

FLÁVIO LOPES DA SILVA

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UMA MICRORREDE COM
MÚLTIPLAS UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.
Orientador: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin.
Co-orientador: Prof. Dr. Joost Peter Rey.

VITÓRIA
2011

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Central da Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

D159i Da Silva, Flávio Lopes, 1983-
Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades
de Geração Distribuída / Flávio Lopes da Silva. – 2011.
102 f. : il.

Orientador: Jussara Farias Fardin.

Co-Orientador: Joost Peter Rey.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Espírito Santo,
Centro Tecnológico.

1. Microrrede. 2. Geração Distribuída. 3. Modelo Dinâmico. 4.
Controle de Potência. I. Farias Fardin, Jussara. II. Peter Rey, Joost. III.
Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

FLÁVIO LOPES DA SILVA

**ANÁLISE DO DESEMPENHO DE UMA MICRORREDE COM
MÚLTIPLAS UNIDADES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 18 de abril de 2011.

COMISSÃO EXAMINADORA

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin - Orientadora
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. Dr. Joost Peter Rey - Co-orientador
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. Dr. Domingos Sávio L. Simonetti
Universidade Federal do Espírito Santo

Prof. Dr. José Antenor Pomílio
Universidade Estadual de Campinas

“O desejo sincero e profundo do coração é sempre realizado, em minha própria vida tenho sempre verificado a certeza disto.”

(Mahatma Gandhi)

À minha família.

Agradecimentos

À Deus, por ser minha força espiritual.

Aos meus pais, Daniel e Maria da Penha, às minhas irmãs, Gleícia e Fernanda, e meu sobrinho Vagner, pela credibilidade, pela ajuda e estímulo constantes, pela amizade, pelo carinho e por serem minha família.

A minha orientadora, Jussara Farias Fardin, pelo incentivo, pelos ensinamentos, pelas excelentes idéias e por ter sido extremamente paciente e atenciosa.

Ao meu co-orientador, Joost Peter Rey, pelas idéias e pela atenção apesar da distância.

Aos meus colegas do LEPAC, pelos momentos felizes que passamos juntos, pela amizade e por ter aprendido e crescido com eles.

Aos meus amigos de Jacaraípe, que sempre acreditaram e me motivaram na minha vida acadêmica.

Aos meus colegas de trabalho do Instituto Federal do Espírito Santo, *Campus São Mateus*, pelo carinho e compreensão.

Ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Espírito Santo, por ter proporcionado um ambiente favorável para desenvolvimento de minhas competências durante meu mestrado.

Resumo

Uma microrrede traz muitos benefícios ao sistema elétrico de potência, principalmente quando se trata de confiabilidade no fornecimento. Geralmente suas microfones são fontes alternativas e renováveis de geração, o que tem atraído cada vez mais investimentos para esse tipo de sistema de energia. Dessa forma, este trabalho visa contribuir para os estudos relativos às microrredes, que são um novo paradigma de Geração Distribuída para o barramento de baixa tensão do Sistema Elétrico de Potência.

É apresentado o conceito de microrrede, bem como suas características principais, os principais tipos de microfones de geração, suas vantagens e desvantagens e suas topologias de controle. A metodologia de controle de potência dentro de uma microrrede depende da forma em que a microfone está conectada ao barramento de baixa tensão, ou seja, se por meio de inversores ou de máquinas rotativas.

Uma estrutura de microrrede é proposta e é desenvolvido um modelo dinâmico para a análise do desempenho desta microrrede. A microrrede é composta de várias cargas, uma unidade de armazenamento de energia e múltiplas unidades de geração, que são: um módulo fotovoltaico, uma célula a combustível, uma microcentral hidrelétrica, uma microcentral termelétrica e um gerador eólico. Com este modelo são feitas análises de situações tais como: conexão da microrrede com a rede de distribuição, simulação de falhas na rede e variação de carga dentro da microrrede.

Abstract

A microgrid has many benefits to the electric power system, especially when it comes to reliability of supply. Usually its microsources are alternative and renewable generations, which has attracted more investments for this type of power system. Thus, this work contributes to studies concerning microgrids, which is a new paradigm of Distributed Generation to the low voltage bus of the Electric Power System.

In the beginning will be presented the concept of a microgrid and its main features, its main types of microsources, their advantages and disadvantages and their control topologies. The method of power control in a microgrid depends on the manner in which the microsource is connected to the low voltage bus, through inverters or rotating machinery.

For performance analysis of an microgrid in adverse situations, a dynamic model is proposed. In this model, the microgrid is composed of several loads, a unit of energy storage and multiple generation units, which are: a photovoltaic module, a fuel cell, a micro-hydroelectric, a micro-thermoelectric and a wind generator. With this model, situations such as: connecting the microgrid to the distribution energy system, simulation of network failures and load variations within the microgrid can be analyzed.

Sumário

SUMÁRIO.....	X
LISTA DE FIGURAS.....	XII
LISTA DE TABELAS	XV
NOMENCLATURA	XVI

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO	17
1.1. MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS.....	18
1.2. TRABALHOS RELACIONADOS	20
1.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	23

CAPÍTULO 2

MICRORREDE: FUNDAMENTOS.....	24
2.1 CONCEITO.....	24
2.2. ESTRUTURA BÁSICA DE UMA MR	25
2.3 PROCEDIMENTOS PARA A CONEXÃO DE UMA MR NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....	27
2.3.1 <i>Procedimento para Conexão</i>	28
2.3.1.1 Sequência de Ações.....	28
2.4 PRINCIPAIS TIPOS DE MICROFONTES	29
2.4.1 <i>Eólica</i>	30
2.4.2 <i>Energia Solar</i>	32
2.4.3 <i>Célula a Combustível</i>	34
2.4.4 <i>Microturbina a Gás</i>	37
2.4.5 <i>Microcentrais Hidrelétricas</i>	40
2.4.6 <i>Dispositivos Armazenadores de Energia</i>	43
2.4.6.1 Baterias	44
2.4.6.2 Supercapacitores.....	45
2.4.6.3 Volantes de Inércia.....	47
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	48

CAPÍTULO 3

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE POTÊNCIA EM UMA MICRORREDE.....	49
3.1. CONTROLE DE MFs CONECTADAS POR MEIO DE MÁQUINAS ROTATIVAS	49
3.1.1. <i>Controle por meio da Curva de Frequência e Tensão</i>	50
3.2. CONTROLE DE MFs CONECTADAS POR MEIO DE INVERSORES.....	54
3.2.1. <i>Controle PQ</i>	57
3.2.2. <i>Controle VSI</i>	58
3.3. CONTROLE DA MR PARA OPERAÇÃO EM ILHAMENTO	61
3.3.1. <i>Detecção de Ilhamento</i>	63
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	65

CAPÍTULO 4

A MICRORREDE PROPOSTA	66
4.1. A MICRORREDE PROPOSTA.....	66
4.1. OS MODELOS DAS MICROFONTES.....	67
<i>As várias microfontes que compõem a microrrede proposta devem ser modeladas para posterior montagem da plataforma de simulação para a análise do desempenho da microrrede. A seguir serão apresentados os modelos usados neste trabalho para as microfontes.....</i>	<i>67</i>
4.1.1 A célula a combustível.....	67
4.1.2 A μ CH.....	69
4.1.3 A Termelétrica.....	70
4.1.4 O Gerador Eólico.....	72
4.1.5 O Módulo Fotovoltaico.....	73
4.1.6 O Dispositivo de Armazenamento de Energia.....	73
4.1.7 A Plataforma de Simulação.....	74
4.2. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	75

CAPÍTULO 5

ANÁLISE DE DESEMPENHO DA MICRORREDE: RESULTADOS	76
5.1. CONEXÃO DA MR COM A REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	76
5.1.1 Resultados.....	77
5.2. DETECÇÃO DE ILHAMENTO.....	86
5.2.1 Resultados.....	86
5.3. ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	91
5.3.1 Resultados.....	91
5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	95

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES FINAIS	96
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98

Lista de Figuras

Figura 2.1. Arquitetura de uma MR (MOREIRA, 2007).....	25
Figura 2.2. Arquitetura de controle de uma MR.....	26
Figura 2.3. Desenho esquemático de uma turbina eólica (ATLAS/ANEEL, 2001).....	30
Figura 2.4. Curva de potência típica de um aerogerador com controle tipo estol (CRESESB).....	31
Figura 2.5. Forma típica de uma curva de potência de um aerogerador com controle de passo (CRESESB).....	31
Figura 2.6. Sistema fotovoltaico (DA COSTA et al, 2008).	33
Figura 2.7. Curvas características IxV para um módulo fotovoltaico (DA COSTA, 2008). ...	33
Figura 2.8. Desenho simplificado de uma célula a combustível (ETT et al, 2002).....	35
Figura 2.9. Esquema de uma célula a combustível de óxido sólido (SOFC) (SOUZA, 2009).36	
Figura 2.10. Esquema interno de uma célula a combustível SOFC <i>Siemens-Westinghouse</i> 100kW (SOUZA, 2009).....	36
Figura 2.11. Vista externa de uma SOFC de 100kW <i>Siemens-Westinghouse</i> (SOUZA, 2009).	37
Figura 2.12. Desenho esquemático do funcionamento e equipamentos de uma microturbina (BONA e RUPPERT FILHO, 2004).	38
Figura 2.13. Visualização em corte de uma microturbina (<i>Capstone Turbine Corporation</i>). .	39
Figura 2.14. Eixo da microturbina (<i>Capstone Turbine Corporation</i>).....	39
Figura 2.15. Operação eletroquímica em uma bateria - Operação de descarga (MOREIRA, 2008).....	44
Figura 2.16. Operação eletroquímica em uma bateria - Operação de carga (MOREIRA, 2008).....	45
Figura 2.17. Supercapacitor.....	46
Figura 2.18. Sistema de um volante de inércia.....	47
Figura 3.1. Sistema básico de fluxo de potência.	50
Figura 3.2. Fluxo de potência ativa por meio de controle da inclinação $P - \omega$ (LI e CHAO, 2009).....	52

Figura 3.3. Fluxo de potência reativa por meio de controle da reta Q-V (LI e CHAO, 2009).	53
Figura 3.4. Exemplo de uma MF conectada ao barramento BT por meio de inversores.....	55
Figura 3.5. Esquema de controle de um inversor.	56
Figura 3.6. Esquema de controle PQ.	58
Figura 3.7. Curva P- ω (PEÇAS LOPES et al, 2006).....	59
Figura 3.8. Esquema de controle V-f.	60
Figura 3.9. Esquema com um único VSI fazendo o controle V/F (PEÇAS LOPES et al, 2006).....	62
Figura 3.10. Esquema com todos VSIs fazendo o controle V/F (PEÇAS LOPES et al, 2006).....	62
Figura 3.11. Diagrama de blocos de um relé de taxa de variação de frequência (VIEIRA et al, 2008).....	63
Figura 3.12. Esquema de detecção de ilhamento.....	64
Figura 4.1. Diagrama unifilar da MR em BT.	67
Figura 5.1. Diagrama unifilar da MR em BT.	77
Figura 5.2. Tensão no barramento de BT.....	79
Figura 5.3. Frequência da MR.	79
Figura 5.4. Contribuição de potência da bateria.	80
Figura 5.5. Contribuição de potência da μ CH.....	80
Figura 5.6. Contribuição de potência da termelétrica.	81
Figura 5.7. Contribuição de potência da célula a combustível.....	81
Figura 5.8. Contribuição de potência do gerador eólico.	82
Figura 5.9. Contribuição de potência do módulo fotovoltaico.....	82
Figura 5.10. Potência ativa e reativa na μ CH considerando uma indutância na conexão da bateria.....	83
Figura 5.11. Potência no PAC após sincronização com o barramento de MT.....	84
Figura 5.12. Corrente no PAC após a sincronização com o barramento de MT.....	85
Figura 5.13. Saída ComL do detector de ilhamento.	87
Figura 5.14. Saída ComD do detector de ilhamento.....	87

Figura 5.15. Comando ComL definindo o esquema de controle para o inversor.....	88
Figura 5.16. Tensão no barramento BT.	88
Figura 5.17. Frequência no barramento BT.	89
Figura 5.18. Tensão V_{abc} no barramento BT.	90
Figura 5.19. Zoom da Tensão V_{abc} no barramento BT.....	90
Figura 5.20. Diagrama unifilar da MR para análise do fluxo de potência.	92
Figura 5.21. Potência ativa e reativa no BT - Situação 1.....	93
Figura 5.22. Potência ativa e reativa no BT - Situação 2.....	94
Figura 5.23. Potência ativa e reativa no BT - Situação 3.....	94

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Classificação de usinas hidrelétricas em função da potência instalada (MME-ELETROBRÁS, 1985).	41
Tabela 3.1. Comparação entre as características de uma máquina síncrona e inversores.	56
Tabela 5.1. Contribuição de potência de cada MF antes e após a sincronização com a rede de MT.	85
Tabela 5.2. Potência de cada MF nas três situações de carga.	95

Nomenclatura

MR	Microrrede
MF	Microfonte
GD	Geração Distribuída
NTUA	<i>National Technical Universty of Athens</i> (Universidade Tecnológica de Atenas)
CERTS	<i>Consortium for Electric Reliability Technology Solutions</i> (Consórcio de Soluções Tecnológicas para Confiabilidade no Sistema Elétrico)
P	Potência Ativa
Q	Potência Reativa
ω	Frequência Angular
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i> (Inversor tipo Fonte de Tensão)
V	Tensão
BT	Barramento de Baixa Tensão
MT	Barramento de Média Tensão
CCMR	Central de Controle da Microrrede
CCa	Controlador de Carga
CMf	Controlador da Microfonte
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PV	Painel Fotovoltaico
μ CH	Microcentral Hidrelétrica
SOFC	<i>Solid Oxide Fuel Cell</i> (Célula a Combústivel de Óxido Sólido)
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
SEP	Sistema Elétrico de Potência
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i> (Relés de Taxa de Variação de Frequência)
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
GIDA	Gerador de Indução com Dupla Alimentação

Capítulo 1

Introdução

A primeira geração de energia no Brasil por meio de hidrelétricas se deu em 1883 em Diamantina-MG, no rio Ribeirão do Inferno, afluente do rio Jequitinhonha. O objetivo era atender à mineradora Santa Maria. Em 1889, foi inaugurada a usina Bernardo Mascarenhas em Juiz de Fora-MG com uma potência de 250 kW, considerada a primeira usina de porte do Brasil. Esta usina foi utilizada para atender à indústria têxtil e a iluminação residencial de Juiz de Fora, o que se pode considerar como o primeiro empreendimento de energia elétrica para serviço público. Na década de 50 houve um incentivo do governo para produção de energia em grande escala resultando na criação das grandes empresas estatais no ramo de geração, transmissão e distribuição de energia. Houve nesse período a construção de grandes usinas hidrelétricas com gigantescos reservatórios, dentre elas podemos destacar a usina binacional de Itaipú, maior usina hidrelétrica do mundo até este trabalho. No entanto, com a crise energética de 2001, houve um novo marco regulatório no setor energético brasileiro com o objetivo de atrair investimentos para o setor elétrico, principalmente na área de geração.

Devido à cobrança da sociedade por um desenvolvimento sustentável, aos incentivos econômicos e essa nova regulamentação no setor elétrico, o sistema elétrico brasileiro tem buscado opções de geração alternativas e renováveis. Desse modo, o sistema elétrico está descentralizando cada vez mais sua geração de energia. Os novos investimentos no setor, em sua maioria, são de pequeno porte e são fontes alternativas e renováveis instalados próximo à carga, também denominadas de Geração Distribuída (GD). A grande inserção de geração distribuída trouxe ao setor elétrico um novo conceito: a Microrrede (MR).

Entende-se por Microrrede um sistema elétrico composto de várias pequenas unidades geradoras com centenas de kW ou menos, conectadas ao barramento de baixa tensão da rede

central (LASSETER, 2002). Entretanto, a MR é um conjunto de GD's, as quais estão conectadas em paralelo alimentando suas respectivas cargas e ao mesmo tempo trocando potência entre si e o sistema de distribuição. A MR é vista pelo sistema central como uma única célula de geração de energia, composta por várias outras células de geração.

A inserção de uma Microrrede na rede de distribuição traz os mesmos benefícios inerentes a GD, tais como, a redução de custos com transmissão, pequenos investimentos das instalações, maior confiabilidade no fornecimento de energia e a utilização de fontes renováveis de geração, pois a maior parte das microfontes são renováveis (eólica, solar, biomassa, etc). Entretanto, podem-se citar algumas desvantagens devido à conexão de uma MR à rede de distribuição, dentre elas pode-se destacar: a) o custo de algumas MF's é alto devido à tecnologia pouco explorada; b) a MR precisa de um controle próprio para garantir a qualidade no fornecimento de energia tanto para o lado do cliente quanto para a concessionária, isso exige um sistema de controle mais complexo.

1.1. Motivações e Objetivos

O sistema elétrico tem enfrentado muitas mudanças recentemente. Dessas mudanças pode-se destacar a inserção de pequenas unidades geradoras de energia no sistema de distribuição. Numa microrrede essas unidades estão conectadas entre si e alimentam diversas cargas específicas fazendo-se necessário um controle do fluxo de potência para garantir a qualidade no fornecimento de energia localmente e para a rede de distribuição.

O conceito de microrrede tem se difundido em todo o mundo. Em alguns países já existem implementações de microrredes alimentando cargas diversas. Na Grécia existe um protótipo de uma microrrede na Universidade Tecnológica de Atenas (*NTUA – National Technical University of Athens*), nesse protótipo há painéis fotovoltaicos e uma turbina eólica, baterias e cargas (BARNES et al, 2005). Nos Estados Unidos foi criado o programa *CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions) Microgrid* com o objetivo de estudar o impacto da microrrede no sistema elétrico e procurar soluções para esses problemas (STEVENSON et al, 2007). O Japão é o país que está à frente em pesquisas envolvendo microrredes. O governo japonês tem investido em fontes renováveis de geração de energia. Foi criado nesse país, pelo governo, o *NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization)*, no qual vários projetos foram executados em várias cidades como: Aomori, Aichi, Kyoto e Sendai. (HATZIARGYRIOU et al, 2008)

Grandes indústrias também têm investido em pesquisas sobre microrredes, dentre as quais a ABB, Siemens, Anco, General Motors, General Electric e várias concessionárias de energia. Dentre elas ressalta-se a General Electric que investiu quatro milhões de dólares para desenvolvimento de controle, proteção e gerenciamento de energia em uma microrrede (HATZIARGYRIOU et al, 2007).

Mesmo havendo investimentos e pesquisas em MR, a maior parte das concessionárias no mundo não está preparada para esse novo paradigma no sistema elétrico. Em sua maioria não há regulamentações, pesquisas e avanços tecnológicos para esse fim, por isso são necessárias pesquisas e investimentos para a implantação das microrredes, bem como para seus principais tipos de fontes de geração de energia, suas topologias de controle e arquitetura. Dessa forma, as concessionárias de energia devem preparar-se para a inserção dessas microfuentes na rede, principalmente no que tange às regulamentações, planejamento, proteção e operação do sistema.

Dentre as frentes de estudo nas quais este trabalho se concentra, salientam-se as relacionadas ao controle de potência da microrrede e a manutenção da frequência e tensão dentro dos limites estabelecidos pela lei vigente. Desse modo, a motivação deste trabalho é desenvolver um modelo computacional de uma microrrede e analisar o desempenho desta microrrede proposta, a metodologia de controle e os indicadores de qualidade de energia, como a frequência e tensão, em situações adversas.

O objetivo geral deste trabalho é analisar o desempenho de uma microrrede com múltiplas pequenas unidades de geração de energia elétrica a partir de um modelo matemático computacional. Para alcançar esse objetivo foram seguidas as seguintes etapas:

- revisão bibliográfica acerca do estado da arte de microrredes;
- estudo conceitual sobre controle de fluxo de potência;
- escolha e aplicação de uma técnica de controle de potência, frequência e tensão para inversores conectados à rede;
- testes e resultados da microrrede proposta.

1.2. Trabalhos Relacionados

Os trabalhos relacionados com o tema dessa dissertação estão associados principalmente a uma nova topologia do sistema elétrico de potência, a microrrede. Os trabalhos publicados sobre este assunto e usados para a elaboração desta dissertação apresentam o conceito de microrredes, características, vantagens e desvantagens da conexão da MR com a rede de distribuição e as estratégias de controle utilizadas atualmente em MR's.

Em 2002 nos Estados Unidos, surgiu o Consórcio de Soluções Tecnológicas para Confiabilidade no Sistema Elétrico, também conhecido como CERTS, do inglês *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*. Este programa iniciou as pesquisas a respeito da grande inserção de geração distribuída no barramento de baixa tensão do Sistema Elétrico de Potência (SEP), cujo objetivo foi melhorar a confiabilidade do sistema elétrico. Neste programa, os pesquisadores Lasseter, Akhil, Marnay, Stephens, Dagle, Guttromson, Meliopoulos, Yinger e Eto definem esta nova topologia no SEP: a Microrrede.

Lasseter (2002) define este novo paradigma no sistema elétrico de distribuição como uma agregação de cargas e microfones (fontes de geração de até poucas centenas de kW) operando como um sistema isolado e controlável, fornecendo potência e calor localmente.

Kroposki, Lasseter, Ise, Morozumi, Papathanassiou e Hatziargyriou (2008) definem uma microrrede como sistemas elétricos que têm pelos menos uma fonte de geração distribuída e cargas associadas e podem formar ilhas de geração intencionais dentro do sistema de distribuição de energia.

Em Peças Lopes, Moreira e Madureira (2006) a microrrede é definida como um barramento de baixa tensão, como exemplo, um conjunto habitacional, um parque industrial, um *shopping center*, com suas respectivas cargas e alguns fontes de geração de no máximo poucas centenas de kW conectadas a esse barramento, provendo potência e calor para esse sistema.

Com o surgimento deste novo conceito de GD no SEP, muitos autores têm publicado vários trabalhos sobre estratégias de controle de uma microrrede para seus dois modos de operação: normal e ilhamento. Assim, serão descritos alguns trabalhos nessa linha e que nortearam o desenvolvimento desta dissertação.

Barsali, Cearolo e Pelacchi (2002) propuseram em seu trabalho técnicas de controle que garantem continuidade no fornecimento de energia com gerações distribuídas. Neste trabalho são apresentadas estratégias que dependem do tipo de interfaceamento da GD com o

barramento do sistema central, que pode ser feito por meio de máquinas rotativas (geradores síncronos) ou através de inversores. As estratégias de controle dos inversores são baseadas no modo de operação da MR.

Em Peças Lopes, Moreira e Madureira (2006) são apresentadas estratégias de controle para uma microrrede quando esta opera de forma autônoma, operação denominada ilhamento. Os autores apresentam as técnicas de controle para os inversores que fazem o interfaceamento das MF's com a rede de distribuição. Essas técnicas são baseadas nas curvas de potência $P-\omega$ e $Q-V$. Quando é detectado o ilhamento o inversor funciona como um VSI (*Voltage Source Inverter*) garantindo tensão e frequência para a MR.

Pádua (2006) em seu trabalho desenvolve uma técnica simples de detecção de ilhamento baseada em relés de taxa de variação de frequência (ROCOF – *Rate of Change of Frequency*). Ele propõe que, em um sistema com uma GD conectada na rede central, as informações de tensão e frequência sejam medidas no Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Estas informações devem ser utilizadas como entradas do relé e a saída do relé comanda o disjuntor que está no PAC.

Gonçalves, Peña, Pozzebon e Machado (2010) fazem uma análise de conversores CC-CA conectados em redes de distribuição e utilizados em sistemas de geração distribuída. Neste trabalho é proposta uma técnica de detecção de ilhamento baseadas em informações da distorção harmônica total (THD-*Total Harmonic Distortion*) além das informações de frequência e tensão no PAC. O controle e verificação destas informações são feitos por uma Rede Neural Artificial (RNA) previamente treinada.

No trabalho de Katiraei e Iravani (2006) são apresentadas estratégias de controle de potência ativa e reativa em uma MR com microfones interfaceadas com a rede central por meio de dispositivos de eletrônica de potência. Essas estratégias de controle são baseadas em sinais medidos localmente sem a necessidade de uma rede de comunicação. Para o controle de potência reativa foram aplicadas as seguintes técnicas de controle: regulação de tensão, curva característica $Q-V$ e compensação de carga reativa. Já para a potência ativa a técnica utilizada foi por meio da curva característica $P-\omega$, além de uma técnica de restauração de frequência complementar.

Caldon, Rossetto e Turri (2003) fazem uma análise dinâmica da conexão de geração distribuída na rede de distribuição por meio de inversores. São propostos dois modos de controle para o inversor dependendo do modo de operação da MR. No primeiro, quando a microrrede está no modo normal, o inversor atua fazendo o controle de potência ativa e reativa, injetando ou recebendo potência da rede. No segundo, quando a MR está em

ilhamento, o inversor atua de forma a garantir tensão e frequência na MR, funcionando de forma similar a uma máquina síncrona.

No trabalho de Li e Kao (2009) também é apresentada uma estratégia de controle para dispositivos de eletrônica de potência que são utilizados para fazer o interfaceamento das microfuentes com o barramento de baixa tensão da MR. Os autores consideram que em redes de baixa tensão a impedância da linha é altamente resistiva, e que as técnicas de controle de potência baseada nas curvas de potência e frequência podem não ser exatas. Os autores propõem a adição de uma indutância virtual para um melhor desempenho do controle dos inversores.

Neste trabalho foi utilizado o método de controle desenvolvido por Caldon (2003), que é uma topologia de controle de potência ativa e reativa para inversores baseada no método tradicional das curvas de frequência e tensão. Para o a detecção de ilhamento na MR proposta neste trabalho, foi utilizado a técnica de Pádua (2006), que apesar de sua simplicidade, tem boa eficiência.

Para elaboração do modelo matemático da microrrede foi necessário o desenvolvimento de modelos para as fontes de geração de energia. Na literatura vários trabalhos descrevem modelos matemáticos para diferentes tipos de geração de energia, os quais serão comentados na sequência.

Em Kundur (1994) é apresentado o modelo matemático para uma máquina síncrona. Além desse modelo, o autor também mostra em seu livro modelos matemáticos de uma turbina hidráulica, máquina primária, e dos diferentes tipos de sistemas de excitação de campo da máquina síncrona para o controle da potência gerada.

No trabalho de Kariniotakis, Soultanis, Tsouchnikas, Papathanasiou e Hatziargyriou (2005) um modelo dinâmico de uma microrrede é proposto. Neste trabalho são descritos os modelos de algumas microfuentes principais, tais como, microturbinas, módulo fotovoltaico, célula a combustível e geradores eólicos. Estes modelos foram integrados numa plataforma de simulação para avaliar a operação e estratégias de controle de uma MR.

