítulos de livro internacional publicado pela editora SPRINGER, um capítulo publicado em livro nacional pela editora INTERCIÊNCIA e cinco conferências nacionais e internacionais endossadas pelo IEEE. Adicionalmente, este autor colaborou indiretamente para três artigos submetidos em periódicos e doze conferências nacionais e internacionais, além de três orientações de graduação diretamente relacionadas ao tema, as quais podem ser verificadas no Currículo Lattes do autor.

As contribuições diretas deste autor são:

### **7.4.1 Publicações e Submissões em Periódicos**

**DE NADAI NASCIMENTO, BRUNO; ZAMBRONI DE SOUZA, ANTONIO ; DE CARVALHO COSTA, JOAO GUILHERME ; CASTILLA, MIGUEL . Load Shedding Scheme with Underfrequency and Undervoltage Corrective Actions to Supply High Priority Loads in Islanded Microgrids. IET Renewable Power Generation, v. 13, p1981 – 1989, 2019. *Qualis A1 (Publicado)***

**DE NADAI N., B.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; MARUJO, D.; SARMIENTO, J. E.; ALVEZ, C.A.; PORTELINHA JR, F.M; DE CARVALHO COSTA, J.G. Novel**

**Centralized Secondary Control for Islanded Microgrids.** . IET Renewable Power Generation. *Qualis A1 (Status: Revisão solicitada. Nova versão Submetida e aguardando parecer da versão final em 18/10/19 )*

**DE NADAI N.,B;** DA SILVA N., J.A.; SARMIENTO, J.E.; ALVEZ, C.A.; ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; DE CARVALHO COSTA, J.G.; **Voltage Stability Assessments in Flexible Microgrids.** *Special Issue “Power System Computation Conference”* da Elsevier Electrical Power Systems Research. *Qualis A1 (Status: Resumo expandido aceito e submissão final em análise em 18/10/19 )*

#### 7.4.2 Capítulos Publicados em Livros

**DE NADAI N, B.;** DE LORENCI, ELIANE VALENCA NASCIMENTO ; MINAMI, J. P. O. S. . **A Necessidade da Modernização dos Sistemas de Potência.** In: Antonio C. Zambroni de Souza; Benedito I. Bonatto; Paulo F. Ribeiro. (Org.). Integração de Renováveis e Redes Elétricas Inteligentes. 1ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2019, v. 1, p. 10-31.

DE SOUZA, A. C. ZAMBRONI ;**DE NADAI N., B.;** PORTELINHA, F. M. ; MARUJO, DIOGO ; OLIVEIRA, D. Q. . **Microgrids Operation In Islanded Mode.** Sustainable Development In Energy Systems. 1ed.: Springer International Publishing, 2017, P. 193-215.

DE SOUZA, ANTONIO CARLOS ZAMBRONI ; OLIVEIRA, D. Q. ; MARUJO, DIOGO ; PORTELINHA, F. M. ;**DE NADAI N, B.. Overview On Microgrids: Technologies, Control And Communications.** Sustainable Development In Energy Systems. 1ed.: Springer International Publishing, 2017, P. 1-18.

#### 7.4.3 Conferências Endossadas por Sociedades Científicas

**DE NADAI N, B.;** DA SILVA NETO, JOAO ALVES ; SARMIENTO, JONATTAN EMANUEL ; ALVEZ, CRISTIAN ADOLFO ; ZAMBRONI DE SOUZA, ANTONIO ; DE CARVALHO COSTA, JOAO GUILHERME . **A Comparative Study Between Axis Rotation and Levenberg-Marquardt Methods to Improve Convergence in Microgrids Load Flow.** In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America, 2019, Gramado, Brazil. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 2019.

**DE NADAI N, B.;** PORTELINHA, F.M.; DIOGO MARUJO; DA SILVA NETO, JOAO ALVES ; ZAMBRONI DE SOUZA, ANTONIO ; Costa, J.G.C . **An OffLine Fuzzy-Based Decision-Making to Load Shedding in Microgrids.** In: IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, 2019, Gramado, Brazil. 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 2019.