Zhu e Tomsovik (2002) propõem modelos matemáticos simplificados para uma célula a combustível e de uma microturbina a gás para análise de potência quando estas fontes de geração estão conectadas no sistema de distribuição. Os autores mostram resultados de simulação do desempenho dessas duas fontes de geração alimentando uma carga e ligadas em paralelo com a rede central e comprovam que as células a combustível e as microturbinas podem ser utilizadas em sistemas de distribuição, apresentando ótimo desempenho a partir de uma técnica de controle simples.

Marques (2004) em seu trabalho apresenta um modelo de um gerador eólico conectado com a rede elétrica. Ele desenvolve também uma técnica de controle de potência ativa e reativa para um gerador de indução duplamente excitado utilizado para geração de energia elétrica a partir da potência mecânica das turbinas eólicas.

Nesta dissertação, para a célula a combustível foi utilizado o modelo de Zhu e Tomsovik (2002). No caso do gerador eólico, foi escolhido um gerador de indução duplamente excitado, que consta da biblioteca do *Matlab/Simulink*, cujo modelo é a representação nos eixos dq0 das equações elétricas da máquina. A microcentral hidrelétrica é composta por um gerador síncrono e uma turbina hidráulica e a microcentral termelétrica por um gerador síncrono e uma turbina a vapor. As máquinas síncronas foram escolhidas entre as existentes na biblioteca do *Matlab/Simulink* e seus modelos estão apresentados em Kundur (1994). As turbinas também foram escolhidas na biblioteca do *Matlab/Simulink*. O módulo fotovoltaico foi considerado uma fonte de corrente conectada na rede por meio de inversores.

1.3. Organização da Dissertação

No Capítulo 1, apresenta-se o problema a ser abordado, bem como indica a metodologia a ser utilizada para sua solução. Neste capítulo, também é apresentado um levantamento bibliográfico ou estado da arte acerca do tema proposto. No Capítulo 2, são apresentados os detalhes de uma microrrede, definindo seu conceito, sua estrutura típica e alguns dos principais tipos de fonte de geração de energia.

No Capítulo 3, são apresentadas as estratégias de controle para operação de uma MR no modo normal e ilhamento. Já no Capítulo 4, é apresentada a MR proposta para análise do comportamento desta quando conectada à rede de distribuição, em ilhamento e sua reconexão com a rede central.

Enfim, tem-se a apresentação dos resultados e as conclusões do trabalho no Capítulo 5.

Capítulo 2

Microrrede: Fundamentos

Este capítulo dará uma visão geral sobre microrredes, apresentando seu conceito, sua estrutura típica e alguns dos principais tipos de fontes de geração de energia que fazem parte da sua composição.

A conexão da MR à rede de distribuição deve ser bem planejada de forma a evitar problemas. Neste capítulo também será apresentada uma sequência de ações para conexão de uma MR à rede principal de modo a fazer essa conexão de forma correta. Os procedimentos apresentados neste capítulo irão garantir um bom funcionamento da MR e ao mesmo tempo garantirão qualidade no fornecimento de energia.

2.1 Conceito

Segundo Lasseter (2002), uma microrrede é uma agregação de cargas e microfontes operando como um sistema isolado e controlável, fornecendo potência e calor localmente. Este conceito é novo na operação da geração distribuída. Para o sistema elétrico, a microrrede pode ser vista como uma única célula, podendo ser considerada como uma carga única variável ou como uma fonte de energia elétrica variável. Para seus consumidores internos, uma MR traz grandes benefícios, tais como: redução de perdas e dos custos na transmissão, confiabilidade no fornecimento de energia, reserva de energia, recorte no pico de demanda, entre outros.

2.2. Estrutura Básica de uma MR

As microfones que compõem uma microrrede são pequenas unidades geradoras de centenas de kW ou menos. Geralmente essas MFs são módulos fotovoltaicos, microturbinas a gás, células a combustível e geradores eólicos, incluindo também as microcentrais hidrelétricas. Essas MFs possuem características inerentes à GD como baixo custo, pequeno tempo de instalação, baixa tensão e redução na emissão de gases poluentes. A interface das microfones com o barramento de baixa tensão da microrrede em sua maioria é feita por meio de dispositivos de eletrônica de potência que garantem o controle e a flexibilidade exigida pela MR.

A Figura 2.1 apresenta uma microrrede típica conectada ao sistema central.

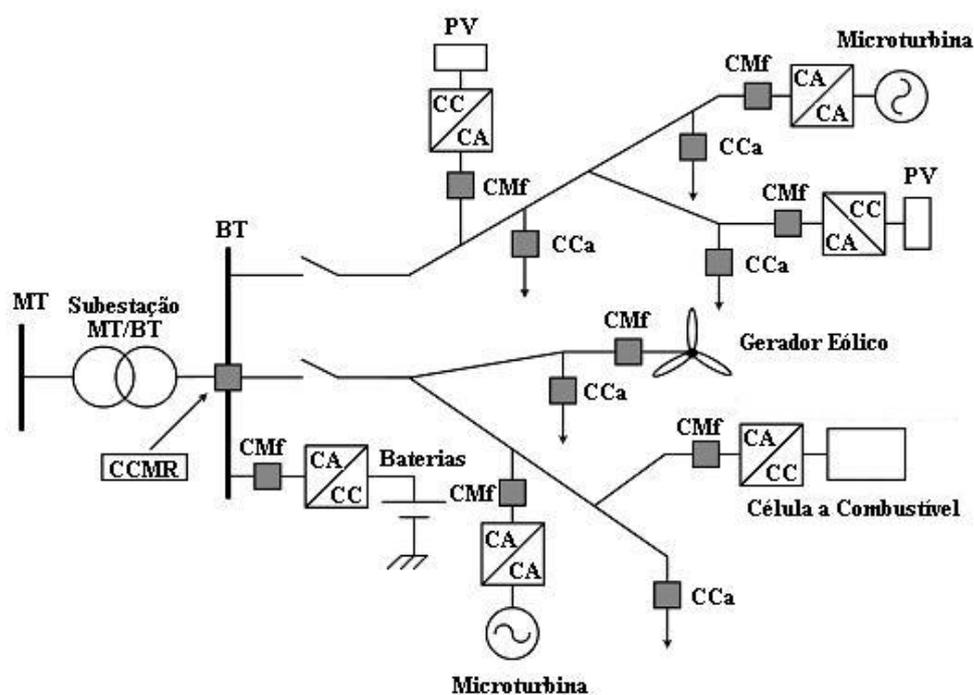


Figura 2.1. Arquitetura de uma MR (MOREIRA, 2007).

Esta MR está composta por várias cargas, algumas ininterruptas, várias MFs controláveis e não controláveis e elementos de armazenamento de energia, baterias. A MR possui também uma infraestrutura de comunicação com um esquema de controle hierárquico, Figura 2.2, que faz o monitoramento das MFs e das cargas. A quantidade de dados transmitidos no circuito de controle é muito pequena e o espaço geográfico ocupado por uma microrrede é bem pequeno comparado a um sistema tradicional, isto resulta em uma infraestrutura de comunicação de baixo custo.

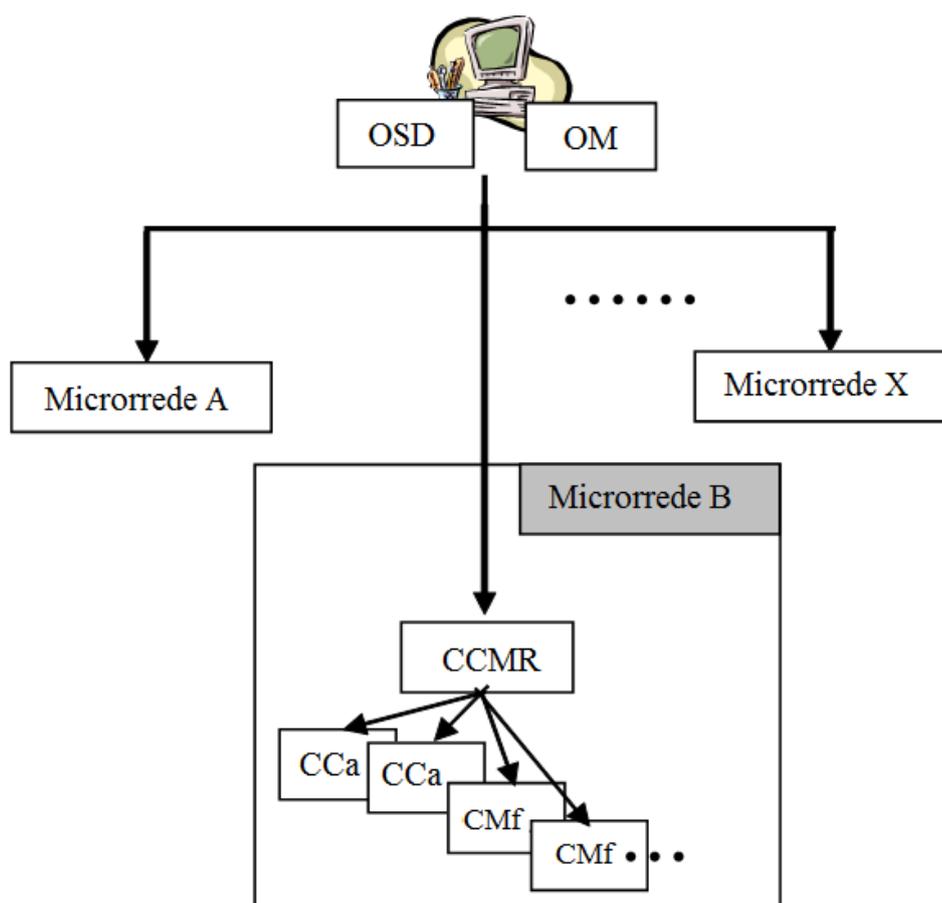


Figura 2.2. Arquitetura de controle de uma MR.

Tipicamente o controle de uma MR possui três níveis, que podem ser observados na Figura 2.2 (HATZIARGYRIOU et al, 2005). No primeiro nível tem-se o Operador do Sistema de Distribuição (OSD) e o Operador de Mercado (OM). O OSD é responsável pela operação em média e baixa tensão onde uma ou mais MR podem estar conectadas. Já o OM é responsável pelo mercado de energia. Essas duas entidades não fazem parte da microrrede, mas são elas que gerenciam a rede central. No segundo nível tem-se a Central de Controle da Microrrede (CCMR) instalada na subestação abaixadora. A CCMR é a principal interface entre o OSD/OM e a microrrede. No último nível, estão os controladores localizados nas cargas ou grupos de cargas e os controladores das MFs. Esses controladores trocam informação com a CCMR, que retorna com os *set-points* adequados para os mesmos. O controlador de carga (CCa) controla as cargas em uma situação de ilhamento da MR. O controlador da microfonte (CMf) controla a produção de potência ativa e reativa de cada MF (PEÇAS LOPES et al, 2006).

Em relação ao controle, nesse trabalho foi implementado o controle de cada microfonte que faz parte da microrrede proposta e o CCMR será desenvolvido e integrado à microrrede na continuação desta pesquisa.

2.3 Procedimentos para a Conexão de uma MR no Sistema de Distribuição

A inserção de uma microrrede na rede central tem todas as vantagens da geração distribuída associada ao fato que uma MR possui um controle minucioso e preciso, garantindo assim qualidade no fornecimento de energia. Para o sistema elétrico central, a MR se comporta como uma única célula. Esta célula possui controle próprio e é composta por várias outras células, que podem ser as diversas MF's, baterias, cargas, entre outros.

Dentre as várias vantagens da conexão de uma MR no sistema elétrico, pode-se destacar (SOUZA, 2009):

- Custos de geração de energia e transporte competitivos, pois a MR se encontra próxima à carga e seu tempo de instalação é pequeno comparado às unidades geradoras tradicionais.
- A microgeração de energia pode oferecer grandes benefícios para o meio ambiente, pois em sua maioria a geração é obtida a partir de fontes renováveis de energia como, por exemplo, solar, eólica, célula a combustível e hídrica.
- As unidades geradoras possuem potência variável permitindo atender desde pequenos consumidores a grandes consumidores, dentro da faixa de capacidade da MR.
- Melhoria da qualidade de energia elétrica da rede: aumento da confiabilidade do sistema, redução das perdas inerentes à transmissão, suporte de reativos para a rede, mais estabilidade e aumento da reserva girante.
- A MR pode oferecer tanto para a concessionária quanto para os consumidores benefícios como: reserva de energia, recorte de pico de demanda, geração em horário de pico, geração na base da carga, geração a ciclo combinado (aproveitamento de calor e energia).

No entanto, são necessários grandes esforços na implementação desses sistemas alternativos de geração de energia, principalmente no que tange à conexão dessas unidades geradoras na rede de distribuição elétrica, que é a parte mais fragilizada do sistema elétrico de energia.

2.3.1 Procedimento para Conexão

Durante a conexão da MR com a rede de distribuição é preciso definir uma sequência de ações de controle que devem ser tomadas para garantir um desempenho ótimo da microrrede. Os principais pontos que devem ser considerados para a conexão são: a energização do barramento de baixa tensão, a conexão das MFs, o controle de tensão e frequência, a conexão de cargas controláveis e a sincronização da MR com o barramento de média tensão.

O esquema de proteção da microrrede também é de grande interesse durante o processo de conexão com a rede. Em uma MR, as MFs são conectadas à rede principalmente por meio de inversores que, devido às limitações no seu dimensionamento, possuem uma relação corrente de carga / corrente de falta bem menor comparada com a do sistema convencional. Uma solução simples é a adoção de relés de corrente e chaves seccionadoras corretamente dimensionados para o barramento de baixa tensão (BT), para que numa situação de falta, a menor parcela possível da MR fique sem energia. Durante a conexão da MR, a corrente de curto-circuito muda à medida que as MFs são inseridas, desse modo, a CCMR fica responsável pelas mudanças das configurações da proteção dos dispositivos de acordo com a conexão de cada MF (PEÇAS LOPES et al, 2006).

Não é objetivo deste trabalho analisar a proteção da microrrede. Esta análise é sugerida para trabalhos futuros.

2.3.1.1 Sequência de Ações

Os controladores locais da MR e sua infraestrutura de comunicação são o ponto chave para o sucesso da conexão da MR à rede elétrica. Outro ponto importante é a existência de MFs com capacidade de geração autônoma de energia. Essas microfones são conectadas

primeiramente à microrrede e servem como referência para as outras MFs. As microturbinas a vapor e μ CH's têm essa capacidade.

Em (MOREIRA et al, 2007) é sugerida uma sequência de ações a ser seguida durante a conexão da MR ao barramento de BT e que foi adotada neste trabalho:

- Separar a MR de acordo com a capacidade de geração autônoma de cada MF e suas respectivas cargas: esta ação permite a formação de pequenas ilhas dentro da MR, que depois serão todas sincronizadas. Neste caso, cada MF alimenta uma carga, que ajuda na estabilização de sua operação.
- Sincronização das ilhas dentro da MR: depois que as MFs com geração autônoma se estabilizam, elas devem ser todas sincronizadas respeitando as condições de sincronização (sequência de fase, frequência e tensão). Essas condições são verificadas pelo CM e depois gerenciadas pela CCMR a fim de evitar correntes transitórias que podem comprometer o funcionamento dos inversores.
- Conexão de MFs não controláveis ou sem capacidade de geração autônoma, como sistemas fotovoltaicos ou geração eólica: neste estágio a MR estará suficientemente carregada com o objetivo de suprir as variações de frequência devido as MF não controláveis, logo, elas poderão ser conectadas.
- Aumento de carga: com o objetivo de conectar o máximo de carga possível na MR, outras cargas poderão ser conectadas, dependendo da capacidade de geração. Motores são cargas críticas, pois a partida desenvolve grandes correntes. Desse modo, motores devem ser conectados quando a MF principal estiver alimentando o barramento de BT e conseqüentemente aumentando o nível de corrente de curto-circuito da rede.
- Sincronização da MR com o barramento de Média Tensão (MT): as condições de sincronização devem ser verificadas novamente e a ordem de sincronização vem da CCMR. A subestação abaixadora deverá ser energizada primeiramente no lado de MT e após a sincronização haverá a conexão das chaves no barramento de BT.

2.4 Principais Tipos de Microfontes

As microfontes de uma MR são unidades geradoras de dezenas a no máximo centenas de kW, e em sua maioria são fontes alternativas e renováveis. Dentre todas as MFs pode-se

destacar: a eólica, a célula a combustível, a μ CH (Microcentral Hidrelétrica), a fotovoltaica e a microturbina a gás.

2.4.1 Eólica

Denomina-se energia eólica a energia contida nas massas de ar em movimento, o vento. Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade, ou cata-ventos, e moinhos, para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água.

A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca. A capacidade destas turbinas começou com apenas 10 kW, hoje já existem turbinas de 5 MW e projetos em desenvolvimento para turbinas de 10 e 15MW para aplicações *offshore*. A Figura 2.3 apresenta um esquema de uma turbina eólica. Estima-se que em 2020 o mundo terá 12% da energia gerada pelo vento, com uma capacidade instalada de mais de 1.200GW (ATLAS/ANEEL, 2005).

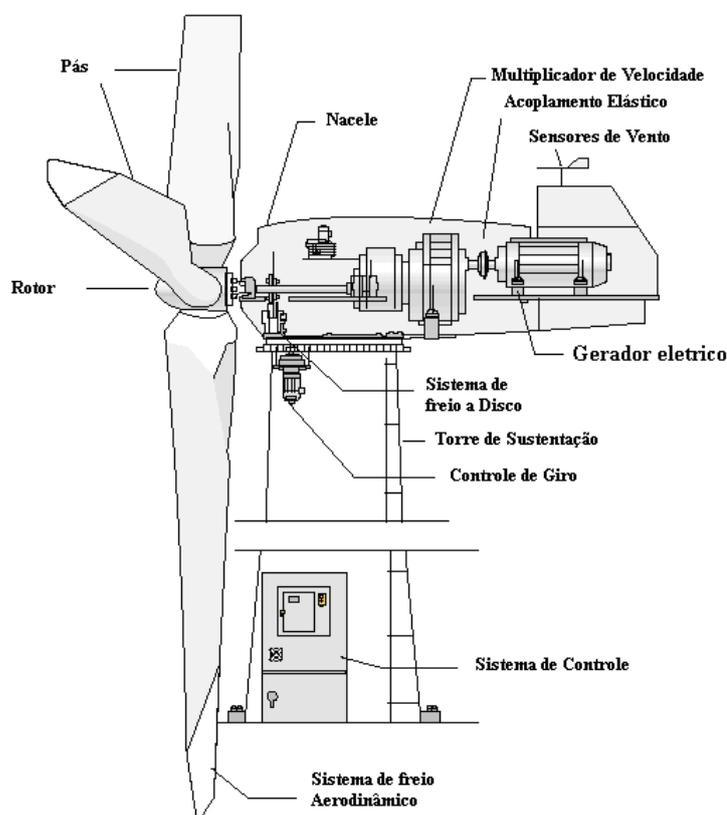


Figura 2.3. Desenho esquemático de uma turbina eólica (ATLAS/ANEEL, 2001).

Existem diversos mecanismos de controle para essas turbinas eólicas que podem ser mecânicos (velocidade, passo, freio), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou eletrônicos (controle de carga). Turbinas eólicas modernas utilizam dois tipos de controle aerodinâmicos para limitar a extração de potência à nominal do aerogerador. São chamados de controle estol (*Stall*) e controle de passo (*Pitch*). Antigamente as turbinas eólicas utilizavam o controle estol simples; atualmente, devido ao aumento do tamanho das turbinas, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo por oferecer maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas (CRESESB). As Figuras 2.4 e 2.5 mostram as curvas de potência *versus* velocidade do vento em função do sistema de controle utilizado.

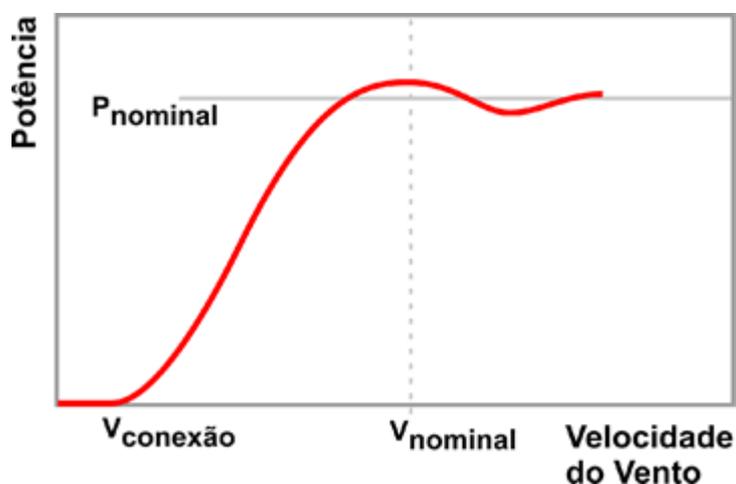


Figura 2.4. Curva de potência típica de um aerogerador com controle tipo estol (CRESESB).

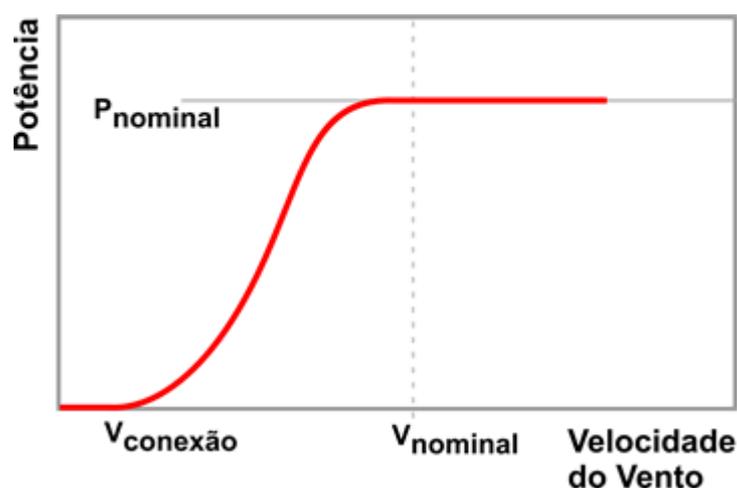


Figura 2.5. Forma típica de uma curva de potência de um aerogerador com controle de passo (CRESESB).

Para uma análise do potencial eólico de uma região são necessários trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre a velocidade e o regime de ventos. A energia

eólica é considerada tecnicamente aproveitável se sua densidade for maior ou igual a 500W/m^2 , a uma altura de 50 m, o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s. De acordo com a Organização Mundial de Meteorologia, em apenas 13% da superfície terrestre o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7m/s, a uma altura de 50 m. Mesmo assim, estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh por ano. Devido a restrições socioambientais, apenas 10% são considerados tecnicamente aproveitáveis. Ainda assim, esse potencial líquido corresponde cerca de quatro vezes o consumo mundial de eletricidade (ATLAS/ANEEL, 2005).

Atualmente, a energia eólica está presente em mais de 82 países com uma capacidade instalada de 159.213 MW e gerando 340 TWh por ano, o que representa 2% do mercado mundial de eletricidade. Entretanto, desenvolvimentos tecnológicos recentes como sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica e estratégias de controle e operação das turbinas têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves ao aproveitamento comercial da energia eólica, vem reduzindo significativamente nesses últimos anos. Desde 2001 houve um crescimento de 31% da capacidade instalada e a tendência é dobrá-la a cada 2 anos. A expectativa é que a energia eólica alcance um terço da energia elétrica consumida no planeta em 2030 (WWEA, 2010).

2.4.2 Energia Solar

A maior fonte de energia disponível na Terra provém do sol. A energia solar é indispensável para a existência de vida na Terra, sendo o ponto de partida para a realização de processos químicos e biológicos. Por outro lado, a energia proveniente do Sol é uma das mais “amigas do ambiente”, podendo ser utilizada de diversas maneiras.

A energia fotovoltaica, que é a conversão direta da energia fotônica solar em energia elétrica por meio de dispositivos providos de material semicondutor, células fotovoltaicas, é uma energia de pouco impacto ambiental, porque ela não aquece o planeta, não emite sons ou ruídos, não tem partes móveis, pode ser instalada no local de uso, não necessita de transportes e subestações, tem baixíssimo custo de manutenção, é segura e não apresenta riscos à segurança nacional.

Um sistema fotovoltaico é basicamente constituído de um módulo de células interligadas, controlador de carga, bateria de acumulação de energia e equipamento de consumo. A Figura 2.6 apresenta um sistema fotovoltaico.

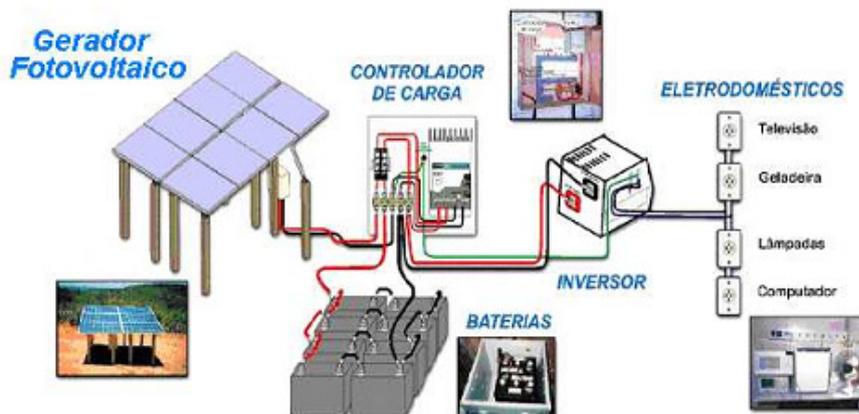


Figura 2.6. Sistema fotovoltaico (DA COSTA et al, 2008).

Nesse sistema é incluído um controlador de carga, que tem como função garantir que o gerador fotovoltaico opere no ponto máximo de potência independentemente das condições de radiação e temperatura, que são os principais fatores que influenciam nas características elétricas do gerador (DA COSTA et al, 2008). O armazenamento de energia é feito por meio de baterias, que também garante estabilidade para o sistema. O inversor é um conversor estático responsável pela transformação da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) para alimentação das cargas.

Os principais fatores que influenciam as características elétricas de um módulo fotovoltaico são a intensidade luminosa e a temperatura do painel. A corrente gerada no módulo aumenta linearmente com o aumento da intensidade luminosa e a tensão diminui com o aumento de temperatura, como pode ser observado na Figura 2.7.

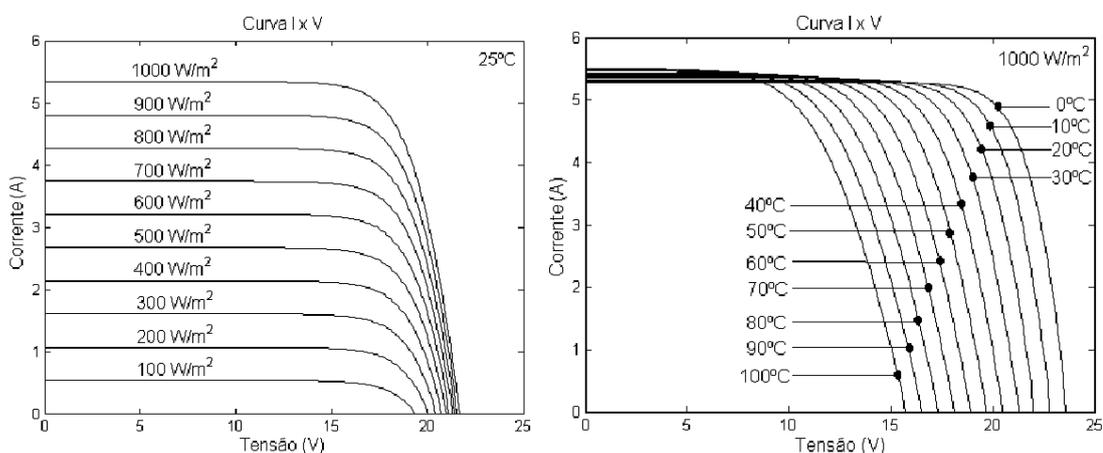
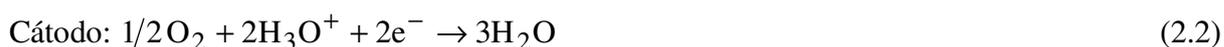


Figura 2.7. Curvas características IxV para um módulo fotovoltaico (DA COSTA, 2008).

Um dos principais empecilhos para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala é o custo das células solares, mas este custo está decrescendo, tornando esta tecnologia cada vez mais competitiva. Além disso, o custo das outras formas de geração está se tornando mais real, sendo levado em conta fatores que eram anteriormente ignorados, como a questão dos impactos ambientais. Tem-se por outro lado que a manutenção desse tipo de sistema é praticamente inexistente, sendo que a expectativa de vida útil dos painéis é de aproximadamente 20 anos, e das baterias, dez anos (CABRAL, 2006).

2.4.3 Célula a Combustível

As células a combustível são em princípio baterias, pilhas químicas, ou seja, dispositivos que convertem energia química diretamente em energia elétrica e térmica, possuindo, entretanto, uma operação contínua graças à alimentação constante de um combustível. Esta conversão ocorre por meio de duas reações químicas parciais em dois eletrodos separados por um eletrólito apropriado, ocorrendo a oxidação de um combustível no ânodo e a redução de um oxidante no cátodo, com o auxílio de catalisadores especialmente desenvolvidos, indicadas nas reações apresentadas nas Equações (2.1), (2.2) e (2.3):



Escolhendo-se, por exemplo, hidrogênio como combustível e oxigênio como oxidante, tem-se na denominada célula ácida, a formação de água e produção de calor, além da liberação de elétrons livres, que podem gerar corrente elétrica.

Um esquema simplificado de uma célula a combustível ácida é apresentado na Figura 2.8. Os prótons produzidos na reação anódica são conduzidos pelo eletrólito até o cátodo, onde se ligam aos ânions O^{2-} , formando água. Diferentemente dos motores a combustão, que têm sua eficiência máxima teórica limitada pelo ciclo de Carnot, a eficiência teórica das células a combustível é dada pelo quociente entre a energia livre de reação ΔG_r e a entalpia da reação ΔH_r segundo a Equação (2.4) (ETT et al, 2002):

$$\eta_{\text{eletroquímico}} = \Delta G_r / \Delta H_r \quad (2.4)$$

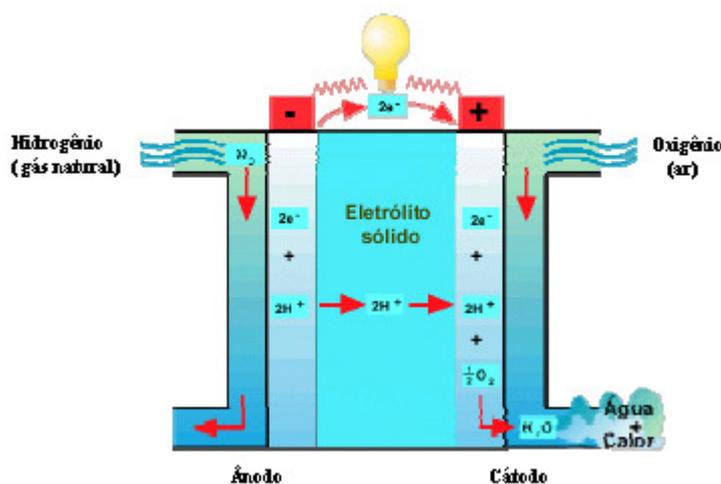


Figura 2.8. Desenho simplificado de uma célula a combustível (ETT et al, 2002).

A eficiência dada pela Equação (2.4) tem uma fraca dependência da temperatura, quando comparada à eficiência dada pelo ciclo de Carnot. Assim sendo, as células a combustível possibilitam a obtenção de altas eficiências, ou seja, um melhor aproveitamento do combustível, mesmo a baixas temperaturas. Na prática, são conseguidas eficiências de 55 a 60% para o sistema de células a combustível global. Entretanto, deve-se salientar que instalações modernas de grande porte, com turbinas a gás otimizadas, também já atingem valores de eficiência de 53%. Assim, tem-se que a eficiência, isoladamente, não é a principal vantagem de sistemas de geração de energia com célula a combustível, mas sim, o seu inerente fator ecológico, com baixíssima geração de poluentes, além de serem silenciosas, compactas e de fácil manutenção.

Outro tipo de célula a combustível é a célula de óxido sólido (SOFC – do inglês *Solid Oxide Fuel Cell*). O eletrólito nesta célula é um óxido metálico sólido, não poroso, geralmente zircônia estabilizada com Y_3O_2 . Tipicamente o ânodo é um material cerâmico metálico de zircônia, $Co-ZrO_2$ ou $Ni-ZrO_2$ e o cátodo é o $LaMnO_3$ dopado com Estrôncio (Sr).

As células a combustível SOFC são as mais indicadas para a geração estacionária, pois têm uma série de vantagens como (SOUZA, 2009):

- Ausência de um eletrodo líquido;
- Alta temperatura de operação (entre 600 e 1000°C) possibilitando desta forma, fazer a reforma de hidrocarbonetos dentro da própria célula;
- Uso de materiais menos nobres e caros como a platina, utilizada como catalisador em células que operam em baixas temperaturas;
- Aproveitamento do calor para cogeração em sistemas híbridos com turbinas a gás.

A Figura 2.9 apresenta uma célula a combustível de óxido sólido.

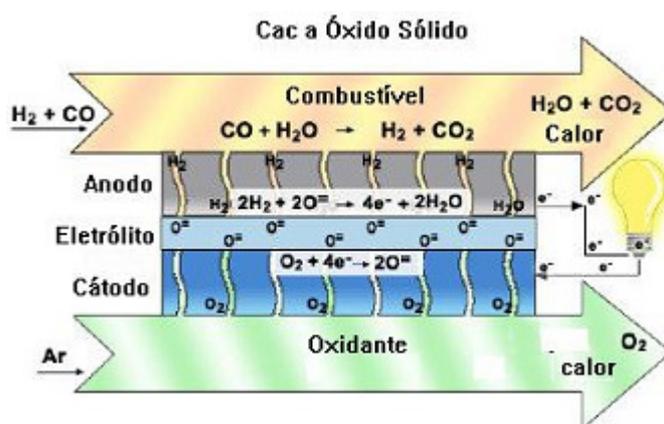


Figura 2.9. Esquema de uma célula a combustível de óxido sólido (SOFC) (SOUZA, 2009).

A empresa americana *Siemens-Westinghouse* fabricou o maior sistema com célula SOFC tipo tubular com 100kW de capacidade. As Figuras 2.10 e 2.11 apresentam o esquema interno e a vista externa desta célula.

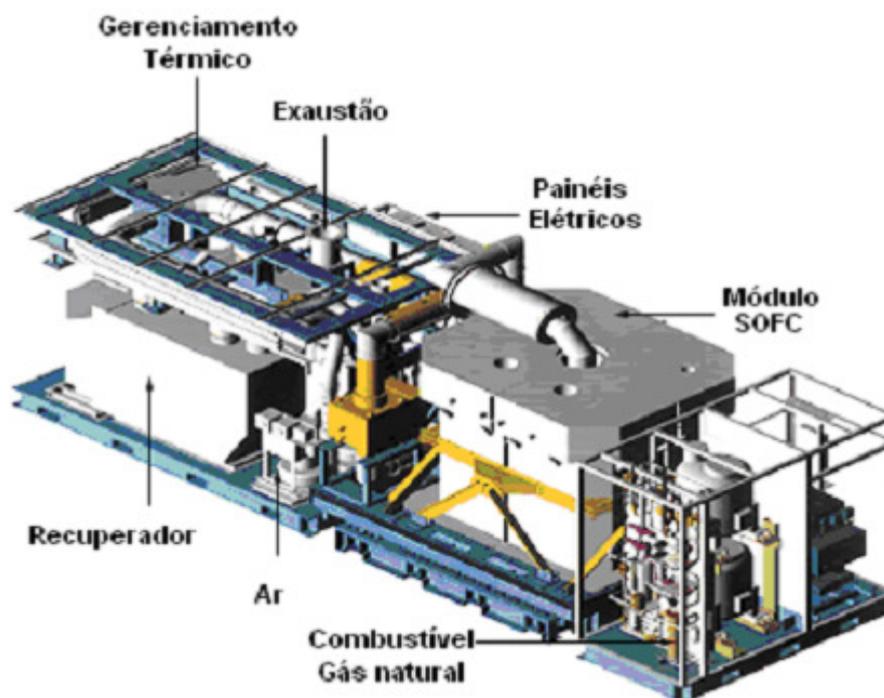


Figura 2.10. Esquema interno de uma célula a combustível SOFC *Siemens-Westinghouse* 100kW (SOUZA, 2009).



Figura 2.11. Vista externa de uma SOFC de 100kW *Siemens-Westinghouse* (SOUZA, 2009).

2.4.4 Microturbina a Gás

Além das aplicações aeroespacial e automotiva, as microturbinas começaram também a serem aplicadas em sistemas elétricos de potência como unidades geradoras de energia. Atualmente vários fabricantes já produzem unidades para esse mercado, com potências entre 30 kW e 250 kW.

Há muitos benefícios na utilização deste tipo de MF, dentre as quais podem-se destacar (BONA e RUPPERT FILHO, 2004):

- Emissões atmosféricas baixas devido à combustão contínua;
- Baixos níveis de ruídos e vibração;
- Flexibilidade de combustível: pode ser utilizado gás natural, diesel, biogás e propano;
- Dimensões reduzidas: uma microturbina de 30 kW tem aproximadamente a dimensão de um refrigerador doméstico;
- Simplicidade na instalação, podendo ser instalada em locais cobertos ou ao ar livre;

- Modularidade: as conexões da microturbina com a rede/carga são feitas de modo *plug-and-play*, podendo conectar diretamente em paralelo até 20 microturbinas sem necessidade de equipamentos adicionais;
- Baixo custo e pequena necessidade de manutenção;
- Alta eficiência quando utilizada em cogeração: apesar da microturbina ter uma eficiência de cerca de 30%, sua eficiência total, quando utilizada a cogeração, pode chegar a mais de 80%.

A Figura 2.12 apresenta o diagrama esquemático do funcionamento de uma microturbina e seus componentes. A Figura 2.13 mostra uma visão em corte de uma microturbina do fabricante Capstone.

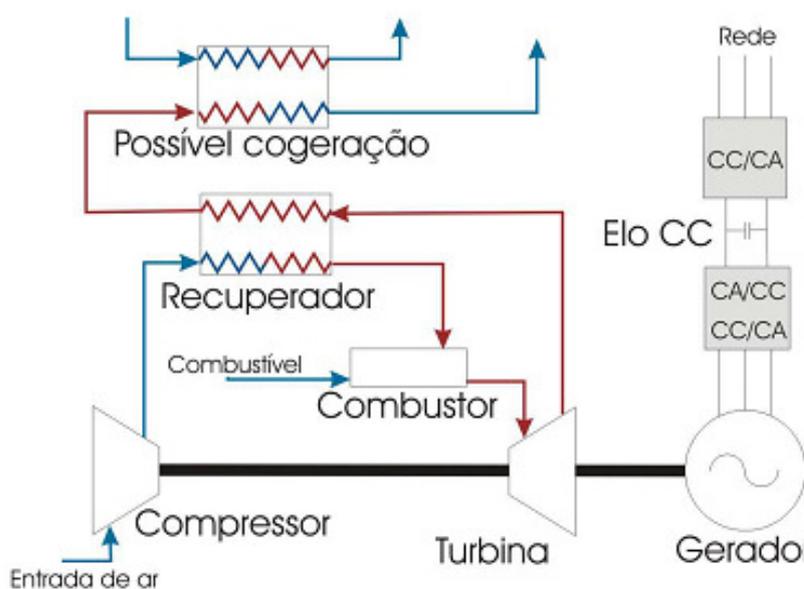


Figura 2.12. Desenho esquemático do funcionamento e equipamentos de uma microturbina (BONA e RUPPERT FILHO, 2004).

Parte da energia gerada pela turbina é utilizada para mover o compressor, já que ambos estão conectados ao mesmo eixo girante. O compressor pressiona o ar para dentro da câmara de combustão na qual se forma uma mistura de ar comprimido e combustível que alimenta um processo de combustão contínua. O gás quente e pressurizado proveniente do combustor se expande na turbina, transformando energia térmica em energia mecânica.

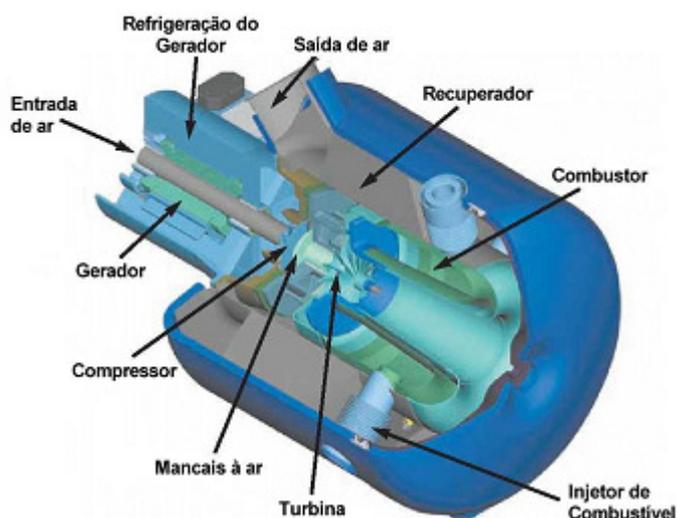


Figura 2.13. Visualização em corte de uma microturbina (*Capstone Turbine Corporation*).

No mesmo eixo da turbina, como se vê na Figura 2.14, geralmente é conectado um gerador elétrico síncrono a imã permanente, mas outros tipos de geradores, corrente contínua ou de indução, também podem ser utilizados. Este gerador irá produzir energia com tensão em alta frequência. Entretanto, para obtenção de uma tensão terminal compatível com a rede elétrica e com os equipamentos elétricos convencionais, a baixa frequência 50-60 Hz é obtida mediante uso de um conversor estático CA/CC, um elo de corrente contínua e um conversor CC/CA ligados em cascata nos terminais do gerador elétrico (BONA e RUPPERT FILHO, 2004).

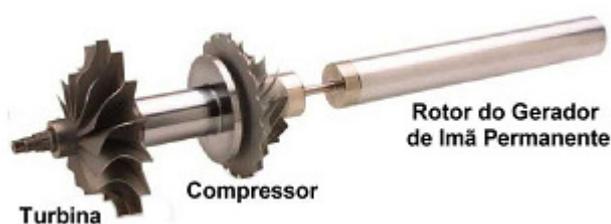


Figura 2.14. Eixo da microturbina (*Capstone Turbine Corporation*).

O recuperador de calor é um dispositivo necessário para aumentar a eficiência da microturbina. Ele aproveita o gás de escape em alta temperatura para pré-aquecer o ar comprimido que chega ao combustor. Geralmente o recuperador de calor é caro e requer manutenção durante a vida útil da microturbina, logo, sua utilização é mais viável quando o produto gerado é a energia elétrica e não a térmica.

A microturbina não dispõe de uma grande reserva de energia na forma de energia cinética como os grandes geradores do sistema elétrico. Essa característica, aliada com sua resposta relativamente lenta, faz necessário que haja alguma forma de armazenamento de energia para atender uma abrupta alteração da carga quando operando sem conexão com a rede. Para isso, normalmente são utilizadas baterias chumbo-ácido ligadas ao elo de corrente contínua. Outras formas de armazenamento de energia como supercapacitores ou volantes de inércia também são aceitas (BONA e RUPPERT FILHO, 2004).

As microturbinas podem operar de dois modos (SOUZA, 2009):

- **conectadas à rede (*Grid-connected mode*):** a microturbina é ligada em paralelo e fornece energia elétrica para as cargas conectadas à rede. Ela somente fornecerá energia a essas cargas se a rede elétrica estiver presente. Caso haja uma interrupção no sistema elétrico, a microturbina é automaticamente desligada do sistema e só se reconecta quando as condições normais forem estabelecidas novamente. O conversor estático da microturbina funciona como uma fonte de corrente, e desse modo tanto a frequência e a tensão da rede serão sua referência.
- **isolada da rede (*Stand-alone mode*):** nesse modo as cargas podem ser supridas diretamente pela turbina, que passa a ser uma fonte de tensão e corrente. Um sistema de bateria é necessário para fornecer energia para a partida e o gerenciamento da demanda transitória.

2.4.5 Microcentrais Hidrelétricas

O uso da energia hidráulica foi uma das primeiras formas de substituição do trabalho animal pelo mecânico, particularmente para bombeamento de água e moagem de grãos. Tinha a seu favor as seguintes características: disponibilidade de recursos, facilidade de aproveitamento e, principalmente, seu caráter renovável.

A energia hidráulica resulta da irradiação solar e da energia potencial gravitacional, que provocam a evaporação, condensação e precipitação da água sobre a superfície terrestre. Ao contrário das demais fontes renováveis, representa uma parcela significativa da matriz energética mundial e possui tecnologias de aproveitamento devidamente consolidadas. Atualmente, é a principal fonte geradora de energia elétrica para diversos países e responde por cerca de 17% de toda a eletricidade gerada no mundo (ANEEL, 2005).

A ELETROBRÁS define as usinas hidrelétricas de acordo com sua potência instalada. Tem-se então usinas de grande porte (GCH's), usinas de médio porte (MCH's) e usinas de pequeno porte, que incluem pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), minicentrals hidrelétricas (mCH's) e microcentrais hidrelétricas (μ CH's). A Tabela 2.1 apresenta o tipo de usina de acordo com sua faixa de potência.

Tabela 2.1. Classificação de usinas hidrelétricas em função da potência instalada (MME-ELETROBRÁS, 1985).

Tipos	Queda de Projeto (m)			Potência (kW)
	Baixa	Média	Alta	
GCH / MCH	<30	30 - 250	>250	>10.000
PCH	<25	25 - 130	>130	1.000 - 10.000
mCH	<20	20 - 100	>100	100 - 1.000
μ CH	<15	15 - 50	>50	<100

As usinas de pequeno porte apresentam características particulares, como a construção em curto período de tempo e redução significativa do impacto ambiental. A μ CH em especial, apresenta mais vantagens em relações as mCH's e PCH's no que tange ao atendimento de áreas isoladas, pois sua instalação é mais simples. A potência disponível é menor, mas será fornecida em pouco tempo, com encargos de transmissão menores e com financiamento mais simples, características estas que equiparam a perda em escala do empreendimento (BELUCO, 1994). Geralmente o prazo máximo de instalação de uma μ CH é de dez ou doze meses, o que equivale à metade do tempo exigido para a construção de uma mCH e insignificante perto das décadas que são necessárias para a construção de GCH's.

A nova regulamentação no setor elétrico brasileiro também beneficia este tipo de empreendimento. A resolução da ANEEL 395/1998, no seu capítulo VI artigo 22º, diz que os aproveitamentos iguais ou inferiores a 1.000 kW, deverão ser comunicados em cumprimento ao artigo 8º da lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995. O artigo 8º desta lei afirma que o aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1.000 kW, e a implantação de usinas térmicas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicada ao poder concedente, para fins de cadastro.

Dentre os vários incentivos introduzidos na legislação para os empreendimentos de geração de pequeno porte, podem-se destacar os seguintes (SOUZA, 2005):

- A criação da figura do Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, como agente gerador, totalmente exposto ao regime de mercado livre, buscando produzir energia por sua conta e risco;
- O livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, permitindo que os geradores e os consumidores tenham total garantia para firmar contratos, retirando, desta forma, essa barreira de entrada a novos agentes;
- O desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica;
- A criação da figura do Comercializador, com a definição de uma quarta atividade (além de geração, transmissão e distribuição) responsável pela execução de parte importante do mercado, assumindo riscos e realizando o *hedge* dos contratos;
- A isenção do pagamento da compensação financeira por área inundada;
- O aumento do número de consumidores livres com a redefinição dos limites para consumidores com demanda superior a 500 kW atendidos em qualquer nível de tensão;
- No caso dos sistemas isolados, a utilização dos recursos constantes na Conta de Consumo de Combustível – CCC, por meio de sua sub-rogação;
- O lançamento do Programa PCH-COM, da Eletrobrás, em 1998, que não ofereceu resultados práticos, porém foi de grande importância ao mercado, sendo, assim como o PRÓ-EÓLICA, uma introdução à criação do PROINFA, sinalizando aos investidores os princípios gerais que deveriam ser considerados;
- A criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, legitimada no Congresso Nacional, por meio da Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002;
- A criação do programa de incentivo às PCH's estadual - Minas PCH – realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) em 2005.

Socialmente, as μ CH's possuem um papel muito importante, sendo que em sua maioria é para atender as necessidades de comunidades rurais isoladas que não têm nenhum acesso à energia elétrica e também para produtores rurais que precisam de uma potência significativa para seus processos agrícolas. Outro aspecto relevante é a geração de empregos para prestadores de serviços e para indústria nacional, já que a tecnologia dos equipamentos é, em sua maioria, nacional. A geração de energia pela instalação da μ CH's está trazendo muitos

benefícios às propriedades rurais, além do conforto e aumento da produtividade e do faturamento, propiciando assim, novos investimentos nessas áreas.

2.4.6 Dispositivos Armazenadores de Energia

O uso de dispositivos armazenadores de energia em microrredes é essencial para o sucesso no seu desempenho. Algumas MFs não possuem capacidade de manter a tensão e frequência durante certas condições adversas de operação da rede central. Além disso, essas unidades de armazenamento de energia podem ser utilizadas em outras situações, tais como, para garantir a qualidade de energia na MR, permitir que cargas críticas possam continuar conectadas na MR mesmo quando há um ilhamento, garantir tensão no barramento BT da MR mesmo havendo cargas sensíveis, e também compensação de tensão. Os principais tipos de dispositivos de armazenamento utilizados atualmente são: as baterias, capacitores, armazenadores de energia magnética usando supercondutores e armazenamento mecânico (*flywheels* e fluídos bombeados e comprimidos). Fora os capacitores, que armazenam energia elétrica diretamente, os outros tipos transformam energia elétrica em outra forma de energia (química, mecânica, térmica, etc) para o armazenamento (MOREIRA, 2008).

As técnicas utilizadas para o armazenamento de energia podem ser divididas em quatro categorias, dependendo de suas aplicações (IBRAHIM et al, 2007):

1. Aplicação de baixa potência em áreas isoladas, essencialmente para alimentar transdutores e terminais de emergência;
2. Aplicação de média potência em áreas isoladas (sistemas elétricos individuais ou fornecimento de cidades);
3. Aplicação em conexão de redes com nivelamento do pico de tensão e
4. Aplicação no controle de qualidade de energia.

Em se tratando de uma microrrede, geralmente são utilizadas unidades de armazenamento de baixa ou média potência. Neste trabalho, serão apresentados brevemente os principais dispositivos de armazenamento para esse tipo de aplicação, que são: as baterias, os supercapacitores e os volantes de inércia.

2.4.6.1 Baterias

A bateria é um dispositivo que converte energia química diretamente em energia elétrica por meio de uma reação de óxido-redução. Este tipo de reação transfere elétrons de um material para o outro, dentro da bateria, fazendo fluir uma corrente elétrica em seus terminais quando uma carga está conectada. As baterias são classificadas de acordo com o tipo de material que são feitas, destacando-se as baterias de íons de lítio, chumbo ácido, níquel cádmio e hidreto metal de níquel. Uma bateria pode ser dividida em três componentes principais, apresentados na Figura 2.15, que representa a bateria em operação de descarga, que são (MOREIRA, 2008):

- **Ânodo:** eletrodo negativo que envia elétrons para o circuito externo e sofre oxidação durante a reação eletroquímica.
- **Cátodo:** eletrodo positivo que recebe elétrons do circuito externo e sofre redução durante a reação eletroquímica.
- **Eletrólito:** meio onde ocorre a transferência de íons entre ânodo e cátodo.

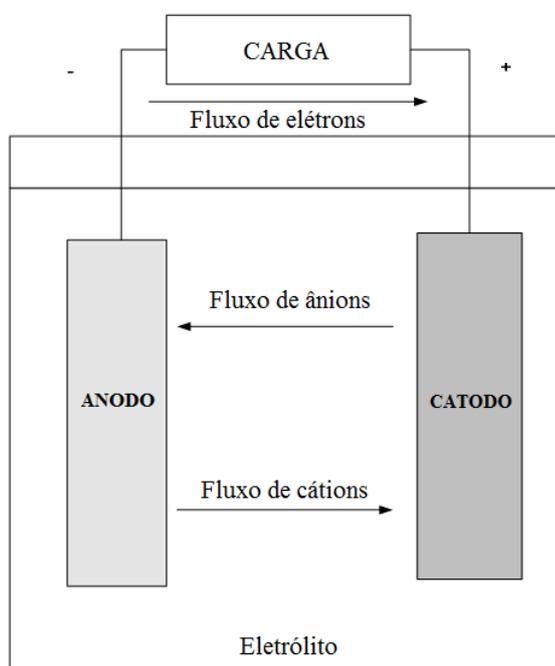


Figura 2.15. Operação eletroquímica em uma bateria - Operação de descarga (MOREIRA, 2008).

Quando uma carga é conectada nos terminais da bateria, os elétrons fluem do ânodo passando pela carga até chegarem ao cátodo, ocorrendo então uma operação de descarga, Figura 2.15. Durante a operação de carga, Figura 2.16, o fluxo de corrente é invertido ocorrendo oxidação no eletrodo positivo e redução no eletrodo negativo.