**DE NADAI N, B.;** DE SOUZA, A. C. ZAMBRONI; COSTA, J. G. C.; PINHEIRO, C A M; PORTELINHA, F. M. **A secondary control based on fuzzy logic to frequency and voltage adjustments in islanded microgrids scenarios** In: 2017 IEEE Manchester PowerTech, 2017, Manchester. 2017 IEEE Manchester PowerTech. IEEE, 2017. p.1 -6

**BRUNO DE NADAI NASCIMENTO;** ANTONIO CARLOS ZAMBRONI DE SOUZA; JOÃO GUILHERME DE CARVALHO COSTA; DIOGO MARUJO; DENISSON QUEIROZ OLIVEIRA; FRANCISCO MARTINS PORTELINHA JÚNIOR **Um Método De Corte De Carga Por Subtensão Em Microrredes Ilhadas** In: Vi Simpósio Brasileiro De Sistemas Elétricos, Natal. . , 2016.

**DE NADAI N, B.;;** ZAMBRONI DE SOUZA, A.C.; COSTA, J.G.C.; MARUJO, D.; PORTELINHA, F.M.; OLIVEIRA, D.Q. **A Monte Carlo Simulation Approach To Determine Critical Buses In Islanded Microgrids** In: 5th IET International Conference On Renewable Power Generation (RPG) 2016, London. P.51 (6 .)

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- [1] D. M. Falcão, “Smart Grids e Microrredes: O futuro já é presente,” in *Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, 2009, pp. 1–9.
- [2] EPE, “Plano Decenal de Energia,” Rio de Janeiro, 2016.
- [3] M. Masera, E. F. Bompard, F. Profumo, and N. Hadjsaid, “Smart (Electricity) Grids for Smart Cities: Assessing Roles and Societal Impacts,” *Proc. IEEE*, vol. 106, no. 4, pp. 613–625, 2018.
- [4] D. Queiroz Oliveira, “Sistema de Gerenciamento de Energia para Operação Resiliente de Microrredes em Modo Ilhado,” Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- [5] Z. Li, M. Shahidehpour, F. Amififar, A. Akabdulwahab, and Y. Al-Turki, “Networked microgrids for enhancing the power system resilience,” *Proc. IEEE*, vol. 105, no. 7, pp. 1289–1311, 2017.
- [6] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the Art in Research on Microgrids : A Review,” *IEEE Access*, vol. 3, Denver, pp. 890–925, Jul-2015.
- [7] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, “Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 916–924, May 2006.
- [8] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. García de Vicuña, and M. Castilla, “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids — A General Approach Toward Standardization,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, Jan. 2011.
- [9] A. C. Zambroni de Souza, B. de Nadai N., F. M. Portelinha Jr., D. Q. Oliveira, and D. Marujo, “Microgrids Operation in Islanded Mode,” in *Sustainable Development in Energy Systems*, 1 st., B. Azzopardi, Ed. Malta: Springer, 2017, pp. 193–215.
- [10] ANEEL, *PRODIST(Procedimentos de Distribuição) Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Brazil: in portuguese, 2016.
- [11] M. V. Santos, A. C. Zambroni de Souza, B. I. Lima Lopes, and D. Marujo, “Secondary Voltage Control System Based on Fuzzy Logic,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, no. 1, pp. 377–384, Oct. 2015.
- [12] R. Majumder, “Some aspects of stability in microgrids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3243–3252, 2013.
- [13] D. Q. Oliveira, A. C. Zambroni de Souza, M. V. Santos, A. B. Almeida, B. I. L. Lopes, and O. R. Savedra, “A Fuzzy-Based Approach for Microgrids Islanded Operation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 149, no. 1, pp. 178–189, Apr. 2017.
- [14] ANEEL, *Resolução Normativa N°414*. Brazil: (in portuguese), 2011.
- [15] ANEEL, “Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição,” 2015.
- [16] A. Majzoobi and A. Khodaei, “Application of Microgrids in Supporting Distribution Grid Flexibility,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3660–3669, 2017.