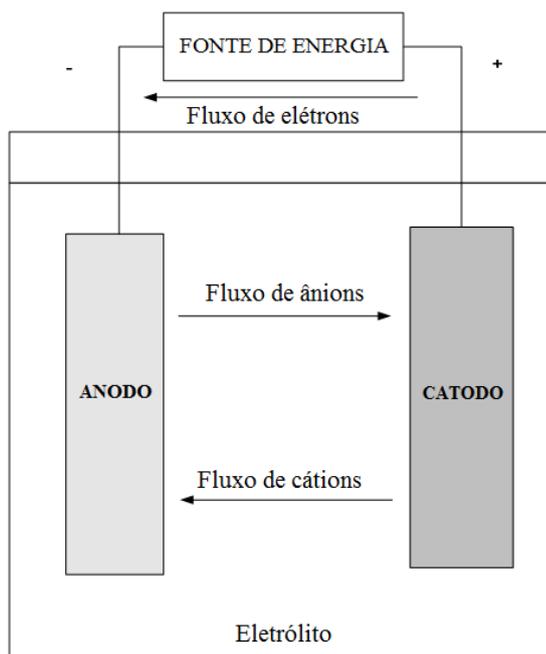


Figura 2.16. Operação eletroquímica em uma bateria - Operação de carga (MOREIRA, 2008).

Um dos maiores gargalos da utilização das baterias é sua vida útil, que é afetada pelo número de operação de carga e descarga, pois a bateria acaba perdendo sua capacidade de armazenamento. Geralmente quando ocorrem ciclos nos quais a bateria carrega e descarrega completamente, sua vida útil é reduzida ainda mais. Um exemplo disso são as baterias de chumbo ácido utilizadas no meio industrial, que têm uma vida útil de no máximo, poucas centenas de ciclos. Entretanto, se essas baterias forem carregadas ou descarregadas até no máximo a metade de sua capacidade nominal, há um prolongamento da sua vida útil (MOREIRA, 2008).

2.4.6.2 Supercapacitores

Os supercapacitores, conhecidos também como ultracapacitores ou capacitores de dupla camada, no ponto de vista das baterias são semelhantes, pois possui dois eletrodos mergulhados num eletrólito. Os eletrodos são constituídos de carbono ativado e o eletrólito geralmente é hidróxido de potássio ou ácido sulfúrico. Devido à utilização de um eletrólito líquido e materiais porosos nos eletrodos, a área efetiva da superfície aumenta drasticamente comparada com os capacitores tradicionais, aumentando assim a capacitância. A Figura 2.17 apresenta uma estrutura de um supercapacitor. Pode-se notar que esse supercapacitor é

constituído de dois capacitores formados nos seus respectivos eletrodos, que estão conectados em série. O eletrólito é o meio condutor e serve como a interface entre os dois capacitares (MOREIRA, 2008).

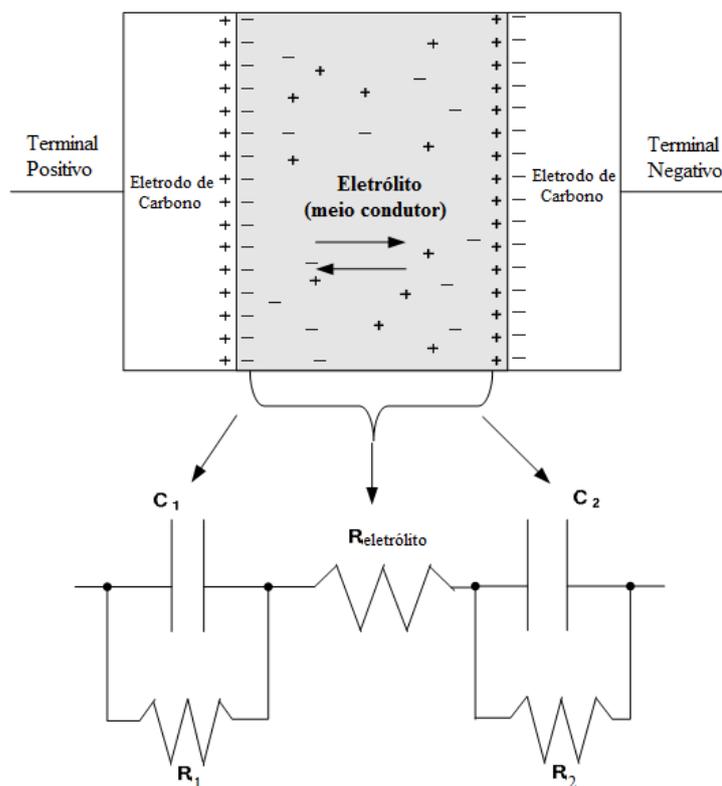


Figura 2.17. Supercapacitor.

Geralmente os supercapacitores são utilizados para dar partida em equipamentos que precisam de pulsos curtos de alta corrente, como por exemplo, em motores para locomotivas, carros elétricos, motores a diesel, entre outros. Em aplicações estacionárias estes sistemas estão a meio caminho entre os capacitores convencionais e as baterias, permitindo resolver problemas de flutuações de tensão e preservando os bancos de baterias que geralmente são utilizados em casos de quedas de tensão mais prolongadas. Em sistemas automotivos são muito utilizados nos freios regenerativos dos veículos elétricos e híbridos. Em geral, os supercapacitores são sempre combinados com as baterias em muitas configurações diferentes para o desempenho desejado. As capacitâncias destes sistemas chegam a até 10.000 Farads. Os picos de potência que atingem são até 100 vezes maiores que no caso das baterias, e as densidades de energia, entre 20 e 50 vezes menores (Relatório LACTEC, 2008).

2.4.6.3 Volantes de Inércia

Os volantes de inércia são dispositivos que armazenam energia na forma cinética como energia rotacional. A Figura 2.18 mostra um sistema típico de armazenamento por meio de volante de inércia. Nesse sistema as principais partes constituintes do volante são o rotor, o motor-gerador e o sistema de controle e condicionamento de energia (MOREIRA, 2008).

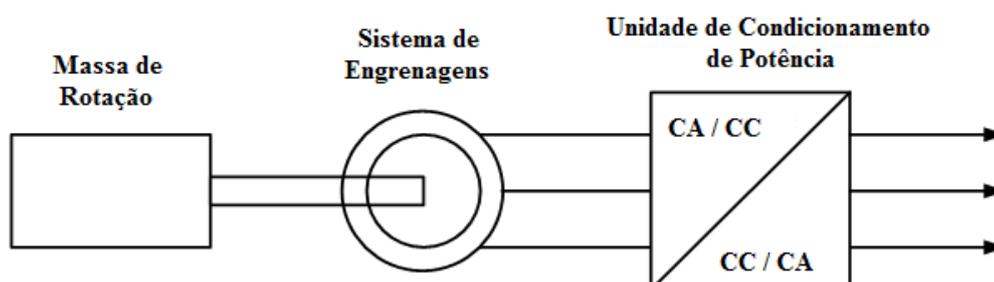


Figura 2.18. Sistema de um volante de inércia.

O rotor é a parte principal do volante de inércia, é ele que armazena a energia por meio do seu momento de inércia e sua velocidade angular segundo a expressão:

$$K = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (2.5)$$

sendo:

K: energia cinética rotacional (J)

I: momento de inércia do rotor (Kg.m²)

ω : velocidade angular (rad/s)

O volante de inércia é utilizado em diversas situações, dentre elas destacam-se as aplicações espaciais. Na estação espacial internacional, por exemplo, há um sistema de 6,5kW, de 130 a 170 V, de corrente contínua. Esse sistema pode ser utilizado também em combinação com sistemas eólicos, contribuindo para estabilizar a variabilidade na geração da energia, característica destes sistemas. Geralmente os volantes de inércia são muito utilizados para garantir a qualidade de energia e o controle de frequência, contornando os desbalanços instantâneos entre a oferta e a demanda. Estes sistemas estão substituindo os bancos de baterias, devido a seu menor custo de manutenção e operação, maior tempo de vida (mais de

20 anos) e a sua capacidade de operar em condições adversas de temperatura sem afetar sua vida útil. Por outro lado, o custo inicial, em média é, aproximadamente, 50% maior que o de um banco de baterias similar (Relatório LACTEC, 2008).

Os volantes de inércia também podem ser chamados de capacitores mecânicos. Um dos maiores gargalos deste tipo de sistema de armazenamento de energia é o fato de que a energia armazenada não está na forma que será utilizada, como no caso dos supercapacitores ou baterias, sendo necessário a existência de sistemas de conversão que geralmente apresentam perdas.

Atualmente já existem volantes de inércia que utilizam mancais magnéticos supercondutores que vão inseridos num container a vácuo. Nestes protótipos, o rotor pesa 425kg, possui um diâmetro de 1 m, e gira a 16.000 rpm, com um momento de inércia de 26,1kg.m². Este sistema atingiu, experimentalmente, 2,24 kWh de energia armazenada girando a 7500 rpm, apresentando perdas nos mancais de 40 a 58 W (Relatório LACTEC, 2008).

Os volantes de inércia podem chegar a densidades de potência de 500 kW/m³ e de energia de 100 a 400 kWh/m³. A eficiência no armazenamento depende fortemente do tipo de mancais utilizados. No caso de mancais convencionais, as perdas chegam a 50% em uma hora. No caso de sistemas magnéticos, as perdas são de 50% em um dia (Relatório LACTEC, 2008).

A microrrede analisada neste trabalho terá como microfones: uma μ CH, uma microcentral termelétrica, uma unidade geradora a célula combustível, módulo fotovoltaico, um gerador eólico e uma bateria como elemento armazenador de energia.

2.5 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou uma visão geral sobre microrredes, citando seu conceito, aplicações, principais tipos de microfones de geração, estrutura típica e uma sequência de ações para conexão de uma MR à rede principal. Foram apresentados também os principais dispositivos armazenadores de energia. Assim, foram descritas todas as características inerentes a uma MR, que serão analisadas nesse trabalho.

Capítulo 3

Estratégias de Controle de Potência em uma Microrrede

Neste capítulo, serão abordadas as técnicas de controle utilizadas para o controle da potência em uma microrrede em função do seu modo de operação: normal ou ilhamento. Essas técnicas serão apresentadas de acordo com o tipo de microfonte, pois as MFs com máquinas rotativas possuem características diferente das MFs com inversores.

Também será comentada neste capítulo a técnica de detecção de ilhamento da microrrede quando esta opera de forma autônoma. Nesse modo, a MR tem que garantir tensão e frequência no barramento de BT.

3.1. Controle de MFs Conectadas por meio de Máquinas Rotativas

Na geração distribuída, máquinas rotativas estão associadas principalmente com motores alternativos, tais como os motores a diesel ou gás, mas em muitos casos há também a inserção de μ CHs, dependendo das condições geográficas da região. O controle dessas microfones irá depender de suas respectivas cargas e de suas capacidades de geração. Três possibilidades de controle podem ser utilizadas (BARSALI et al, 2002):

- Potência constante
- Velocidade constante
- Curvas frequência/tensão

A técnica de controle com potência constante é utilizada quando a máquina opera em paralelo com a rede central sem obrigação de regulação de tensão e frequência. A energia

gerada irá depender das condições da carga ou de razões econômicas, neste caso a máquina, na sua maior parte do tempo, irá operar na sua potência máxima.

Para atender uma carga local a técnica de velocidade constante pode ser utilizada. Esta técnica permite a adaptação da potência de saída em função da variação de carga, fazendo com que a frequência permaneça constante. A desvantagem desta técnica é que somente uma única máquina com esta técnica de controle pode ser conectada na rede.

Quando duas ou mais microfones são utilizadas para suprir uma microrrede, devem ser utilizadas as curvas de frequência e tensão. Neste caso a frequência/tensão de saída depende da variação da carga de acordo com a curva característica, logo, o fluxo de potência entre as microfones pode ser controlado baseado no princípio de controle da curva de frequência/tensão.

Como em uma microrrede há mais de uma microfonte e estas estão conectadas em paralelo, dividindo potência entre si e suas respectivas cargas, a técnica de controle utilizada para as máquinas rotativas é a feita por meio das curvas de frequência e tensão.

3.1.1. Controle por meio da Curva de Frequência e Tensão

Considere o sistema elétrico de potência da Figura 3.1. Neste sistema há duas microfones em paralelo e entre elas há uma linha com sua respectiva impedância. As equações de análise do fluxo de potência ativa e reativa estão expressas nas Equações (3.1) e (3.2) respectivamente.

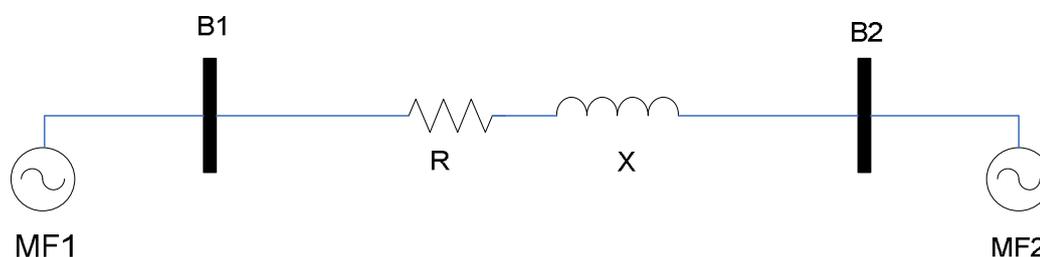


Figura 3.1. Sistema básico de fluxo de potência.

$$P_{12} = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [(R(V_1 - V_2 \cos \delta) + XV_2 \sin \delta)] \quad (3.1)$$

$$Q_{12} = \frac{V_1}{R^2 + X^2} [-RV_2 \text{sen}\delta + X(V_1 - V_2 \cos\delta)]. \quad (3.2)$$

Nas Equações (3.1) e (3.2), V_1 e V_2 são os módulos da tensão nos barramentos B1 e B2 respectivamente. O ângulo δ é a diferença dos ângulos de fase de V_1 e V_2 .

Para uma linha predominantemente indutiva a resistência R pode ser desprezada, assim:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \text{sen}\delta \quad \text{e} \quad Q_{12} = \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2 \cos\delta). \quad (3.3)$$

Como geralmente o ângulo δ é muito pequeno, pode-se considerar que $\text{sen}(\delta) = \delta$ e $\text{cos}(\delta) = 1$. Dessa forma é válido escrever:

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X} \delta \quad \text{e} \quad Q_{12} = \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2). \quad (3.4)$$

Note que a potência ativa é proporcional à diferença do ângulo de fase δ e a potência reativa é proporcional à diferença dos módulos de tensão dos barramentos B1 e B2 ($V_1 - V_2$). Dessa forma, a potência ativa em cada microfonte pode ser controlada pela variação da sua frequência de saída, mudando assim o ângulo de fase. Já a potência reativa, será controlada pela alteração dos módulos de tensão em cada microfonte. O controle de potência é feito pelas curvas de potência ativa *versus* frequência ($P - \omega$) e potência reativa *versus* tensão ($Q - V$). Esta topologia de controle pode ser utilizada tanto no modo de operação conectado à rede quanto em ilha (LI e CHAO, 2009).

As características $P - \omega$ para duas MFs podem ser observadas na Figura 3.2. De forma geral, as inclinações podem ser gerenciadas de modo a garantir que cada MF supra potência ativa proporcionalmente à sua capacidade de geração. Isso pode ser representado nas Equações (3.5) e (3.6) (LI e CHAO, 2009).

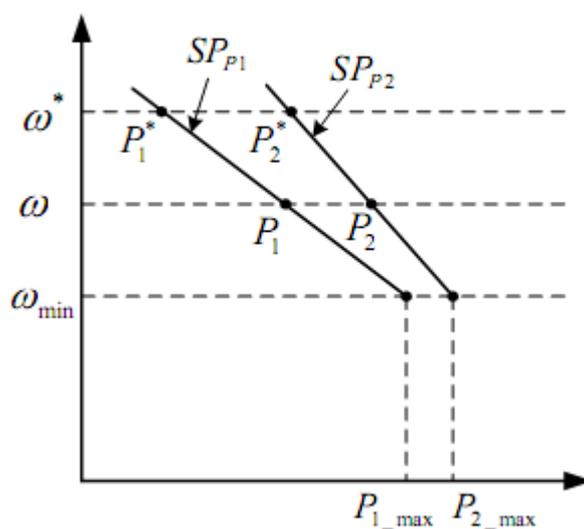


Figura 3.2. Fluxo de potência ativa por meio de controle da inclinação $P - \omega$ (LI e CHAO, 2009).

$$\omega_i = \omega^* - SP_{P_i} (P_i^* - P_i) \quad (3.5)$$

$$SP_{P_i} = \frac{\omega^* - \omega_{\min}}{P_i^* - P_{i_max}} \quad (3.6)$$

Sendo que:

- P_i - é a potência ativa atual da i ésima MF;
- $(P_{i_max}, \omega_{\min})$ - são a potência ativa máxima de saída da MF i e a mínima frequência de operação permitida;
- (P_i^*, ω^*) - são a potência ativa desejada (que será entregue) e a frequência de operação da microfonte i no ponto de acoplamento comum para a MR operando no modo conectado a rede central; e
- $SP_{P_i} (<0)$ - é a inclinação da reta $P - \omega$.

Cada MF recebe uma referência para gerar uma potência P_i^* na frequência ω^* quando o modo de operação é normal, conectado à rede. Geralmente a frequência ω^* é definida como o valor da frequência nominal da rede. Quando a microrrede entra no modo de emergência, ilhamento, a potência ativa de cada MF será mudada de acordo com a reta $P - \omega$, suprindo desta forma todas as cargas críticas da MR. Esse controle permite que as MFs possam suprir

as cargas da microrrede de acordo com suas capacidades nominais, garantindo assim maior confiabilidade no fornecimento de energia.

Para o controle do fluxo da potência reativa da microfonte basta analisar, de forma análoga, a reta $Q - V$ apresentada na Figura 3.3. As expressões matemáticas para essa reta estão representadas nas Equações (3.7) e (3.8) (LI e CHAO, 2009):

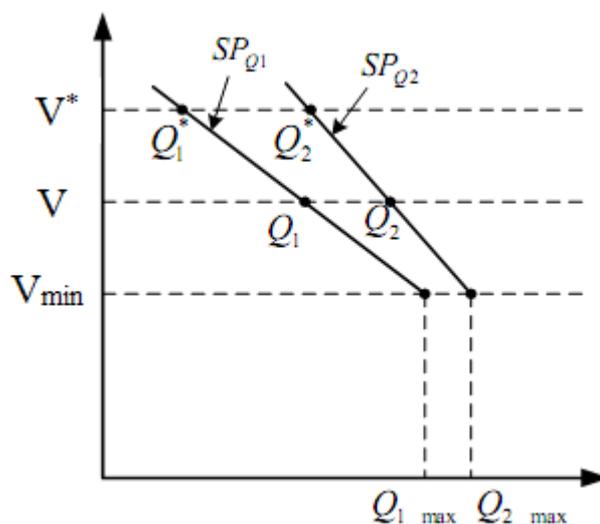


Figura 3.3. Fluxo de potência reativa por meio de controle da reta Q-V (LI e CHAO, 2009).

$$V_i = V^* - SP_{Q_i} (Q_i^* - Q_i) \quad (3.7)$$

$$SP_{Q_i} = \frac{V^* - V_{\min}}{Q_i^* - Q_{i_max}}, \quad (3.8)$$

sendo que:

- Q_i - é a potência reativa atual da *i*ésima MF;
- (Q_{i_max}, V_{\min}) - são a potência reativa máxima de saída da MF *i* e a mínima tensão de saída permitida;
- (Q_i^*, V^*) - são a potência reativa desejada e a tensão de operação da microfonte *i* no ponto de acoplamento comum para a MR operando no modo normal; e
- $SP_{P_i} (<0)$ - é a inclinação da reta $Q - V$.

De forma análoga ao método $P - \omega$ de controle da potência ativa, o controle da potência reativa na MR irá depender das características da reta $Q - V$.

A relação entre frequência, tensão e potência ativa e reativa é mostrada na Equação (3.4). Entretanto, em redes de distribuição as linhas não são predominantemente indutivas e geralmente possuem uma característica predominantemente resistiva. Logo, um ajuste de potência ativa irá influenciar na tensão e um ajuste de potência reativa irá influenciar na frequência, como pode ser observado nas Equações (3.1) e (3.2). Neste caso, as regulações propostas nas Equações (3.5) e (3.7) devem ser mudadas para um controle exato de potência ativa e reativa. Mais detalhes sobre a influência da alta resistividade em linhas de transmissão em baixa tensão podem ser vistos em Brabandere (2006).

Neste trabalho será desprezada essa característica resistiva das linhas de distribuição e para o controle de potência ativa e reativa será utilizado o método tradicional, no qual as linhas de transmissão são altamente indutivas, sendo as regulações dadas pelas Equações (3.5) e (3.7).

3.2. Controle de MFs Conectadas por meio de Inversores

Muitas microfontes dentro da MR geram em corrente contínua formando assim um barramento CC. Entretanto, antes da conexão da MF com o barramento da MR é necessário o interfaceamento por meio de inversores, que transforma a tensão contínua em alternada trifásica com frequência e amplitude definidas pelo controle do chaveamento dos dispositivos de estado sólido do inversor. Dessa forma, a estratégia de controle utilizada nos inversores está diretamente ligada ao sucesso da operação da microrrede.

A aplicação de inversores conectados com a rede elétrica já é comum. Quando a tensão é garantida pelo sistema elétrico central, o controle do inversor se torna fácil e neste caso, ele apenas tem que fazer o controle da potência de saída. Atualmente, os inversores também estão operando como fonte de tensão (VSI) em sistemas desconectados da rede, ilha. Dentre as aplicações dos inversores como fonte de tensão, podem-se destacar (BRABANDERE, 2006):

- A operação de inversores conectados à rede elétrica foi primeiramente desenvolvida nos sistemas de alimentação ininterrupta (UPS), nos quais os inversores são utilizados para garantir confiabilidade no fornecimento de energia;

- Mais recentemente, os inversores estão sendo aplicados em pequenos sistemas de potência, como em microrredes compostas de pequenas unidades de geração, tais como turbinas eólicas, módulos fotovoltaicos, baterias e células a combustível.
- Os inversores também podem ser utilizados para controlar a tensão em pontos críticos do sistema elétrico a partir da mesma técnica de controle utilizada em sistemas em ilha.
- O crescimento da inserção de GDs no SEP faz com que os inversores também passem a contribuir no controle de tensão e frequência dessas pequenas fontes de geração.

A Figura 3.4 mostra uma MF que é conectada no barramento BT da MR por meio de inversores. Nesta figura há um barramento CC que é originado pela MF de geração em corrente contínua. Entre o barramento CC e o barramento CA está o inversor, que faz a transformação do sinal CC em CA, controlado por meio de um modulador por largura de pulso (*Pulse Width Modulation* – PWM). O filtro LC conectado depois do inversor é necessário para a eliminação de harmônicas de alta frequência na rede de distribuição.

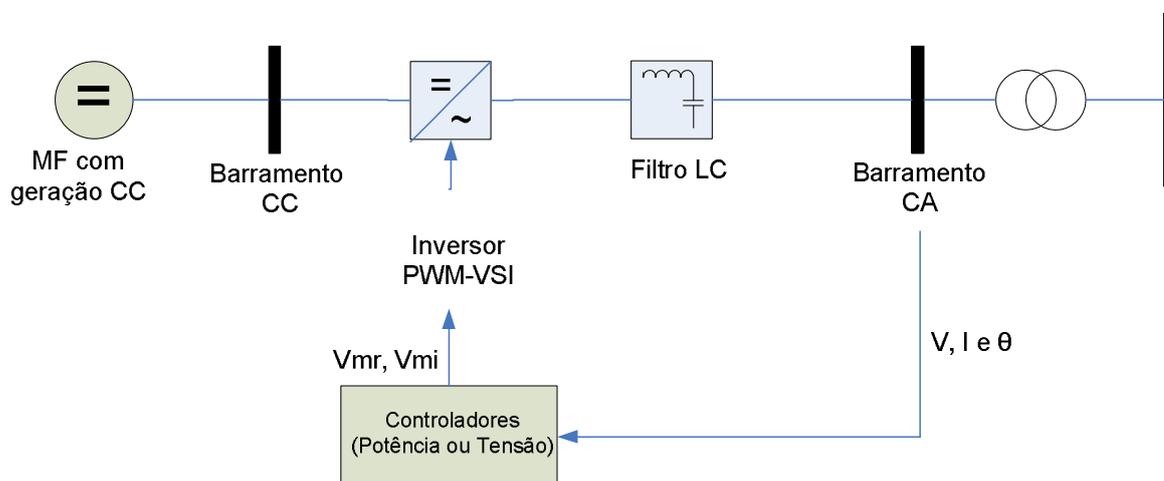


Figura 3.4. Exemplo de uma MF conectada ao barramento BT por meio de inversores.

Na Figura 3.5 é apresentado um esquema de controle por meio de sinal PWM de um inversor. Nota-se que há duas malhas de controle: a primeira faz o controle do ângulo e da amplitude a partir dos sinais de referência de controle e também dos sinais gerados no barramento CA; a segunda malha faz o controle do PWM a partir dos sinais de referência gerados pela primeira malha. A saída do controlador PWM é que gera os pulsos necessários para acionar as chaves do inversor. Na maioria dos casos, as malhas de controle da amplitude

de tensão e do ângulo são implementadas em um único sistema de controle, que possuirá duas saídas (BARSALI et al, 2002).

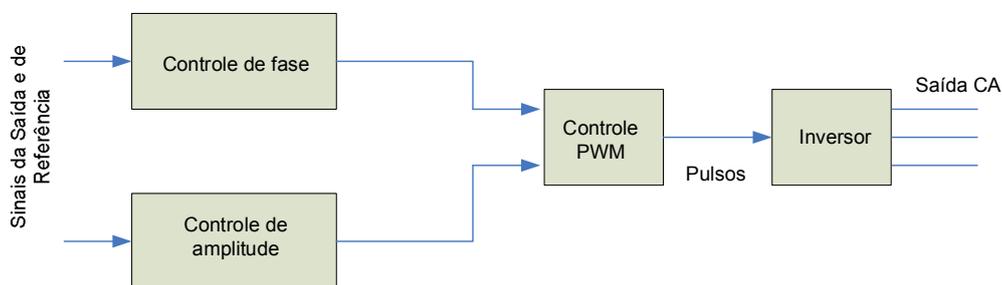


Figura 3.5. Esquema de controle de um inversor.

Nos sistemas elétricos de potência convencionais a máquina síncrona é a parte básica, sendo assim é ela que influencia no desenvolvimento de todo sistema, já em uma MR, há uma predominância da utilização de conversores estáticos. A Tabela 3.1 mostra as principais diferenças entre a interface com inversores e com máquina síncrona (MOREIRA, 2008).

Tabela 3.1. Comparação entre as características de uma máquina síncrona e inversores.

Máquina Síncrona	Inversores
Operação como fonte de tensão com a amplitude da tensão controlada a partir de sistemas de excitação.	Operação como fonte de tensão (há também versão como fonte de corrente) com controle independente da amplitude em cada fase.
O sinal senoidal de tensão de saída é estabelecido durante a construção da máquina.	O sinal senoidal pode ser obtido a partir de um modulador e de uma onda de referência, mas qualquer forma de onda desejada pode ser obtida.
Alta corrente de curto-circuito devido à baixa impedância interna.	Há um potencial para altas correntes de curto-circuito, mas proteções contra isto podem ser dimensionadas a partir de funções de limites de corrente.
Corrente nominal definida pelo aumento da temperatura do material de isolamento do enrolamento da máquina. A constante de tempo térmica do material de isolamento geralmente é alta. Grandes constantes de tempo térmicas permitem altas correntes de falta por muitos ciclos.	Corrente nominal definida pelo aumento da temperatura dos semicondutores, que possuem uma baixa constante de tempo térmica. Correntes altas causam falhas de até 1ms nos semicondutores. O sistema de ventilação também possui baixa constante de tempo térmica, o que limita as condições acima da nominal. Inversor operando acima das condições nominais é necessário para suprir correntes maiores.
A troca de potência ativa é determinada pelo torque aplicado ao eixo. O controle de potência é feito por meio do controle da frequência.	A troca de potência é determinada por meio de sinais de referência aplicados ao sistema de controle, submetidos à capacidade de geração do barramento CC.

As estratégias de controle de potência nos inversores conectados ao sistema CA, geralmente podem ser divididas em dois tipos (CALDON et al, 2003):

- **Controle PQ:** nesse modo o inversor recebe sinais de referência para o controle da potência ativa e reativa.
- **Controle VSI (*Voltage Source Inverter*):** nesse modo de controle o inversor atende a carga a uma frequência e tensão pré-especificadas. Quando há variação na demanda de carga, a potência ativa e reativa entregue pelo inversor serão ajustadas automaticamente para garantir a tensão e frequência.

O primeiro esquema de controle é utilizado quando o inversor está trocando potência com a rede, ou seja, várias MFs estão em paralelo e conectadas à rede central. No segundo esquema de controle a MF está alimentando uma carga local e tem que garantir frequência e tensão para essa carga, geralmente isso acontece quando a MF não está conectada à rede (ilhamento).

3.2.1. Controle PQ

No modo de controle PQ, o inversor está conectado à rede de distribuição, logo, quem controla a frequência e a tensão é a própria rede. Neste modo, o inversor pode injetar potência ativa e reativa na rede em uma quantidade pré-especificada por meio da CCMR ou por malhas de controle locais.

Baseado no método tradicional de controle por meio da curva $P - \omega$ para geradores síncronos é possível desenvolver uma lógica de controle para inversores na qual sua frequência fundamental também estará associada a uma potência de saída. Na Figura 3.6 está representado um diagrama de blocos de um esquema de controle PQ quando a MF está conectada com a rede. Na análise, o eixo direto é considerado alinhado com o vetor tensão ($V_d = V$ e $V_q = 0$).

Nota-se que no diagrama de blocos da Figura 3.6 o esquema de controle PQ muda o referencial da corrente de saída do inversor de abc para dq . O objetivo desta mudança de eixo referencial é explorar a relação existente entre potência ativa e a corrente do eixo direto (i_d) e a relação entre potência reativa com a corrente do eixo de quadratura (i_q). Sendo assim, a potência ativa e reativa são facilmente controladas a partir dos ajustes das correntes i_d e i_q , bastando apenas definir correntes de referências, i_{d_ref} e i_{q_ref} , para o inversor. Os sinais de

tensão v_{md} e v_{mq} gerados pelo controlador são transformados em $v_{m\alpha}$ e $v_{m\beta}$, sendo $v_{m\alpha}$ a parte real e $v_{m\beta}$ a parte imaginária do sinal de referência para o PWM (CALDON et al, 2003).

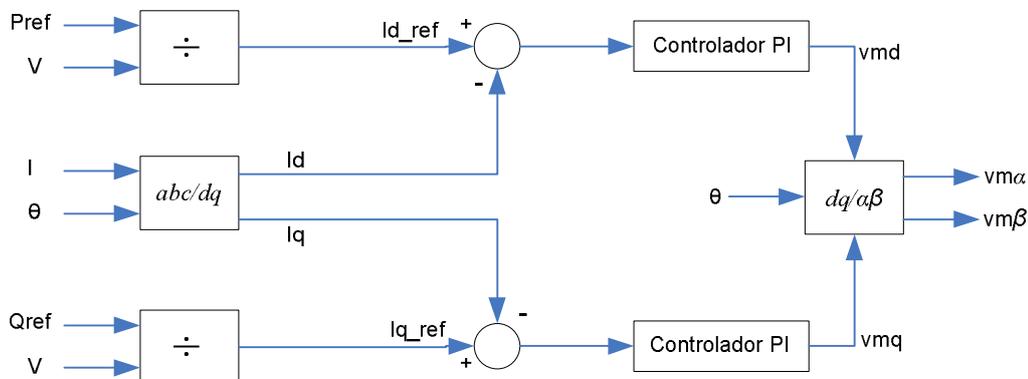


Figura 3.6. Esquema de controle PQ.

As correntes de referência serão definidas predominantemente pela tensão da rede. Já a potência ativa e reativa de referência são definidas pelo usuário. A forma de onda da tensão de saída do inversor é sincronizada com a tensão da rede.

3.2.2. Controle VSI

Para fazer o controle da tensão e frequência da MR o inversor deve operar como uma máquina síncrona. A topologia inversor como fonte de tensão, VSI, faz esse controle. O VSI age como uma fonte de tensão em que sua amplitude e frequência são controladas por meio de curvas de controle também baseadas no método tradicional de controle de geradores síncronos. As Equações (3.9) e (3.10) demonstram matematicamente as variações de tensão e frequência em função das potências ativa e reativa (PEÇAS LOPES et al, 2006):

$$\omega = \omega_0 - k_P P \tag{3.9}$$

$$V = V_0 - k_Q Q, \tag{3.10}$$

sendo k_P e k_Q as inclinações das retas $P - \omega$ e $Q - V$, respectivamente e ω_0 e V_0 os valores iniciais da tensão e frequência nos terminais do inversor em vazio.

Quando um VSI está interconectado com a rede que possui uma frequência angular ω_{rede} e uma tensão V_{rede} , as referências para a tensão e frequência serão impostas pela rede. Os valores de P_1 e Q_1 na saída do VSI podem ser obtidos a partir de ajustes da frequência e

tensão de acordo com a Figura 3.7. As Equações (3.11) e (3.12) descrevem a variação da potência a partir dos ajustes de frequência e tensão.

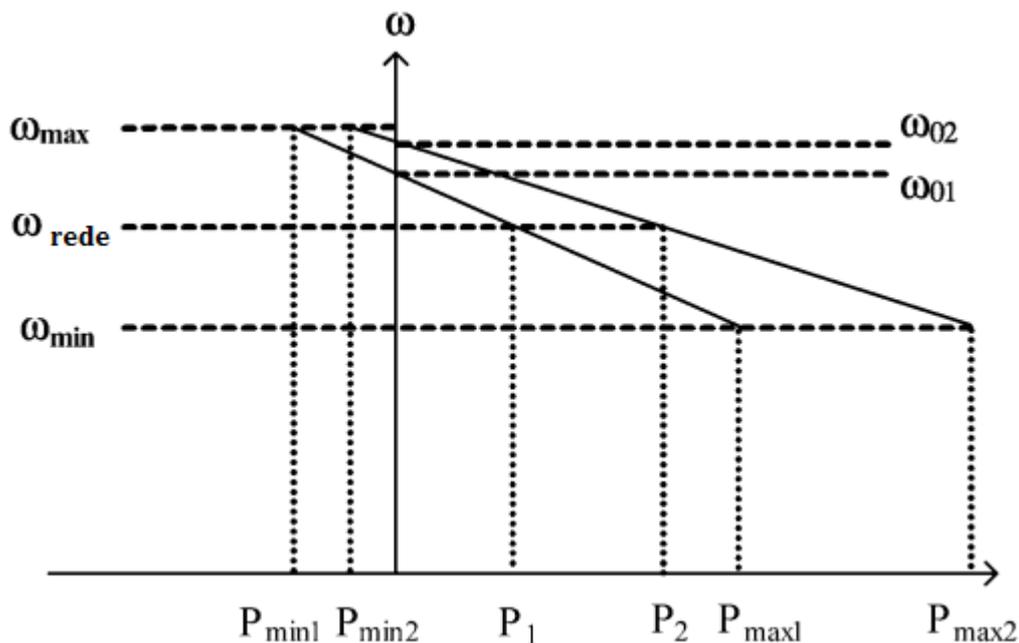


Figura 3.7. Curva P- ω (PEÇAS LOPES et al, 2006).

$$\omega_{01} = \omega_{rede} + k_P P_1 \tag{3.11}$$

$$V_{01} = V_{rede} + k_Q Q_1. \tag{3.12}$$

Se um grupo de inversores está operando em um sistema isolado, uma variação de frequência gera uma variação na potência. Para um sistema com n VSI, tem-se:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \tag{3.13}$$

sendo ΔP_i a variação de potência no n -ésimo VSI. A variação de frequência pode ser calculada por:

$$\Delta \omega = \omega_{0i} - k_{P_i} P_i - [\omega_{0i} - k_{P_i} (P_i + \Delta P_i)] = k_{P_i} \Delta P_i. \tag{3.14}$$

Nesta dissertação é aplicada a estratégia de controle proposta por Caldon (2003) que inclui o controle da frequência e tensão quando o inversor está desconectado da rede. A Figura 3.8 mostra um diagrama de blocos do esquema de controle de tensão e frequência. Quando o inversor opera isolado da rede, ele deve suprir suas cargas sem que haja variação na tensão e frequência pré-estabelecidas. Para isso, ele deve variar a potência ativa e reativa de saída de acordo com a demanda da carga.

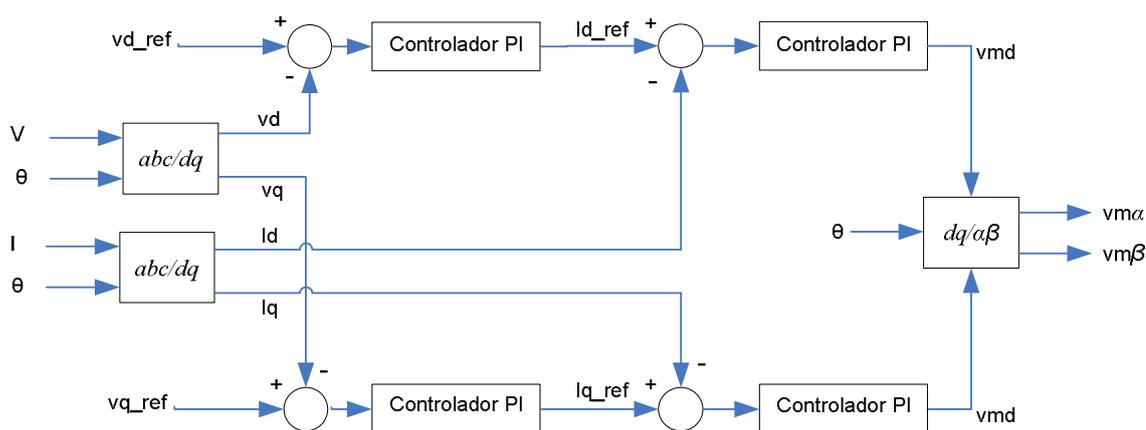


Figura 3.8. Esquema de controle V-f.

No diagrama de blocos da Figura 3.8 há duas malhas de controle: uma para o controle da tensão e outra para controle de corrente. A malha de controle de tensão é necessária quando não há nenhuma tensão de referência no lado CA da rede, então essa referência deve ser criada pelo inversor e servirá de realimentação para ele mesmo. Os erros de tensão são regulados por controladores PI que geram as correntes de referência i_{d_ref} e i_{q_ref} .

Esse esquema de controle é feito a partir da tensão direta (v_d) e de quadratura (v_q), logo, o controle da amplitude da tensão e da frequência é ajustado a partir dessas duas componentes de tensão.

Quando a MR está operando no modo de emergência, ilhamento, diferentes métodos de controle podem ser implementados (CALDON et al, 2003):

- todas as MFs terão a frequência e a tensão controladas ou
- uma MF terá a tensão e frequência controlada e servirá de referência para o restante da MR, enquanto todas as MFs poderão adotar os esquemas PQ ou VSI de controle.

3.3. Controle da MR para Operação em Ilhamento

Todo sistema elétrico está susceptível a falhas, muitas dessas falhas podem levar a microrrede a se desconectar da rede de distribuição e operar de forma autônoma. Neste caso, a geração de cada MF deve ser alterada para um valor que reduza o desequilíbrio entre a geração e a carga local, além de reduzir os transitórios devido à desconexão da MR com a rede central. No caso de eventos indesejáveis no sistema central, faltas, por exemplo, a MR deve ser desconectada o mais rápido possível da rede central, entretanto, os transitórios deste chaveamento terão grande impacto na dinâmica da MR (PEÇAS LOPES et al, 2006).

Em sistemas elétricos de potência tradicionais a máquina síncrona é que garante a frequência e tensão para todo o sistema elétrico. Caso a MR possua máquina síncrona entre as suas MFs de geração, o controle da tensão e frequência se torna mais simples durante a operação em ilhamento, pois, dependendo da capacidade da MF, esta irá estabilizar a MR mais rapidamente e poderá servir de referência para as outras MFs. Entretanto, se não houver geradores síncronos para garantir tensão e frequência na MR durante o ilhamento, os inversores serão responsáveis por esse controle que também é feito baseado nas curvas de controle $P - \omega$ e $Q - V$.

Quando ocorre o ilhamento, a microrrede perde a referência da rede central de frequência e tensão. Se não houver um controle de tensão e frequência para compensar a geração e carga, haverá a perda total da MR, pois esta entrará em colapso. Dessa forma, deve-se usar MFs com geradores síncronos ou, como é feito em sua maioria, utilizar um inversor para fazer esse controle ou ainda, dependendo da topologia da MR, utilizar ambos. Como foi visto na Seção 3.2.1, a topologia VSI garante tensão e frequência para a MR quando ela estiver isolada da rede central. Como descrito anteriormente, o VSI pode reagir aos distúrbios no barramento MR a partir das informações disponíveis em seus terminais. Quando a MR opera em ilhamento duas estratégias de controle podem ser adotadas:

- **Controle por meio de uma única MF:** neste caso apenas um VSI fica responsável pela referência de frequência e tensão para todas as outras MFs, enquanto o restante das MFs podem operar tanto no modo PQ ou VSI. A Figura 3.9 mostra um diagrama de blocos típico para esse esquema de controle, note que apenas um inversor VSI recebe os sinais de referência da central de controle da MR.

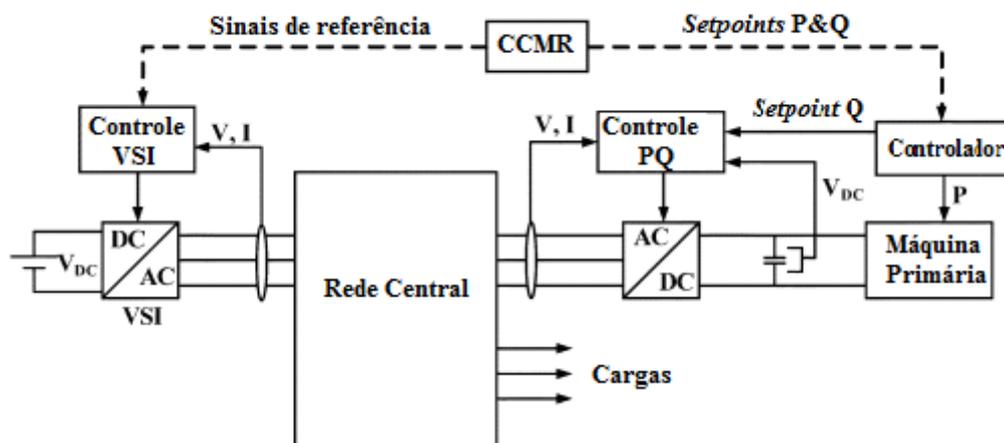


Figura 3.9. Esquema com um único VSI fazendo o controle V/F (PEÇAS LOPES et al, 2006).

- Controle por meio de todas as MFs:** neste caso todas as MFs têm controle de frequência e tensão. A Figura 3.10 mostra um diagrama de blocos típico para esse esquema de controle. Observa-se agora que todos os inversores VSI recebem os sinais de referência da CCMR. Isto é similar a vários geradores síncronos conectados em paralelo na rede, controlando a frequência e a tensão.

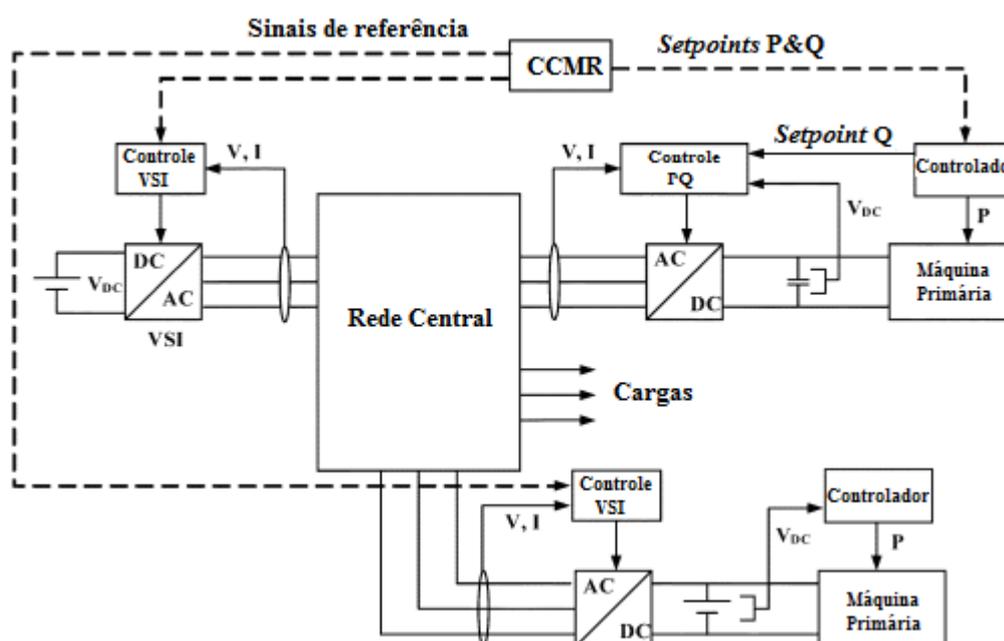


Figura 3.10. Esquema com todos VSIs fazendo o controle V/F (PEÇAS LOPES et al, 2006).

3.3.1. Detecção de Ilhamento

Uma das grandes preocupações em se tratando de MR é a detecção de ilhamentos. Atualmente na literatura, diversos autores vêm utilizando como método de detecção de ilhamento a realimentação da tensão e da frequência angular da rede de distribuição. Quando ocorre o ilhamento, uma instabilidade momentânea ocorre, provocando distúrbios nas variáveis de controle, fornecendo ao sistema de gerenciamento informações para sua detecção e desconexão da MR da rede de distribuição (GONÇALVES et al, 2010).

Entretanto, qualquer instabilidade no sistema gera distúrbios na frequência e tensão da carga local. Esta instabilidade momentânea pode ser prejudicial e ocasionar o mau funcionamento dessas cargas. No caso em que cargas especiais, tais como hospitais, sistemas bancários, sistemas de defesa, entre outros, venham a ser conectados no barramento da MR isso pode ter resultados irreversíveis. Dessa forma, a alteração do modo de controle para tensão e frequência, método VSI, quando o sistema for ilhado é decisiva para a operação adequada da microrrede.

Com base nos relés de taxa de variação de frequência (ROCOF – *Rate of Change of Frequency*) pode-se propor um esquema de detecção de ilhamento. A Figura 3.11 mostra um diagrama de blocos do relé de taxa de variação de frequência. A taxa de variação de frequência é calculada a partir de um valor de frequência medido na rede.

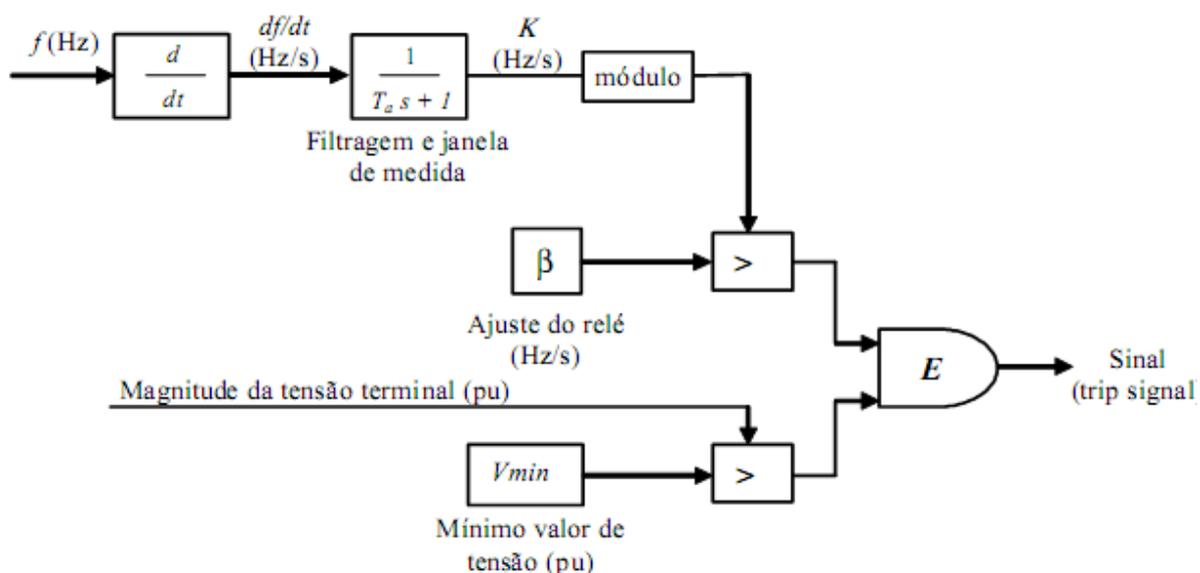


Figura 3.11. Diagrama de blocos de um relé de taxa de variação de frequência (VIEIRA et al, 2008).

Esse sinal é então processado por filtros e o sinal resultante é usado pelo relé para decidir se o disjuntor de conexão da MR com a rede de distribuição deve ser aberto ou não. Se a taxa de variação de frequência for maior que aquela ajustada no relé, sinal β , um comando é automaticamente enviado para o disjuntor no PAC da MR provocando sua abertura. Ajustes típicos desses relés instalados nos sistemas de distribuição e usados para a detecção de ilhamentos estão na faixa de 0,10 a 2,00 Hz/s. Eles também são equipados com um critério de tensão (V_{\min}) que bloqueia este relé se a tensão no PAC estiver abaixo deste valor ajustado (VIEIRA et al, 2008).

No diagrama de blocos da Figura 3.12 é apresentado o esquema de detecção de ilhamento deste trabalho. Neste esquema, calcula-se o valor absoluto da derivada da frequência fundamental da tensão gerada no barramento BT da MR. Se o valor absoluto da derivada for maior que um valor limite, neste caso 1,2 Hz/s, e o módulo da tensão estiver abaixo de 0,9 pu, uma saída é ativada para comandar o desligamento automático do disjuntor que faz a conexão da MR com a rede de distribuição (PÁDUA, 2006). Os critérios de tensão e frequência foram ajustados de acordo com a norma vigente da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para valores críticos de frequência e tensão na rede de distribuição.

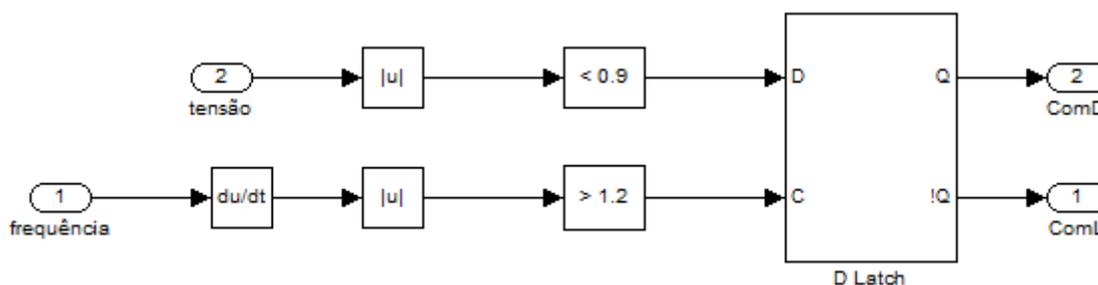


Figura 3.12. Esquema de detecção de ilhamento.

3.4 Considerações Finais

Esse capítulo apresentou estratégias de controle de potência em uma MR. Pôde-se observar que as MFs que são conectadas por meio de inversores usam a mesma topologia de controle de potência que é utilizado em geradores síncronos, baseada nas curvas de controle de tensão e frequência.

Foi analisado o controle de uma MR em operação no modo de emergência (ilhamento), pois a MR tem que garantir, independentemente do modo de operação, frequência e tensão para as cargas, caso contrário ela entra em colapso.

Também foi apresentado o método de detecção de ilhamento usado neste trabalho.

Capítulo 4

A Microrrede Proposta

Neste capítulo será apresentada a microrrede que será analisada e detalhado o modelo matemático para cada MF que compõe a microrrede proposta.

4.1. A microrrede proposta

A MR proposta possui cinco MFs:

- uma geração eólica,
- uma microcentral hidrelétrica,
- uma microcentral termelétrica,
- uma célula a combustível e
- um módulo fotovoltaico.

Todas as MFs estão conectadas ao barramento de baixa tensão, além das cargas não controláveis. A MR também possui uma bateria como unidade de armazenamento de energia, que é fundamental para uma microrrede, pois as baterias garantem estabilidade durante a operação da MR antes dela ser conectada com a rede central. A Figura 4.1 mostra o diagrama unifilar da microrrede proposta (DA SILVA et al, 2010). Os detalhes de cada elemento que compõe a MR serão detalhados nos próximos tópicos.