- [17] C. Jin, M. Gao, X. Lv, and M. Chen, "A Seamless Transfer Strategy of Islanded and Grid-connected Mode Switching for Microgrid based on Droop Control," in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2012, pp. 969–973.
- [18] Y. Mohamed and E. F. El-Saadany, "Adaptive Decentralized Droop Controller to Preserve Power Sharing Stability of Paralleled Inverters in Distributed Generation Microgrids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 23, no. 6, pp. 2806–2816, 2008.
- [19] Y. R. Rodrigues, M. Ferreira Z. de Souza, A. C. Zambroni de Souza, B. I. Lima Lopes, and D. Queiroz Oliveira, "Unbalanced Load Flow for Microgrids Considering Droop Method," in *IEEE PES General Meetin*, 2016, no. 2.
- [20] "Control and Analysis of Droop and Reverse Droop Controllers for Distributed Generations," no. 3, pp. 1–5, 2014.
- [21] I. Microgrids, "Distributed Secondary Voltage and Frequency Restoration Control of Droop-Controlled," vol. 62, no. 7, pp. 4355–4364, 2015.
- [22] L. Fang, J. Chen, X. Chen, C. Gong, and Y. Fan, "Analysis and Control of Smooth Transferring for Micro-Grid with Droop Control," in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2013, pp. 55–59.
- [23] IEEE, "IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers," New York, 2017.
- [24] L. M. and T. D. and J. R.-P. and J. C. V. and J. M. Guerrero, "Modeling and Sensitivity Study of Consensus Algorithm-Based Distributed Hierarchical Control for DC Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1504–1515, 2016.
- [25] Y. Han, H. Li, P. Shen, E. A. A. Coelho, and J. M. Guerrero, "Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, no. 3, pp. 2427–2451, 2017.
- [26] W. Kang *et al.*, "Distributed Secondary Control Method for Islanded Microgrids With Communication Constraints," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 5812–5821, 2018.
- [27] S. Peyghami-Akhuleh, H. Mokhtari, P. Davari, P. C. Loh, and F. Blaabjerg, "A new secondary control approach for voltage regulation in DC microgrids," *ECCE 2016 - IEEE Energy Convers. Congr. Expo. Proc.*, vol. 53, no. 5, pp. 4855–4862, 2016.
- [28] J. M. Rey, P. Marti, M. Velasco, J. Miret, and M. Castilla, "Secondary Switched Control with no Communications for Islanded Microgrids," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 11, pp. 8534–8545, 2017.
- [29] A. B. Piardi, E. J. L. Geraldi, A. P. Grilo, R. Reginatto, and R. A. Ramos, "A Control Structure for Smooth Transfer from Grid-Connected to Islanded Operation of Distributed Synchronous Generators," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. early aces, no. X, pp. 1–8, 2019.
- [30] F. M. Portelinha, A. Carlos, Z. De Souza, M. Castilla, D. Q. Oliveira, and P. F. Ribeiro, "Control Strategies for Improving Energy Efficiency and Reliability In Autonomous Microgrids with Communication Constraints," *Energies*, vol. 10, no. 1443, pp. 1–16, 2017.
- [31] F. M. *et al.*, "Design and Performance of an Advanced Communication Network for Future Active Distribution Systems," *J. Energy Eng.*, vol. 144, no. 3, pp. 1–11, 2018.
- [32] T. Mariano, L. Assis, and G. N. Taranto, "Automatic Reconnection From Intentional Islanding Based on Remote Sensing of Voltage and Frequency Signals," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol. 3, no. 4, pp. 1877–1884, 2012.

- [33] T. L. Vandoorn, B. Meersman, J. D. M. De Kooning, and L. Vandeveldel, "Transition From Islanded to Grid-Connected Mode of Microgrids With Voltage-Based Droop Control," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2545–2553, 2013.
- [34] B. de N. Nascimento, A. C. Z. de Souza, J. G. de C. Costa, C. A. M. Pinheiro, and F. M. P. Jr, "A Secondary Control Based on Fuzzy Logic to Frequency and Voltage Adjustments in Islanded Microgrids Scenarios," in *12th Powertech Conference*, 2017, pp. 1–6.
- [35] R. Lahon and C. P. Gupta, "Energy Management of Cooperative Microgrids with High-Penetration Renewables," *IET*, vol. 12, pp. 680–690, 2018.
- [36] A. A. Eajal, M. A. Abdelwahed, E. F. El-Saadany, and K. Ponnambalam, "A Unified Approach to the Power Flow Analysis of AC/DC Hybrid Microgrids," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 1145–1158, 2016.
- [37] A. Elrayyah, Y. Sozer, and M. E. Elbuluk, "A novel load-flow analysis for stable and optimized microgrid operation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 4, pp. 1709–1717, 2014.
- [38] F. Mumtaz *et al.*, "A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson With Droop Control of DG," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 493–503, Apr. 2016.
- [39] L. Ren and P. Zhang, "Generalized Microgrid Power Flow," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3911–3913, 2018.
- [40] L. Rese, A. Simões Costa, and A. Silveira e Silva, "A Modified Load Flow Algorithm for Microgrids Operating in Islanded Mode," in *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, 2013, vol. 3, pp. 1–7.
- [41] J. E. Sarmiento, E. M. Carreno, and A. C. Zambroni de Souza, "Modeling Inverters with Volt-Var Functions in Grid-Connected Mode and Droop Control Method in Islanded Mode," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 155, pp. 265–273, Nov. 2018.
- [42] A. J. Monticelli, "Automation of Distribution of Electrical Energy : Simulation Using Fast Decoupled Power Flow," in *Congresso Brasileiro de Automática*, 1984, pp. 256–261.
- [43] A. C. Z. de Souza, B. I. L. Lopes, O. A. S. Carpinteiro, and R. C. Leme, "Determination of Optimal Point for Reactive Power Compensation in Distribution Systems," *20Th Int. Conf. Electr. Distrib. June 2009*, no. 0179, pp. 8–11, 2009.
- [44] P. J. Lagace, M. H. Vuong, and I. Kamwa, "Improving Power Flow Convergence by Newton Raphson with a Levenberg-Marquardt Method," in *IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, PES, 2008, pp. 1–6.
- [45] M. H. Moradi, V. B. Foroutan, and M. Abedini, "Power flow analysis in islanded Micro-Grids via modeling different operational modes of DGs: A review and a new approach," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. August 2015, pp. 248–262, 2017.
- [46] P. Aristidou, G. Valverde, and T. Van Cutsem, "Contribution of Distribution Network Control to Voltage Stability: A Case Study," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 106–116, Jan. 2015.
- [47] G. Díaz, "Maximum loadability of droop regulated microgrids – formulation and analysis," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 2, pp. 175–182, 2013.