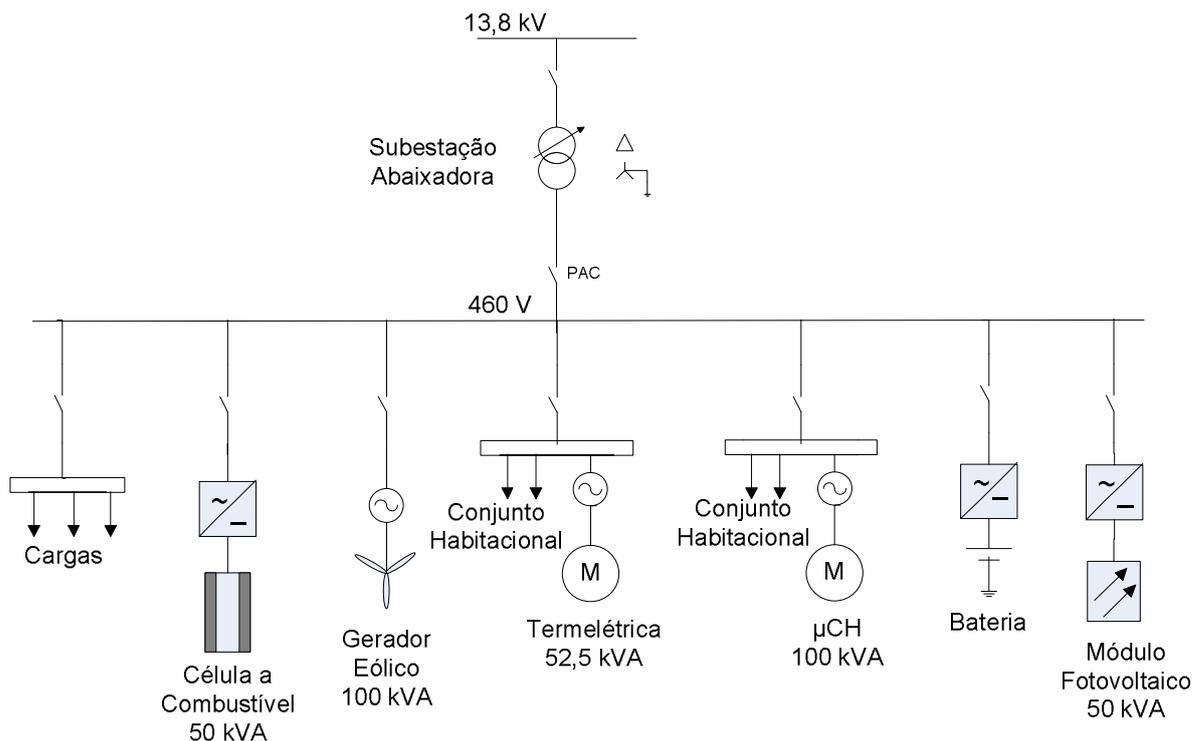


Figura 4.1. Diagrama unifilar da MR em BT.

4.1. Os modelos das microfones

As várias microfones que compõem a microrrede proposta devem ser modeladas para posterior montagem da plataforma de simulação para a análise do desempenho da microrrede. A seguir serão apresentados os modelos usados neste trabalho para as microfones.

4.1.1 A célula a combustível

O modelo da célula a combustível utilizado contém um processador de combustível que converte o combustível utilizado em hidrogênio, uma seção de potência, onde reações químicas ocorrem e um conversor de potência CC em CA. Para o modelo proposto são assumidos alguns critérios: os gases combustíveis são considerados ideais, a temperatura dentro da célula é considerada estável, somente há perdas por efeito Joule, a célula não deve trabalhar próximo dos limites máximo e mínimo de corrente, e a equação de Nernst é aplicável (ZHU e TOMSOVIC, 2002).

A Figura 4.2 mostra o diagrama de blocos da célula a combustível de óxido sólido (SOFC) utilizada na microrrede. Uma completa descrição do modelo dinâmico da célula a combustível e seus parâmetros estão representados em Zhu e Tomsovic (2002).

A metodologia de controle utilizada no inversor é PQ ou VSI, dependendo das condições de operação como foi descrito no Capítulo 3. A célula utilizada na MR tem capacidade de 50 kW. A Figura 4.3 mostra o modelo utilizado, implementado no *Matlab/Simulink*.

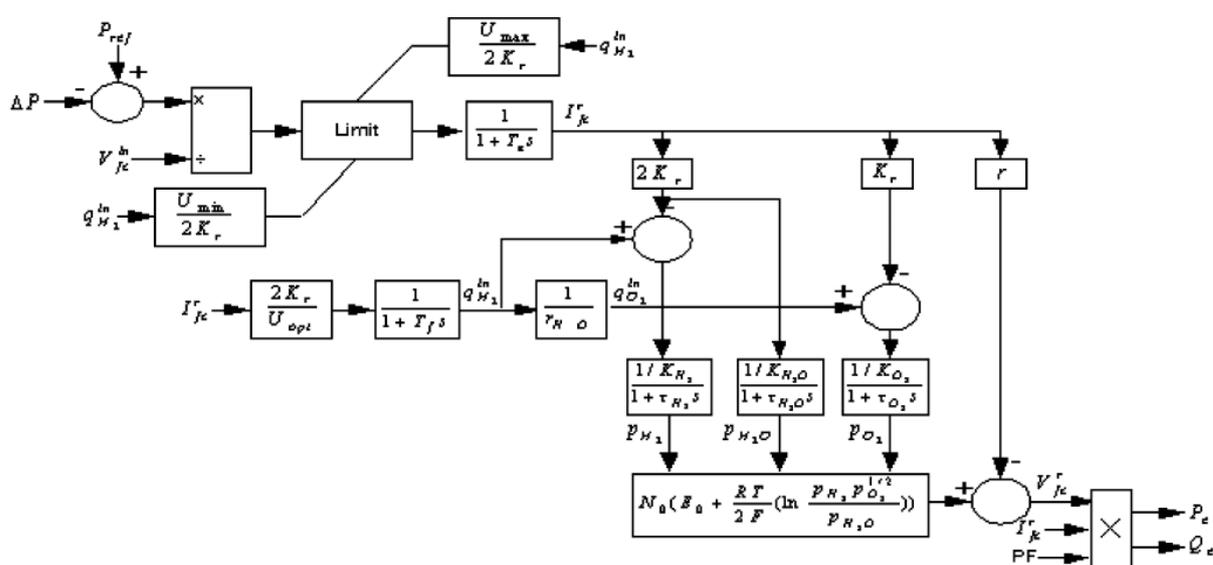


Figura 4.2. Diagrama de blocos da célula a combustível (SOFC) (Zhu e Tomsovic, 2002).

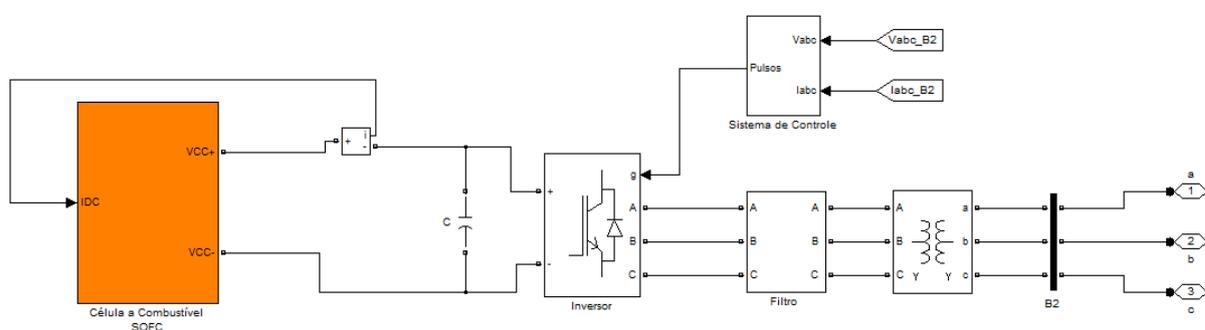


Figura 4.3. Modelo da célula a combustível implementada no *Matlab/Simulink*.

4.1.2 A μ CH

Para o modelo da microcentral hidrelétrica foi utilizada uma máquina síncrona trifásica de pólos salientes de 100 kW, 460V, 60 Hz e 1800 rpm conforme a Figura 4.4. O modelo desta máquina está disponível no *toolbox* do *Matlab/Simulink* e os parâmetros utilizados estão na Figura 4.5.

A potência mecânica está sendo gerada por uma turbina hidráulica como pode ser visto na Figura 4.4. O bloco HTG (*Hidraulic Turbine Governor*) implementa um modelo não-linear de uma turbina hidráulica, um controlador PID de velocidade e um servomotor. Mais detalhes deste bloco estão disponíveis na biblioteca *Machines* do *Matlab/Simulink*.

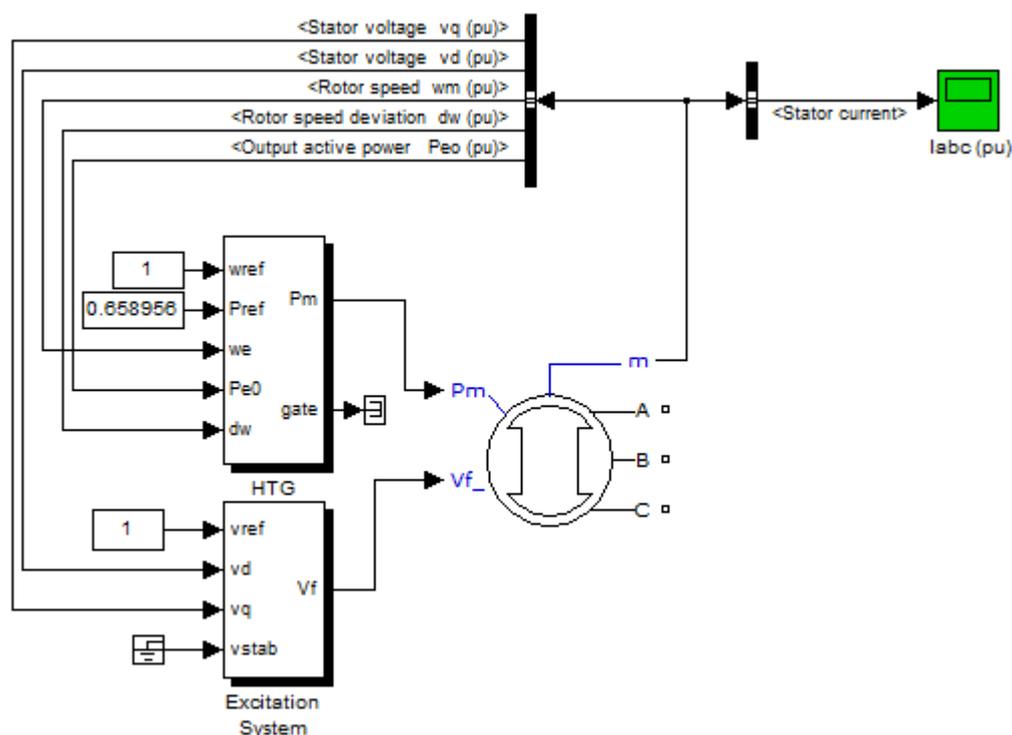


Figura 4.4. Modelo da μ CH implementada no *Matlab/Simulink*.

Para a excitação do campo do gerador síncrono é utilizado o bloco *Excitation Sistem*, que compõe um sistema de excitação CC conforme descrito em IEEE (1992). Este bloco garante, além da excitação da máquina, a regulação da tensão nos terminais do estator quando operando como gerador. Maiores detalhes deste bloco estão disponíveis na biblioteca *Machines* do *Matlab/Simulink*.

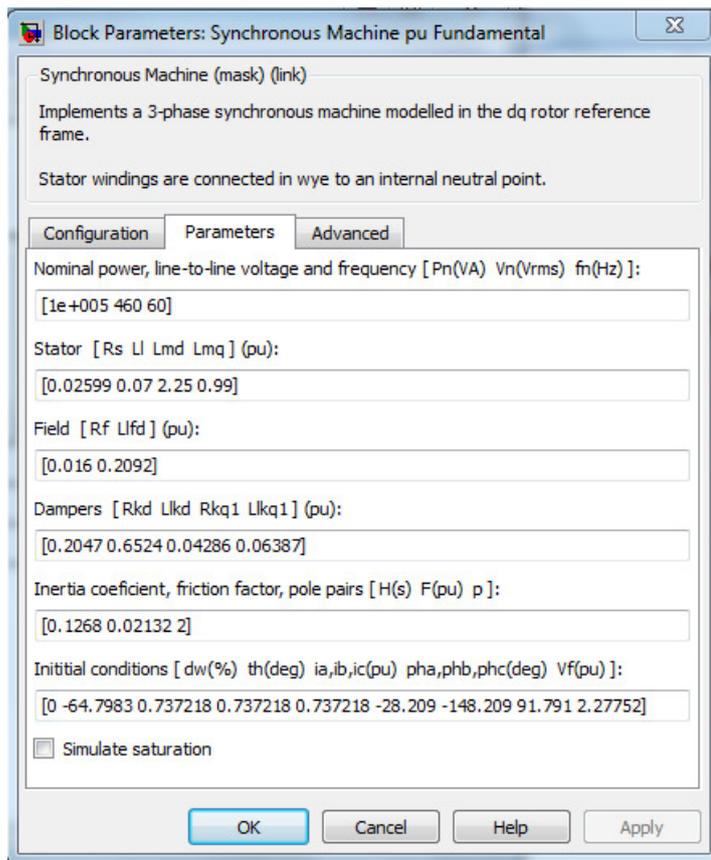


Figura 4.5. Parâmetros utilizados na μ CH.

4.1.3 A Termelétrica

A termelétrica implementada no *Simulink* pode ser vista na Figura 4.6. Nesta termelétrica também foi utilizado um gerador síncrono de pólos salientes com 52,5 kW de potência. Os outros parâmetros desta máquina estão na Figura 4.7.

A potência mecânica desta termelétrica está sendo gerada por uma microturbina a vapor. Para o modelo desta turbina foi utilizado o bloco *Steam Turbine and Governor* da biblioteca *Machines* do *Matlab/Simulink*. Este bloco implementa um sistema completo para uma máquina primária a vapor, incluindo um sistema de controle de velocidade, uma turbina a vapor e um eixo.

A excitação da máquina síncrona, bem como a regulação da tensão nos seus terminais são obtidos por meio do bloco *Excitation System* disponível na biblioteca *Machines* do *Matlab/Simulink*.

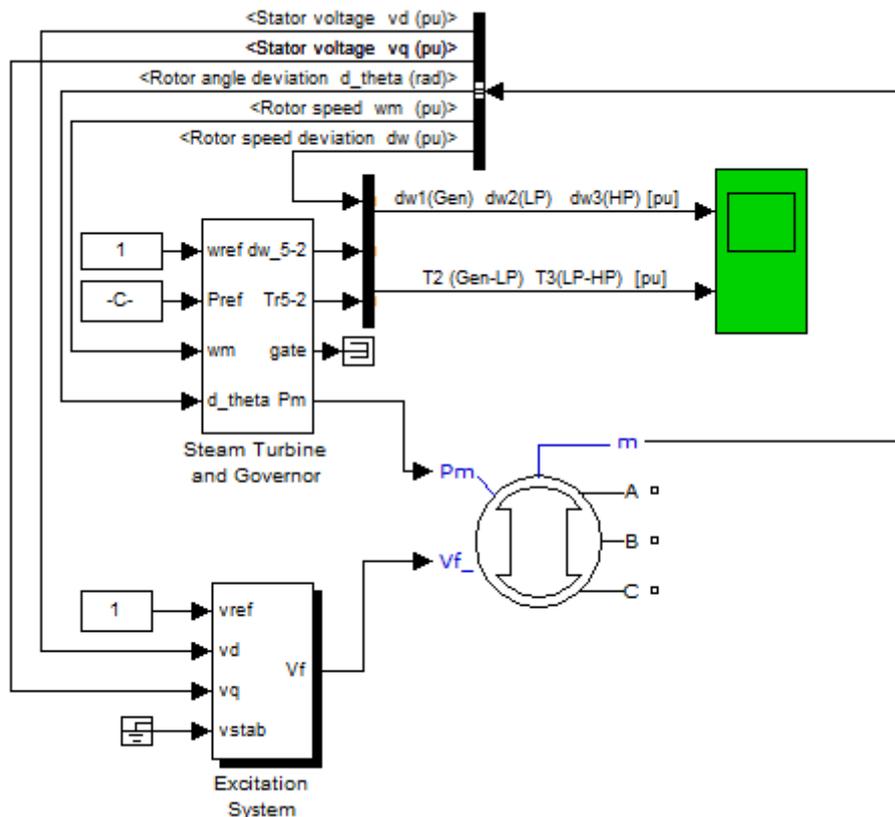


Figura 4.6. Modelo da termelétrica implementada no Matlab/Simulink.

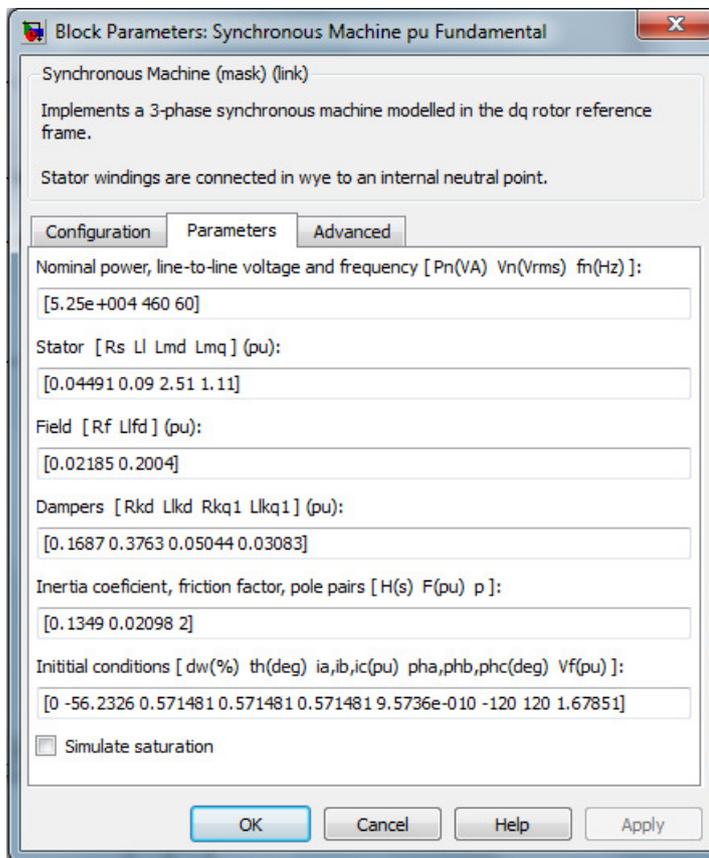


Figura 4.7. Parâmetros utilizados na Termelétrica.

4.1.4 O Gerador Eólico

Para o modelo do gerador eólico foi utilizado um Gerador de Indução com Dupla Alimentação (GIDA). Este tipo de gerador permite a variação de velocidade por meio de um conversor estático no circuito rotórico. A vantagem da utilização de um conversor no circuito rotórico é sua potência reduzida de operação, cerca de $\frac{1}{4}$ da potência nominal do gerador. O conversor controla a potência de escorregamento do rotor, variando a velocidade de rotação do rotor em relação à velocidade síncrona do gerador e também controla a potência reativa que magnetiza o gerador.

O sistema GIDA é mostrado na Figura 4.8. O conversor 1 controla a potência ativa e reativa do circuito estatórico. O conversor 2 controla o barramento CC e o fator de potência entre a rede elétrica e o circuito rotórico (MARQUES, 2004).

O gerador eólico utilizado possui uma potência trifásica de 100 kW, tensão de estator de 460 V, tensão no barramento CC de 1975 V e frequência de 60 Hz. A Figura 4.9 apresenta o modelo construído no *Matlab/Simulink*.

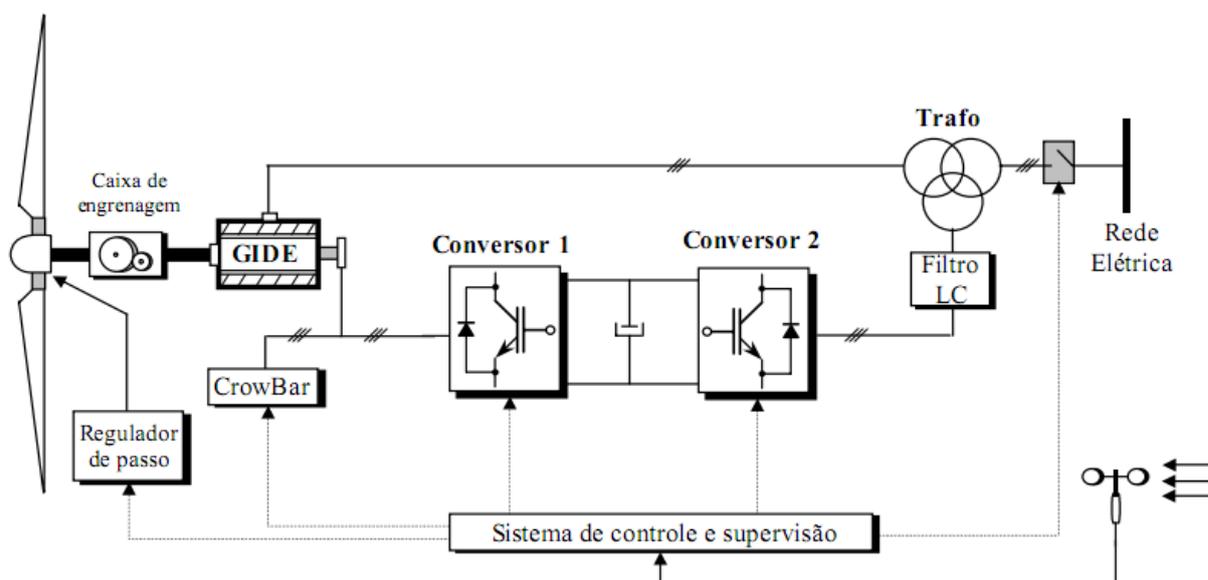


Figura 4.8. Modelo do gerador eólico.

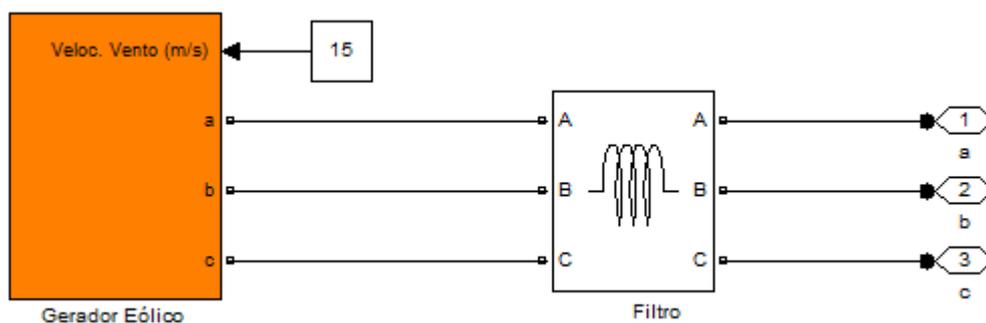


Figura 4.9. Gerador eólico implementado no *Matlab/Simulink*.

4.1.5 O Módulo Fotovoltaico

Para o modelo do módulo fotovoltaico foi utilizada uma fonte de corrente controlada associada a um inversor de frequência. A metodologia de controle utilizada no inversor é PQ ou VSI, dependendo das condições de operação como foi descrito no Capítulo 3. A potência fornecida pelo módulo fotovoltaico é de 50 kW. A Figura 4.10 mostra o modelo desenvolvido no *Matlab/Simulink*.

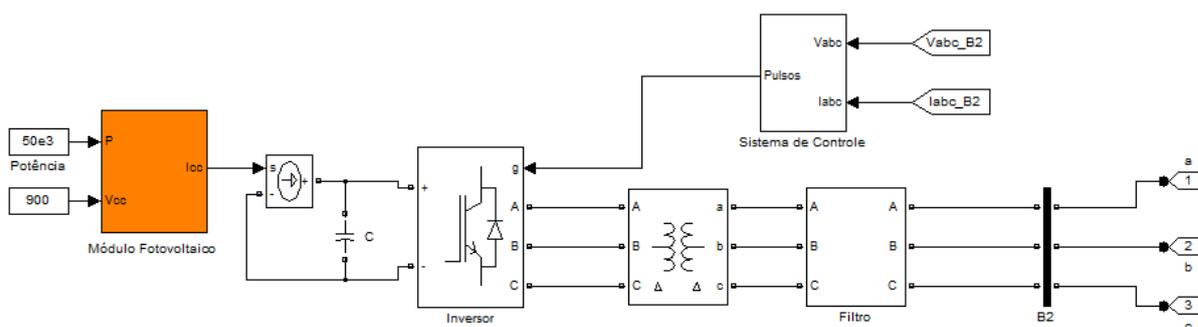


Figura 4.10. Modelo do módulo fotovoltaico implementado no *Simulink*.

4.1.6 O Dispositivo de Armazenamento de Energia

A unidade de armazenamento de energia é fundamental para o bom desempenho de uma microrrede, pois é ela que garante a energização do circuito na conexão da MR com a rede de distribuição e quando a MR está no modo de emergência, ilhamento, ela ajuda na

estabilização de tensão e frequência, além de suprir parte da potência no barramento BT. É possível encontrar na literatura vários modelos de dispositivos de armazenamento de energia, tais como: volantes de inércia, baterias e supercapacitores. Entretanto, não é objeto deste trabalho aprofundar no conhecimento destes dispositivos. Numa MR, esses dispositivos de armazenamento devem agir como uma reserva de energia a fim de garantir a operação adequada da microrrede após transitórios, principalmente no ilhamento.

O dispositivo de armazenamento da microrrede proposta é uma bateria. Para o modelo dessa bateria foi utilizada uma fonte de energia trifásica, também disponível no *toolbox* do *Matlab/Simulink*. A Figura 4.11 mostra os parâmetros utilizados para a bateria.

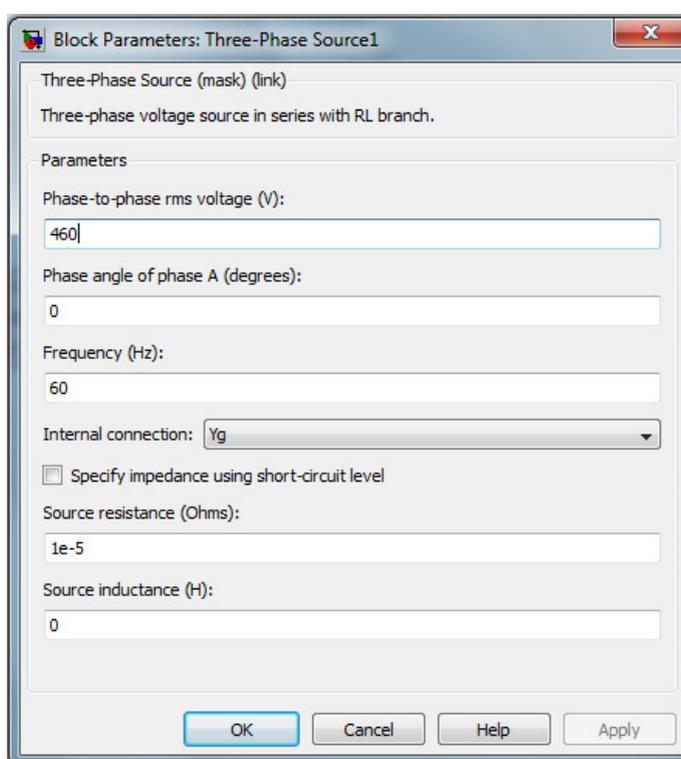


Figura 4.11. Parâmetros utilizados na bateria.

4.1.7 A Plataforma de Simulação

A partir dos modelos apresentados nas subseções anteriores, foi montada a plataforma de simulação desenvolvida no ambiente Matlab/Simulink, conforme mostra a Figura 4.12.

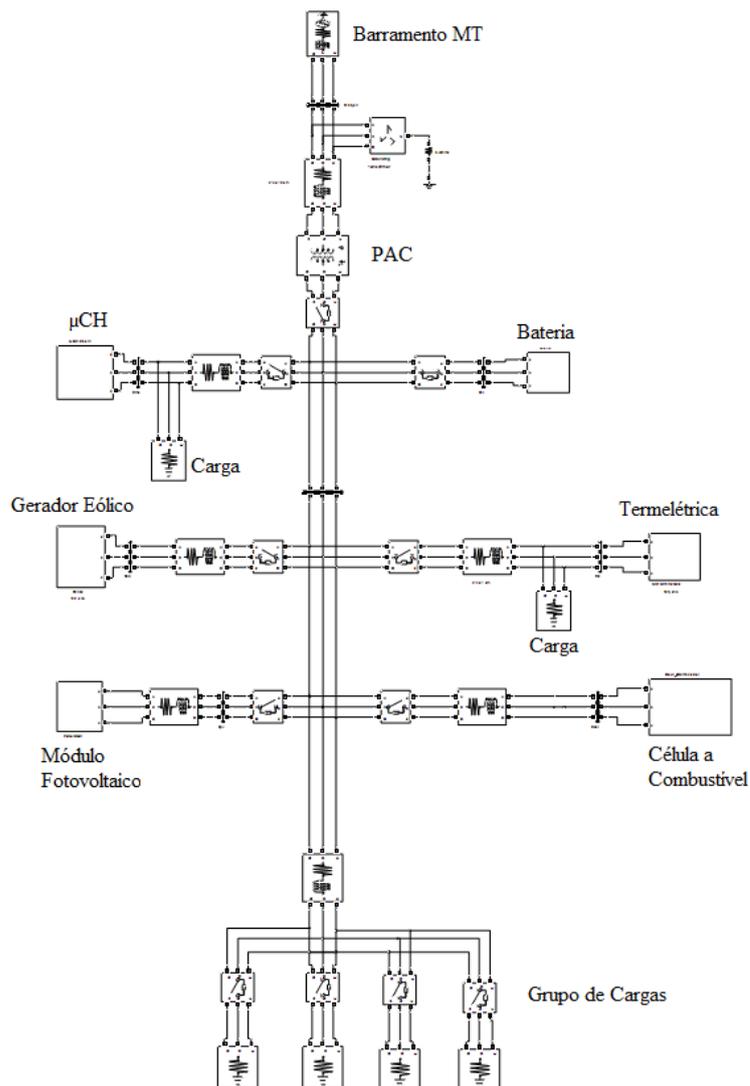


Figura 4.12. Plataforma de simulação *Matlab/Simulink*.

4.2. Considerações Finais

Este capítulo apresentou a microrrede proposta que foi implementada no *software Matlab/Simulink*, ferramenta para simulação de sistemas. Os modelos das microfones também foram apresentados neste capítulo. Ficou descrito então, o modelo computacional da MR para análise do seu desempenho.

Capítulo 5

Análise de Desempenho da Microrrede: Resultados

Neste capítulo serão abordados os resultados obtidos sobre o desempenho da microrrede proposta, a partir do modelo apresentado no capítulo anterior. Várias situações serão simuladas para análise do modelo da microrrede proposta, que são:

- Entrada em funcionamento da MR e sua conexão com a rede central;
- Operação da MR no modo ilha (desconectada da rede); e
- Análise de fluxo de potência por meio de conexão e desconexão de cargas.

As subseções a seguir apresentarão detalhadamente os resultados obtidos para cada situação.

5.1. Conexão da MR com a Rede de Distribuição

Como foi apresentado no Capítulo 2, é muito importante definir procedimentos adequados para fazer a ligação da MR com a rede de distribuição. São esses procedimentos que irão garantir o bom funcionamento da microrrede. Para a conexão da microrrede ao barramento principal foram consideradas as ações propostas em 2.3.1.1, sugeridas em (MOREIRA et al, 2007).

5.1.1 Resultados

A microrrede analisada é aquela apresentada no Capítulo 4 e, para maior clareza, seu diagrama unifilar será repetido aqui, Figura 5.1. A plataforma desenvolvida no Matlab/Simulink foi apresentada na Figura 4.13.

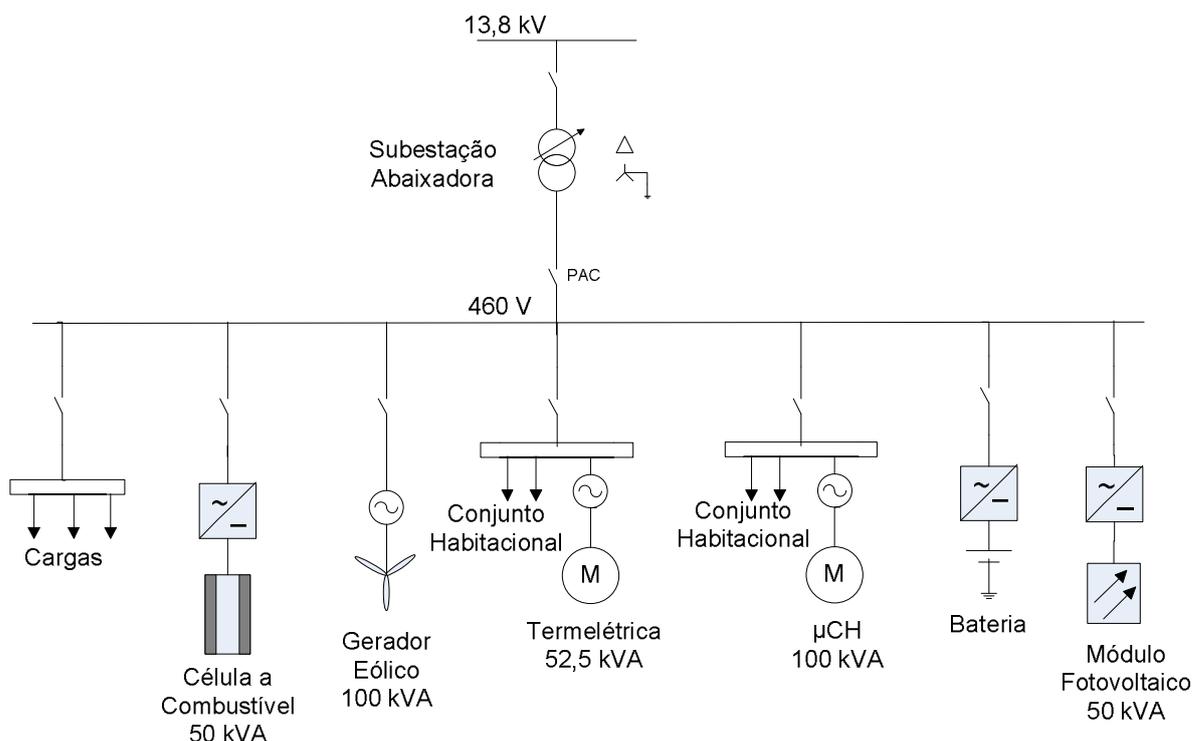


Figura 5.1. Diagrama unifilar da MR em BT.

Antes de iniciar a conexão da MR com a rede de distribuição de energia é necessário garantir que:

- A bateria esteja carregada e conectada ao barramento de baixa tensão,
- Todas as MFs estejam desconectadas do barramento da MR (baixa tensão),
- A MR esteja desconectada da subestação abaixadora.

Após a energização do barramento de baixa tensão por meio da unidade de armazenamento (bateria), o processo de conexão da MR deve seguir uma sequência que favoreça a estabilidade do sistema. Neste trabalho foi adotada a sequência indicada a seguir na qual os instantes de conexão de cada microfonte e carga se encontram entre parênteses:

- Sincronização da μCH com o barramento de baixa tensão ($t = 1s$);
- Sincronização da termelétrica com o barramento de baixa tensão ($t = 3s$);
- Conexão de cargas – 40 kW ($t = 8s$);

- Conexão da célula a combustível ($t = 12s$);
- Conexão do gerador eólico ($t = 18s$);
- Conexão do módulo fotovoltaico ($t = 22s$);
- Conexão de cargas – 20 kW ($t = 27s$);
- Conexão de cargas – 20 kW ($t = 28s$);
- Conexão de cargas – 20 kW ($t = 29s$);
- Sincronização da MR com o barramento de BT ($t = 31s$).

As microfones foram sincronizadas ao barramento de BT observando, a partir das simulações, qual seria o instante ideal para a ligação ao barramento. Este processo será automatizado nos trabalhos que seguirão a este. As microfones μ CH e a termelétrica têm cargas locais de valores 90 kW e 30 kW respectivamente.

As Figuras 5.2 e 5.3 mostram a tensão e a frequência no barramento da microrrede, respectivamente. Nota-se que há pequenas variações nessas duas grandezas durante a conexão das cargas e das MFs, mas os valores se mantêm dentro de limites que satisfazem as exigências da ANEEL. Nas Figuras 5.4 a Figura 5.9 são mostradas as contribuições de potência ativa e reativa de cada microfone ao longo de todo o processo de conexão e desconexão de MFs e cargas.

A Figura 5.4 corresponde à contribuição da bateria, a Figura 5.5 da μ CH, e a Figura 5.6 à termelétrica. A contribuição da célula a combustível vem dada na Figura 5.7; do gerador eólico na 5.8, enquanto a do módulo fotovoltaico na Figura 5.9.

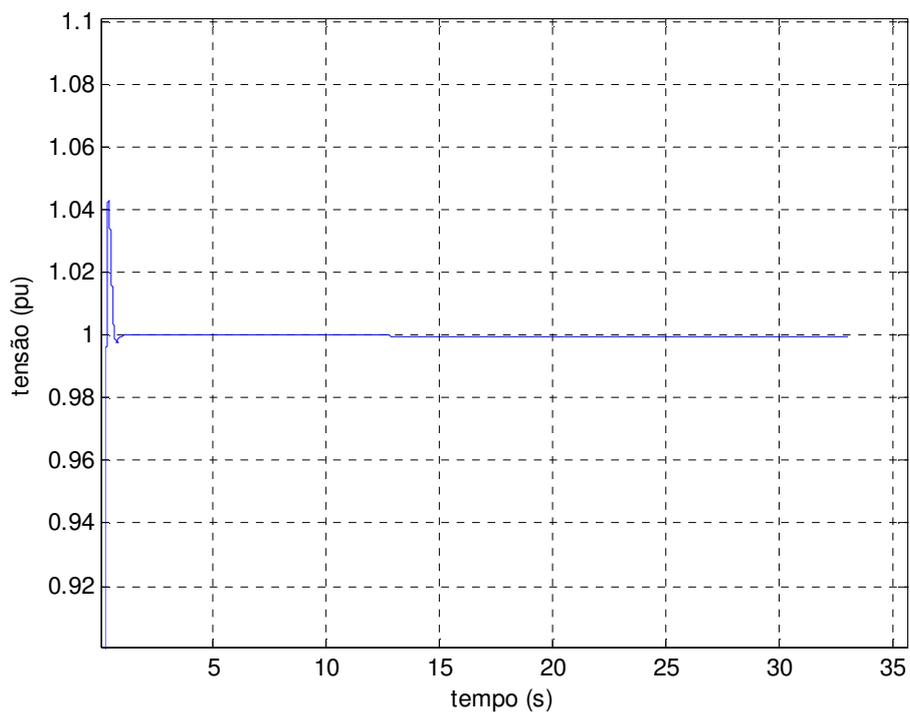


Figura 5.2. Tensão no barramento de BT.

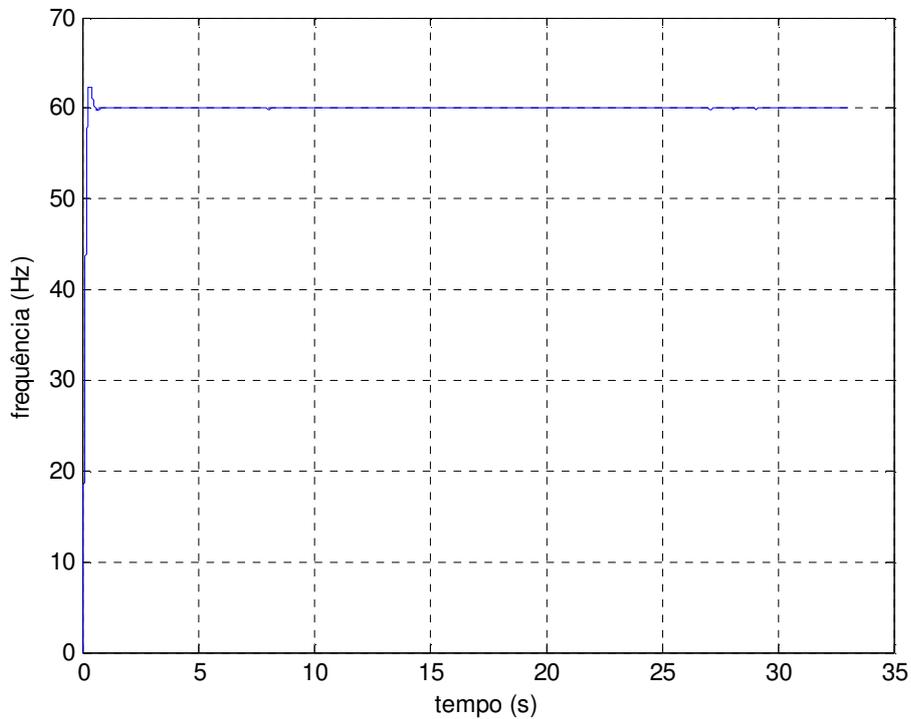


Figura 5.3. Frequência da MR.

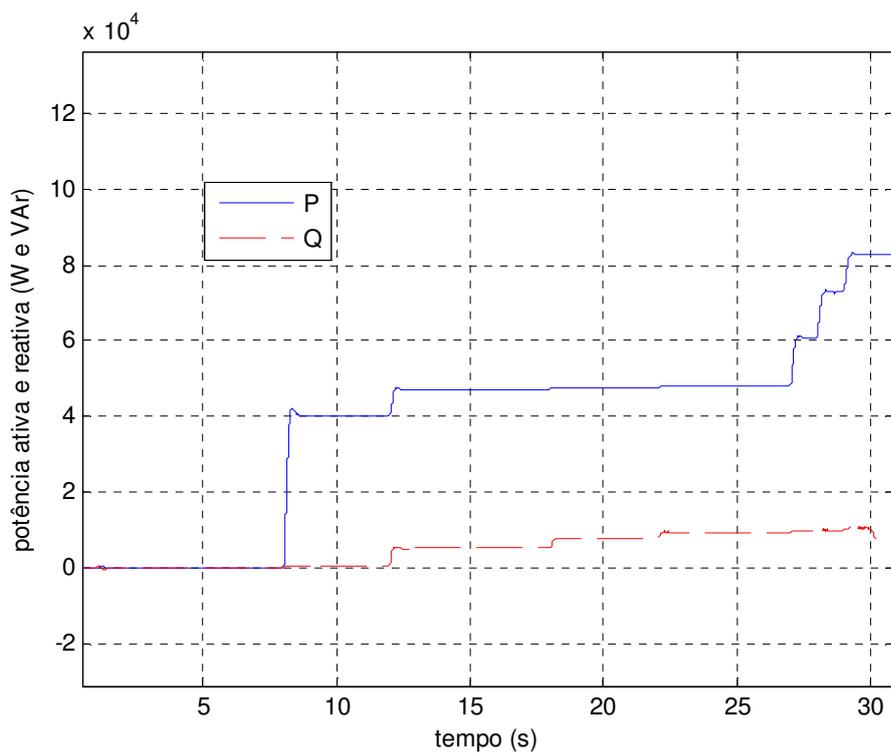


Figura 5.4. Contribuição de potência da bateria.

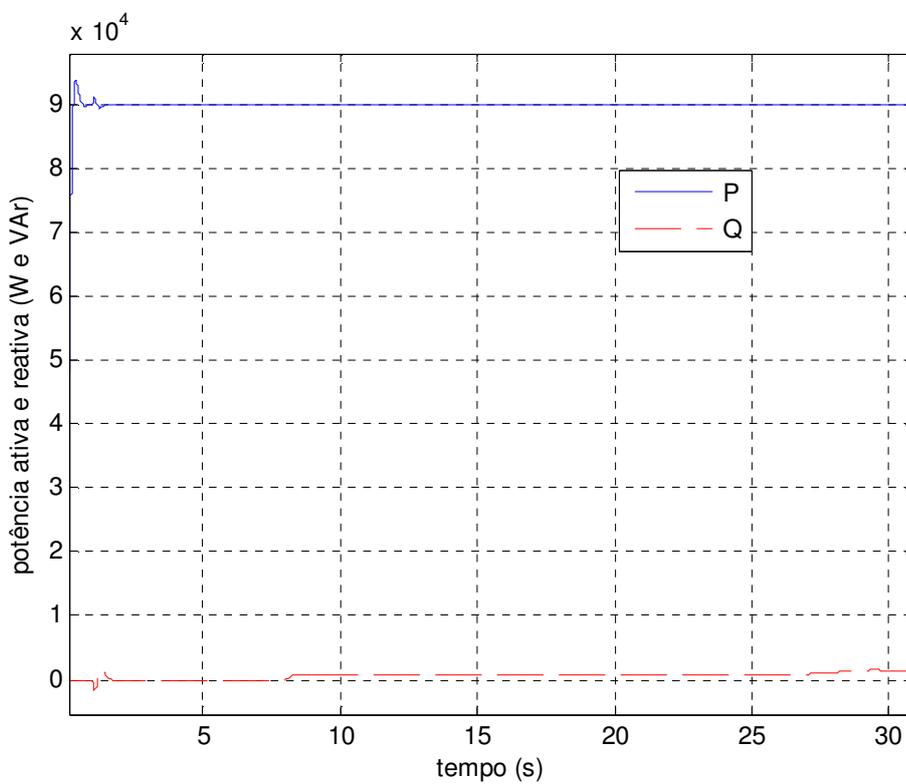


Figura 5.5. Contribuição de potência da μCH.

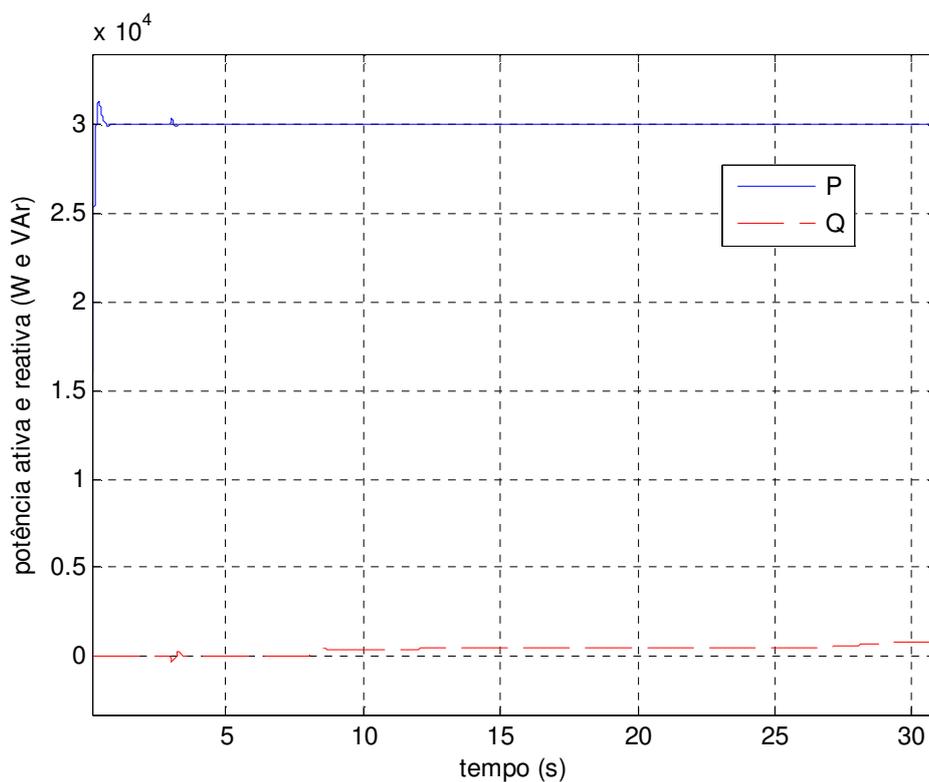


Figura 5.6. Contribuição de potência da termelétrica.

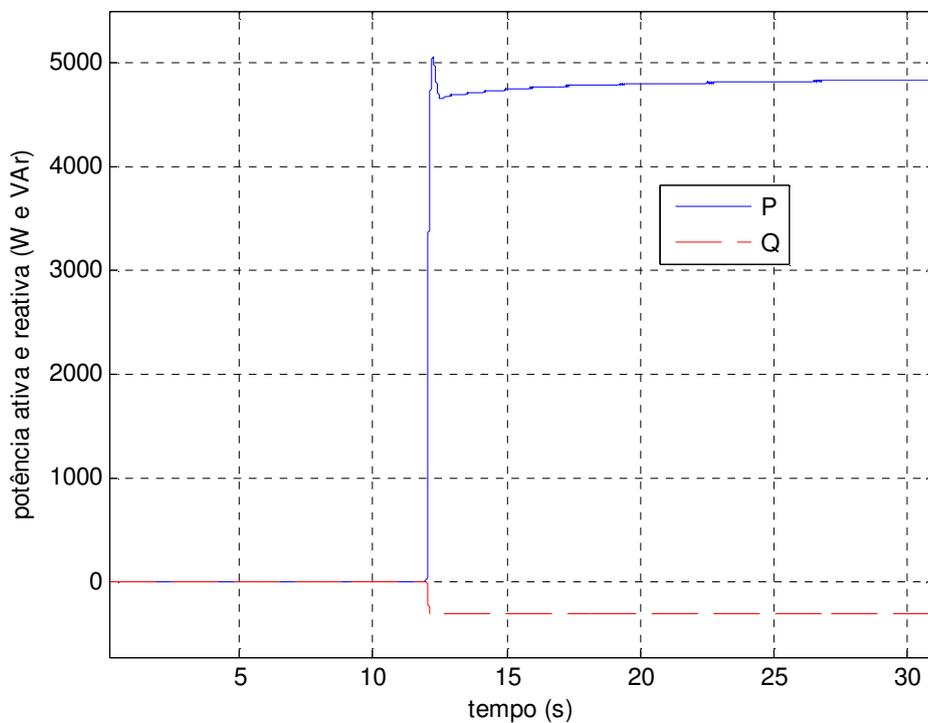


Figura 5.7. Contribuição de potência da célula a combustível.

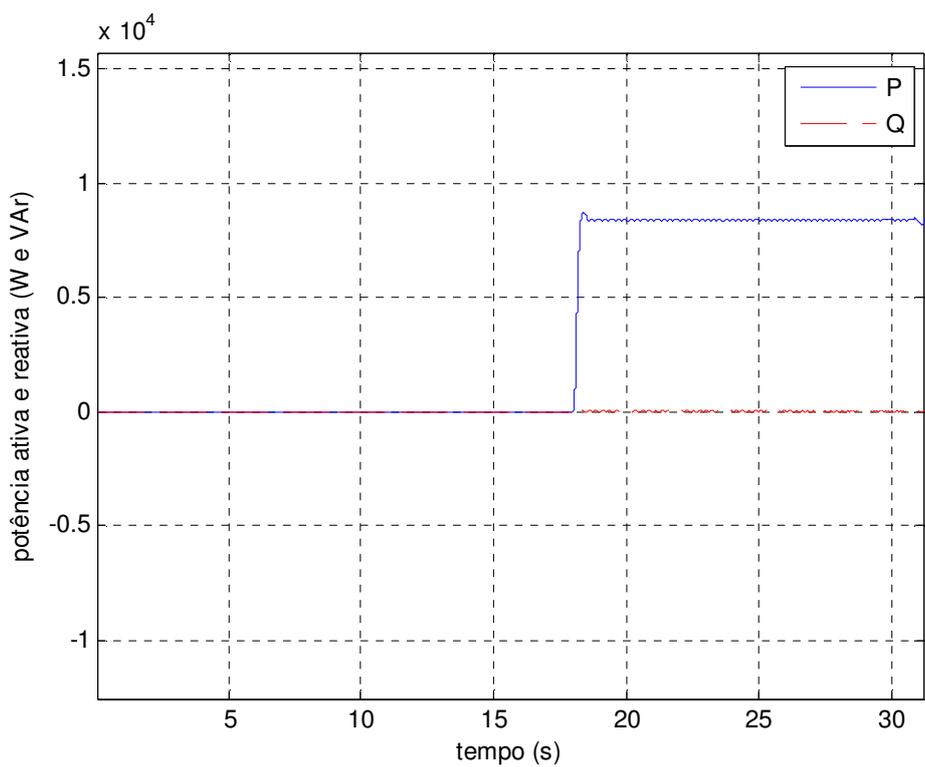


Figura 5.8. Contribuição de potência do gerador eólico.

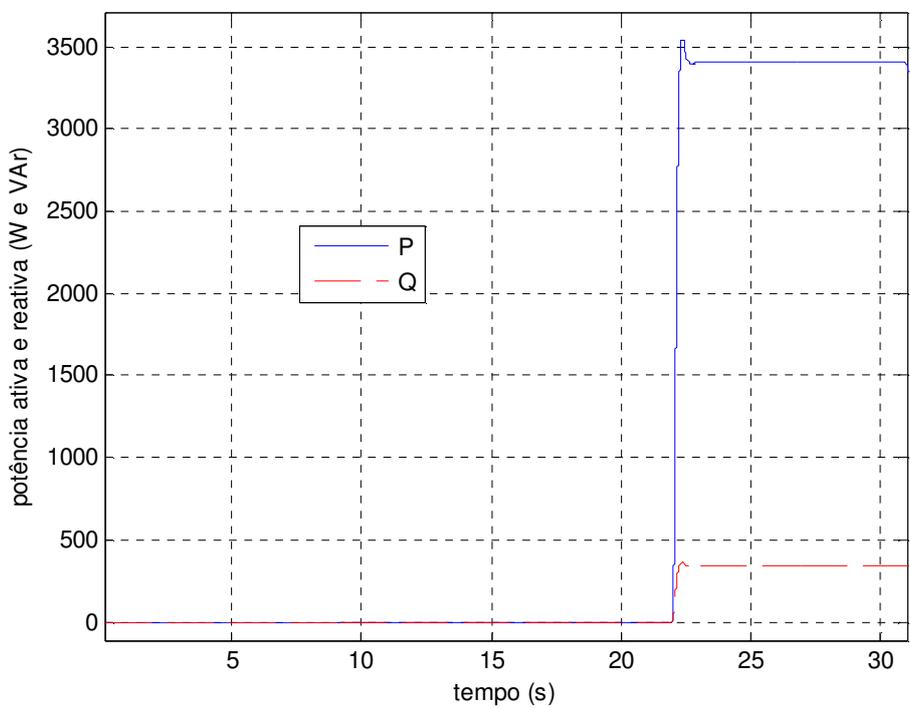


Figura 5.9. Contribuição de potência do módulo fotovoltaico.