- [48] Z. Li, Q. Guo, H. Sun, J. Wang, Y. Xu, and M. Fan, "A Distributed Transmission-Distribution-Coupled Static Voltage Stability Assessment Method Considering Distributed Generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 2621–2632, 2018.
- [49] A. C. Zambroni de Souza, M. Santos, M. Castilla, J. Miret, L. García de Vicuña, and D. Marujo, "Voltage security in AC microgrids : a power flow-based approach considering droop- controlled inverters," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, no. 8, pp. 954–960, May 2015.
- [50] D. Marujo, "Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com a Presença de Redes de Distribuição Ativas," 2006.
- [51] B. de Nadai Nascimento, "Uma Proposta de Metodologia de Corte de Carga em Microrredes Ilhadas," Universidade Federal de Itajubá, 2016.
- [52] A. C. Zambroni de Souza and B. I. Lima Lopes, "Quasi-Dynamic Model and Strategy for Control Actions," *Electric Power Components and Systems*, vol. 33, no. 9, pp. 1057–1070, Feb-2005.
- [53] R. Verayiah, A. Mohamed, H. Shareef, and I. Z. Abidin, "Review of Under-voltage Load Shedding Schemes in Power System Operation," *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 90, no. 7, pp. 99–103, 2014.
- [54] Q. Zhou, Z. Li, Q. Wu, and M. Shahidehpour, "Two-Stage Load Shedding for Secondary Control in Hierarchical Operation of Islanded Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3053, no. c, Março, pp. 1–8, 2018.
- [55] D. Issicaba, M. Augusto, F. O. Resende, B. Santos, and J. A. P. Lopes, "Long-Term Impact Evaluation of Advanced Under Frequency Load Shedding Schemes on Distribution Systems with DG Islanded Operation," *IEEE Trans. Smart Grids*, vol. 10, no. 1, pp. 238–247, 2019.
- [56] N. Hajimohammadi and H. Bevrani, "Load Shedding in Microgrids," in *18th Electric Power Distribution Conference*, 2013, pp. 1–7.
- [57] M. Brandstetter, A. Schirrer, M. Miletić, S. Henein, M. Kozek, and F. Kupzog, "Hierarchical predictive load control in smart grids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 190–199, 2017.
- [58] S. Shongwe and M. Hanif, "Comparative Analysis of Different Single-Diode PV Modeling Methods," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 3, pp. 938–946, May-2015.
- [59] A. B. de Almeida, "Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída nos Sistemas de Transmissão e Distribuição," Universidade Federal de Itajubá, 2015.
- [60] T. Ackermann, *Wind Power ind Power Systens*. John Wiley & Sons, 2005.
- [61] M. De Lellis, R. Reginatto, R. Saraiva, and A. Trofino, "The Betz limit applied to Airborne Wind Energy," *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 32–40, 2018.
- [62] R. Billinton and G. Bai, "Generating Capacity Adequacy Associated With Wind Energy," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 3, pp. 641–646, Sep-2004.
- [63] V. A. Boicea, "Energy storage technologies: The past and the present," *Proc. IEEE*, vol. 102, no. 11, pp. 1777–1794, 2014.
- [64] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. Bin Mansor, and F. Blaabjerg,

- “Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges,” *IEEE Access*, vol. 6, no. 1, pp. 35143–35164, 2018.
- [65] R. H. Byrne, T. A. Nguyen, D. A. Copp, B. R. Chalamala, and I. Gyuk, “Energy Management and Optimization Methods for Grid Energy Storage Systems,” *IEEE Access*, vol. 6, no. c, pp. 13231–13260, 2017.
- [66] “Load Representation for Dynamic Analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, 1993.
- [67] M. Pesin and J. Paladino, “Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters,” Washington, 2018.
- [68] IEEE, “IEEE Guide for Design , Operation , and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems 1547.1,” 2011.
- [69] M. Shahidehpour and S. Pullins, “Microgrids, Modernization and Rural Electrification,” *IEEE Electrification Magazine*, no. 1, pp. 2–6, Feb-2016.
- [70] M. F. Z. de Souza, “On Rural Microgrids Design – A Case Study in Brazil,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 2015, pp. 160–164.
- [71] A. J. Monticelli, *Fluxo De Carga em Redes de Energia Elétrica*, 1st ed. São Paulo, 1983.
- [72] H. E. Farag, E. F. El-Saadany, R. El Shatshat, and A. Zidan, “A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 7, pp. 1499–1506, 2011.
- [73] N. Mwakabuta and A. Sekar, “Comparative Study of the IEEE 34 Node Test Feeder Under Practical Simplifications,” in *2007 39th North American Power Symposium, NAPS*, 2007, pp. 484–491.
- [74] D. Marujo, A. C. Zambroni de Souza, B. I. Lima Lopes, M. V. Santos, and K. L. Lo, “On Control Actions Effects by Using QV Curves,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 3, pp. 1298–1305, May-2015.
- [75] B. de Nadai Nascimento, A. C. Zambroni de Souza, J. G. De Carvalho, and M. Castilla, “Load shedding scheme with under-frequency and undervoltage corrective actions to supply high priority loads in islanded microgrids,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 13, no. 11, pp. 1981–1989, 2019.
- [76] R. S. Moura, A. C. Antonio Carlos, B. I. Lima Lopes, and F. W. Mohn, “Effects of QV curves in the dynamic behaviour of power systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, no. 12, pp. 2861–2870, May-2016.
- [77] B. de Nadai N., A. C. Zambroni de Souza, J. G. de Carvalho Costa, D. Marujo, F. M. Portelinha Jr., and D. Q. Oliveira, “A Monte Carlo Simulation Approach to Determine Critical Buses in Islanded Microgrids,” in *5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016*, 2016, pp. 2–7.
- [78] J. C. Stacchini de Souza, T. Mariano Lessa, and B. Chandra Pal, “Data Compression in Smart Distribution Systems via Singular Value Decomposition,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 275–284, 2017.
- [79] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, Second. New York and London: Plenum Press, 1992.
- [80] B. de Nadai N., F. M. Portelinha Jr., D. Marujo, J. Alves da Silva Neto, A. C. Zambroni de Souza, and J. G. de Carvalho Costa, “An OffLine Fuzzy-Based Decision-Making to

- Load Shedding in Microgrids,” in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Latin America)*, 2019.
- [81] M. L. Baughman, C.-C. Liu, and R. C. Dugan, “IEEE 37 Node Test Feeder,” 2017.
- [82] B. de Nadai N., J. Alves da Silva Neto, J. E. Sarmiento, C. A. Alvez, A. C. Zambroni de Souza, and J. G. de Carvalho Costa, “A Comparative Study Between Axis Rotation and Levenberg-Marquardt Methods to Improve Convergence in Microgrids Load Flow,” in *IEEE - Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Latin America)*, 2019.
- [83] J. E. Sarmiento, C. A. Alvez, B. de Nadai Nascimento, A. C. Zambroni de Souza, E. M. Carreno, and R. F. Ribeiro, “A Complex-Valued Three-Phase Load Flow for Radial Networks: High-Performance and Low-Voltage Solution Capability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3241–3249, no. 34, p. 4, 2019.