Nota-se que durante a conexão do primeiro e segundo grupo de cargas a bateria é que fornece a maior parte da potência para essas cargas. Em uma microrrede desconectada da rede central, a unidade de armazenamento de energia é fundamental, pois auxilia a MR no fornecimento de potência, garantindo assim frequência e tensão no barramento BT da MR.

A sequência de conexão das várias microfones e das cargas precisou ser pesquisada até chegar à sequência que foi apresentada, mesmo seguindo o procedimento sugerido em (MOREIRA et al, 2007). Durante as tentativas de acerto da sequência para conexão da MR, observou-se, a partir do uso de uma fonte senoidal representando a bateria, que ao considerar uma indutância na fonte que representa a bateria, o fluxo de potência ativa e reativa mostrou uma discrepância entre o valor total da potência aparente da μ CH (100 kVA) e aquela que o modelo forneceu durante a simulação (chegando a 120 kVA), com variação significativa dos reativos, conforme apresentado na Figura 5.10.

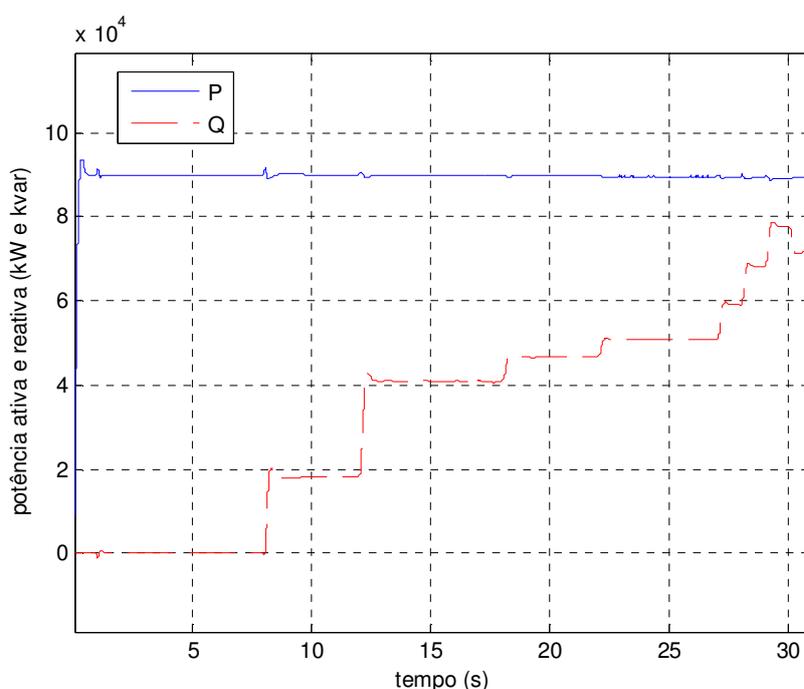


Figura 5.10. Potência ativa e reativa na μ CH considerando uma indutância na conexão da bateria.

A análise do problema mostrou que a diferença de resultado decorreu da defasagem de tensão que aparece entre os terminais da fonte de tensão ideal e o barramento devido à indutância. O uso apenas de um pequeno valor de resistência série na fonte levou a resultados adequados (ver Figura 5.5). Em termos práticos, o dispositivo armazenador de energia (Seção 4.1.6) gera uma tensão alternada através do uso de um inversor, e este em geral é do tipo fonte de tensão. Faz-se por isso necessário um indutor para conectá-lo ao barramento. Como quem

impõe a tensão do barramento é a MF dispositivo armazenador, o resultado mostra que o comando do inversor deve ser tal que controle não a tensão imediatamente na sua saída, mas sim a tensão no barramento.

Terminada a conexão de todas as MFs e das cargas, resta o último procedimento que é a sincronização da MR com o barramento de MT. As Figuras 5.11 e 5.12 mostram as potências ativa e reativa e a corrente, após a sincronização com o barramento de MT, respectivamente. A leitura foi realizada considerando o fluxo do barramento MT para a MR.

Por último, a Tabela 5.1 mostra a contribuição de potência ativa e reativa de cada microfonte antes e após a sincronização com a rede de distribuição.

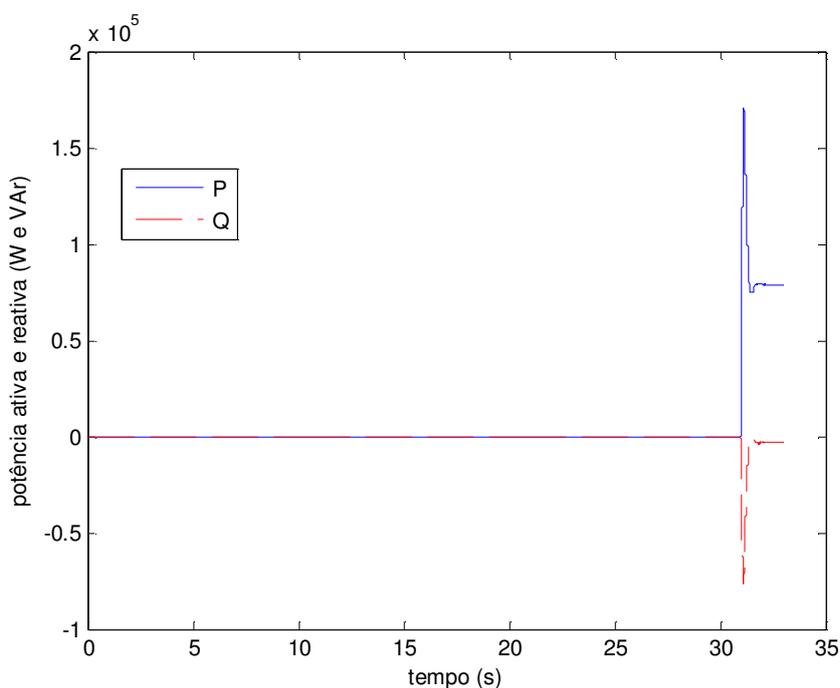


Figura 5.11. Potência no PAC após sincronização com o barramento de MT.

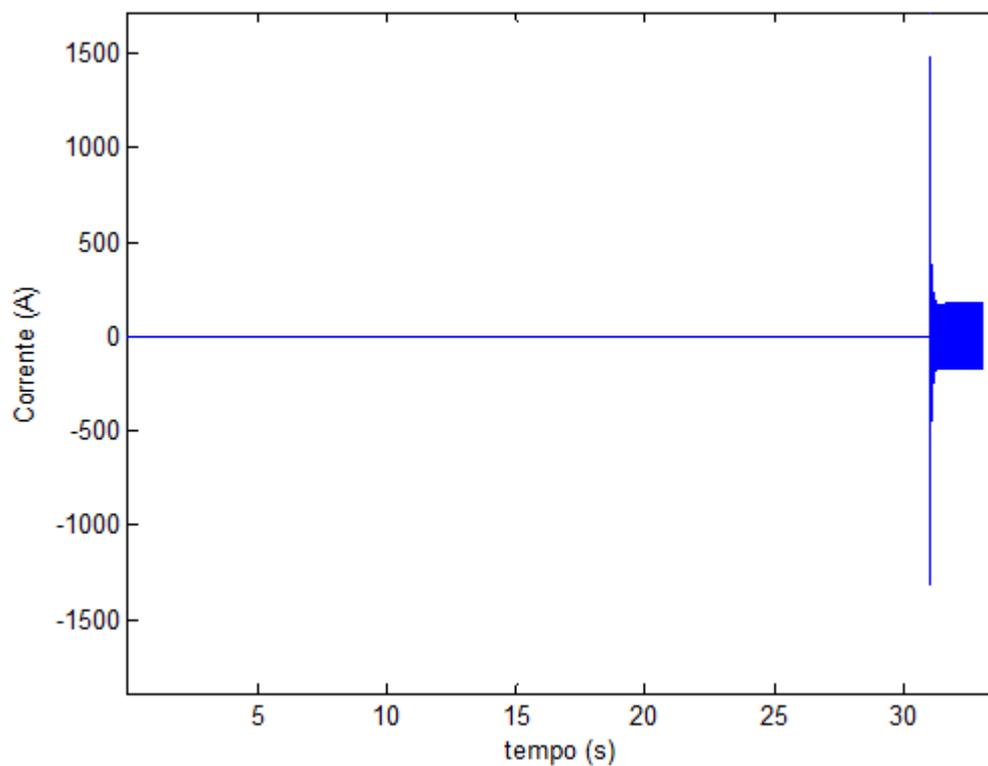


Figura 5.12. Corrente no PAC após a sincronização com o barramento de MT.

Tabela 5.1. Contribuição de potência de cada MF antes e após a sincronização com a rede de MT.

Microfonte	Antes da Sincronização		Depois da Sincronização	
	P (kW)	Q (Kvar)	P (kW)	Q (Kvar)
Bateria	82	0,8	0	0
μCH	90	0,2	90	0,3
Termelétrica	30	0,1	30	0,2
Célula a Combustível	4,9	0,3	4,9	0,3
Gerador Eólico	0,82	0	0,82	0
Módulo Fotovoltaico	0,34	0,4	0,33	0,39

5.2. Detecção de Ilhamento

Uma das grandes preocupações da operação de uma MR é quando esta opera no modo emergência, ou seja, desconectada da rede, operação chamada de ilhamento. Nessa situação a MR deve ter um controle adequado para garantir frequência e tensão para seu barramento de BT.

Geralmente uma MR fica em ilhamento quando ocorre uma falha na rede de distribuição. Nessas condições, a microrrede deve ser desconectada o mais rápido possível da rede central e alterar os *set points* de controle das MFs. Este procedimento garante que a instabilidade momentânea ocasionada pela desconexão da MR da rede de distribuição seja controlada, mantendo a tensão e frequência dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL.

Para a detecção do ilhamento foi utilizada a metodologia baseada nos relés de taxa de variação de frequência que foi apresentada no Capítulo 3.

5.2.1 Resultados

Foi considerado inicialmente que a microrrede estava funcionando no modo normal, conectada à rede de distribuição, e uma falta trifásica ocorre no intervalo de tempo de 1,5s a 3,5s.

O detector de ilhamento recebe as informações de tensão e frequência da rede e gera dois sinais conforme apresentado na Figura 3.12:

- O sinal ComL é utilizado para controlar o método de controle dos inversores, se PQ ou VSI, bem como para comandar a chave que faz a conexão da MR com a rede de distribuição;
- Já o sinal ComD é utilizado para fazer o controle da conexão/desconexão da bateria com o barramento de BT. Quando a MR é conectada a bateria é desconectada.

As Figuras 5.13 e 5.14 mostram, respectivamente, as saídas ComL e ComD do detector de ilhamento. Observe que essas saídas são invertidas devido à lógica do *flip-flop* D. O sinal comL é utilizado para mudar o método de controle dos inversores. Como foi descrito no Capítulo 3, quando a MR está operando no modo normal, os inversores devem apenas controlar a potência ativa e reativa. Já na operação no modo de ilhamento, os inversores devem controlar a frequência e tensão no barramento da MR.

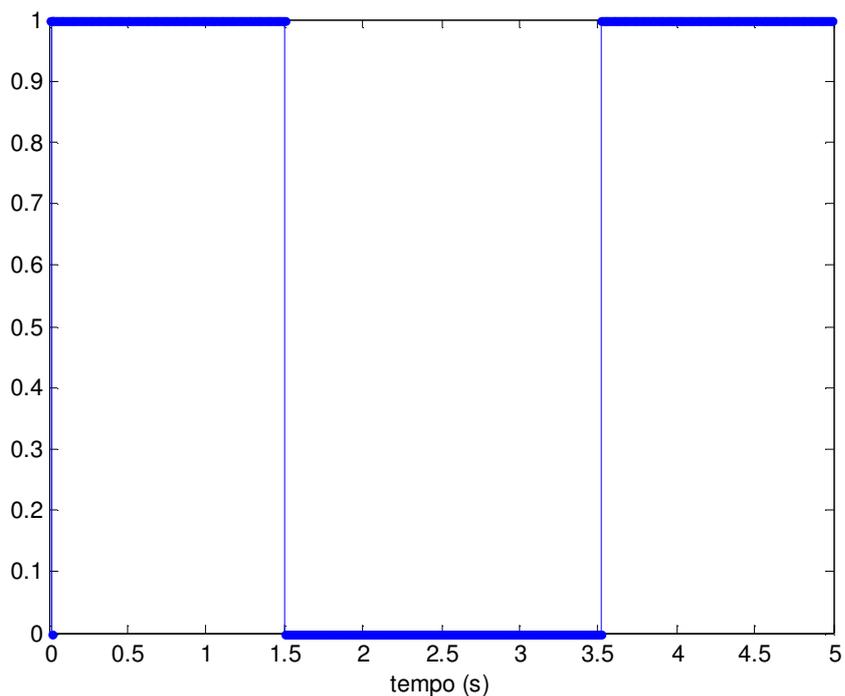


Figura 5.13. Saída ComL do detector de ilhamento.

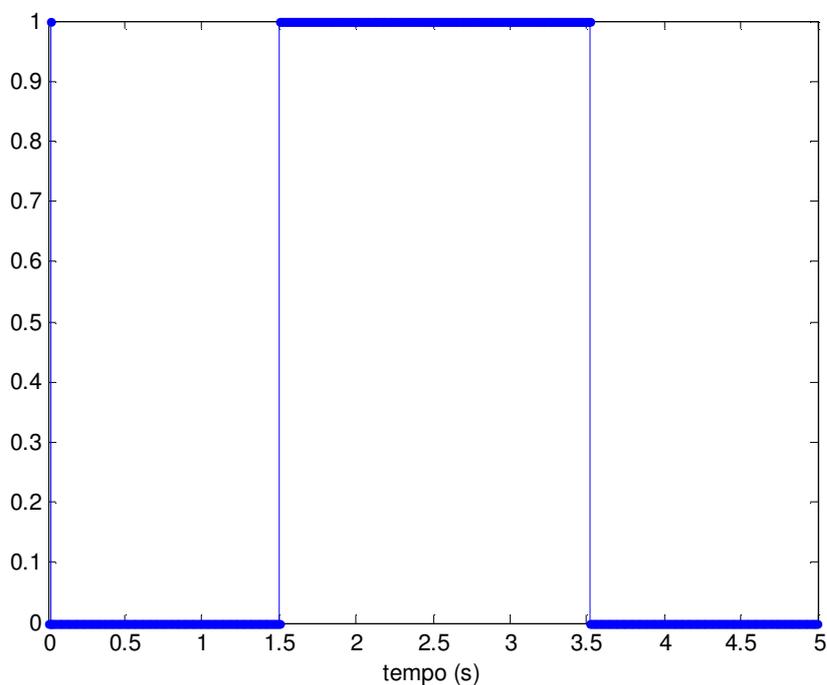


Figura 5.14. Saída ComD do detector de ilhamento.

A Figura 5.15 mostra o esquema de controle do inversor da célula a combustível, repare que o sinal ComL é que define qual estratégia de controle será utilizada, PQ ou VSI.

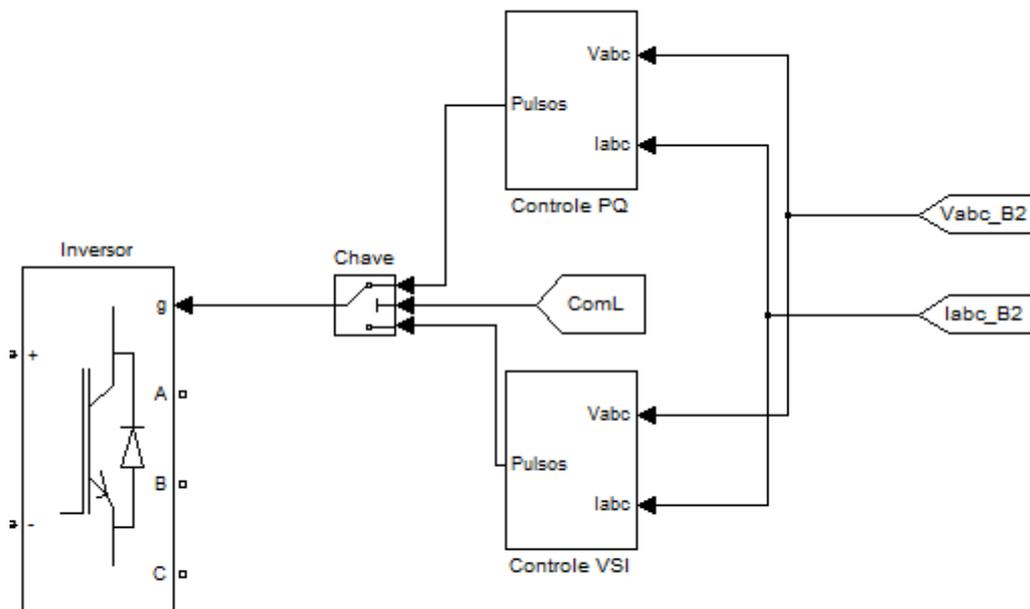


Figura 5.15. Comando ComL definindo o esquema de controle para o inversor.

As Figuras 5.16 e 5.17 mostram o módulo da tensão e a frequência no barramento BT da MR.

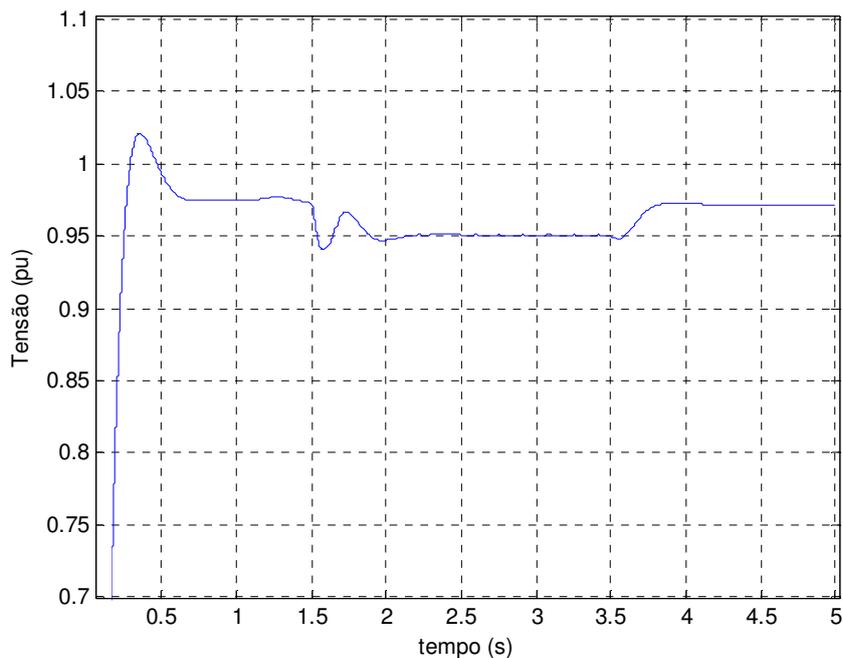


Figura 5.16. Tensão no barramento BT.

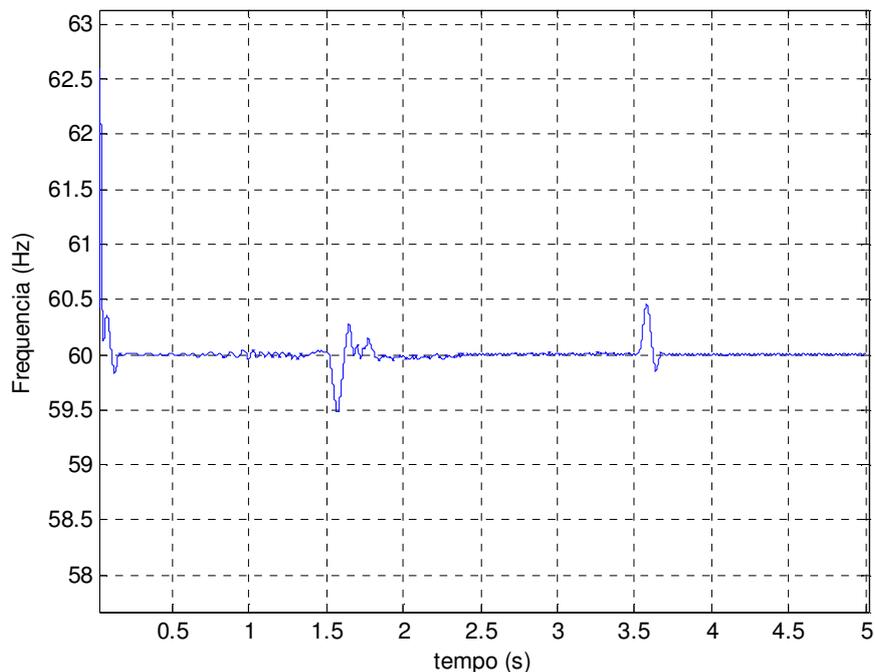


Figura 5.17. Frequência no barramento BT.

Nota-se que os casos mais críticos foram no início e no término da falta trifásica (1,5s e 3,5s), nos instantes em que ocorre a desconexão e conexão da MR com a rede de distribuição. Nesses instantes há certa instabilidade, mas em nenhum momento a frequência e a tensão saíram dos limites estabelecidos pela ANEEL garantindo assim qualidade no fornecimento de energia e, principalmente, confiabilidade. Por fim, na Figura 5.18 é apresentada a tensão V_{abc} no barramento BT e na Figura 5.19 sua ampliação com maiores detalhes.

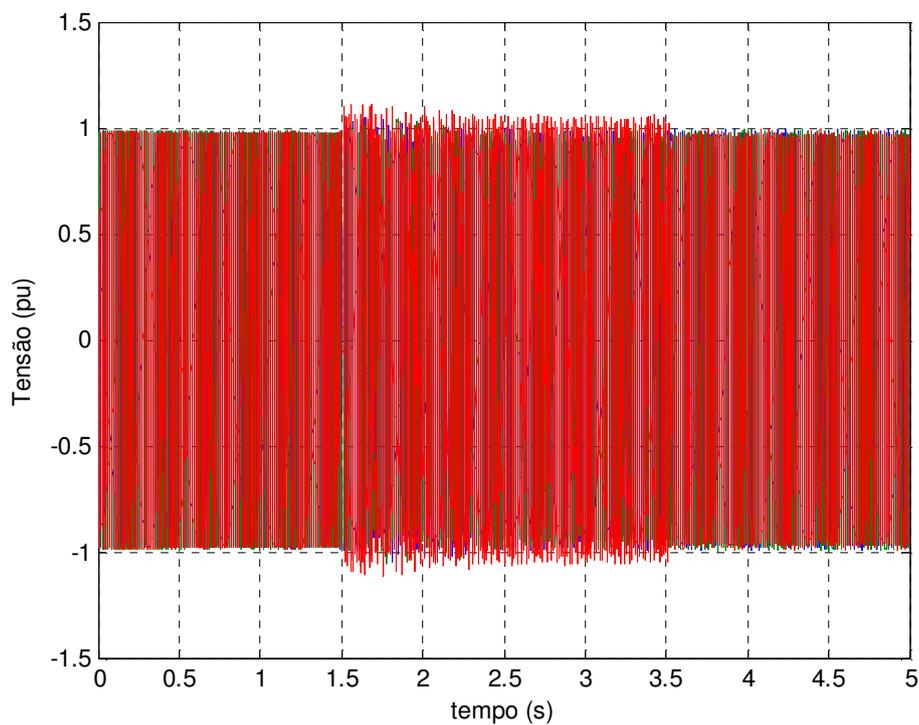


Figura 5.18. Tensão Vabc no barramento BT.

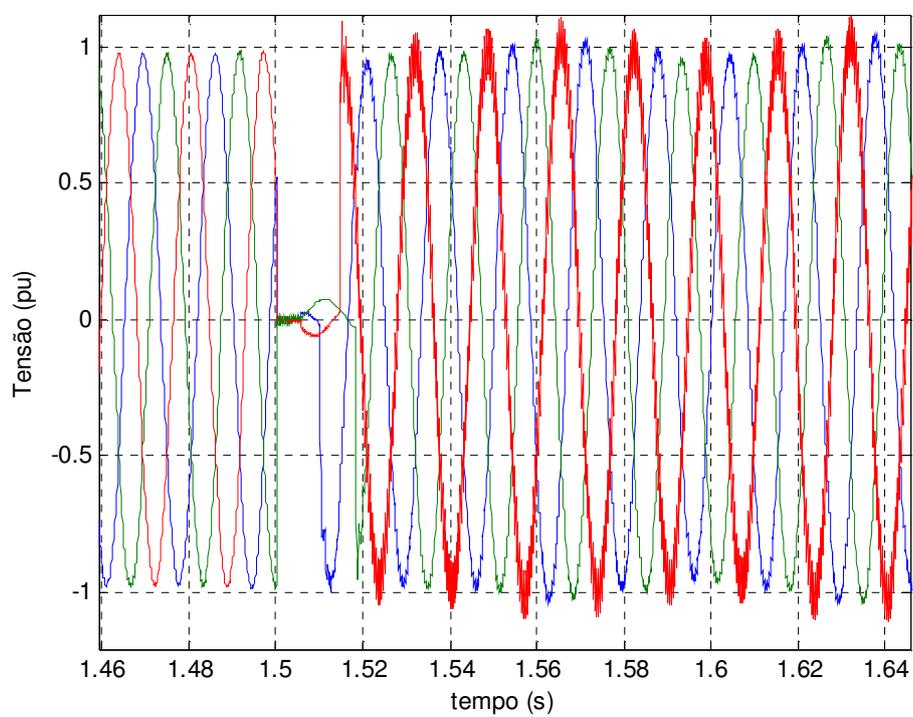


Figura 5.19. Zoom da Tensão Vabc no barramento BT.

5.3. Análise do Fluxo de Potência

Quando a microrrede está operando no modo normal, isto é, conectada à rede de distribuição, esta pode injetar ou receber potência da rede dependendo das condições de carga. Com o objetivo de analisar o fluxo de potência da MR proposta, foi variada, propositalmente, a carga desta. Os resultados desta variação de carga seguem nas próximas subseções.

5.3.1 Resultados

Como a microrrede é vista pelo sistema central como uma única célula de geração de energia, a qual é composta por várias outras células de geração, para análise do fluxo de potência na MR, o cálculo da potência foi feito a partir das informações no ponto de acoplamento comum considerando a potência base de 350 kVA, que é o valor aproximado da capacidade da microrrede.

Para esta análise, as cargas foram divididas em um conjunto de cargas fixas e outro de cargas variáveis. O conjunto de cargas variáveis, conectado no barramento BT, totaliza uma potência ativa de 100 kW e reativa de 100 kvar, que representa aproximadamente 40% da capacidade de geração da microrrede. Os outros 60% de capacidade de carga da MR serão utilizados para alimentar uma carga fixa de 235 kW. O diagrama da microrrede analisada está apresentado na Figura 5.20.

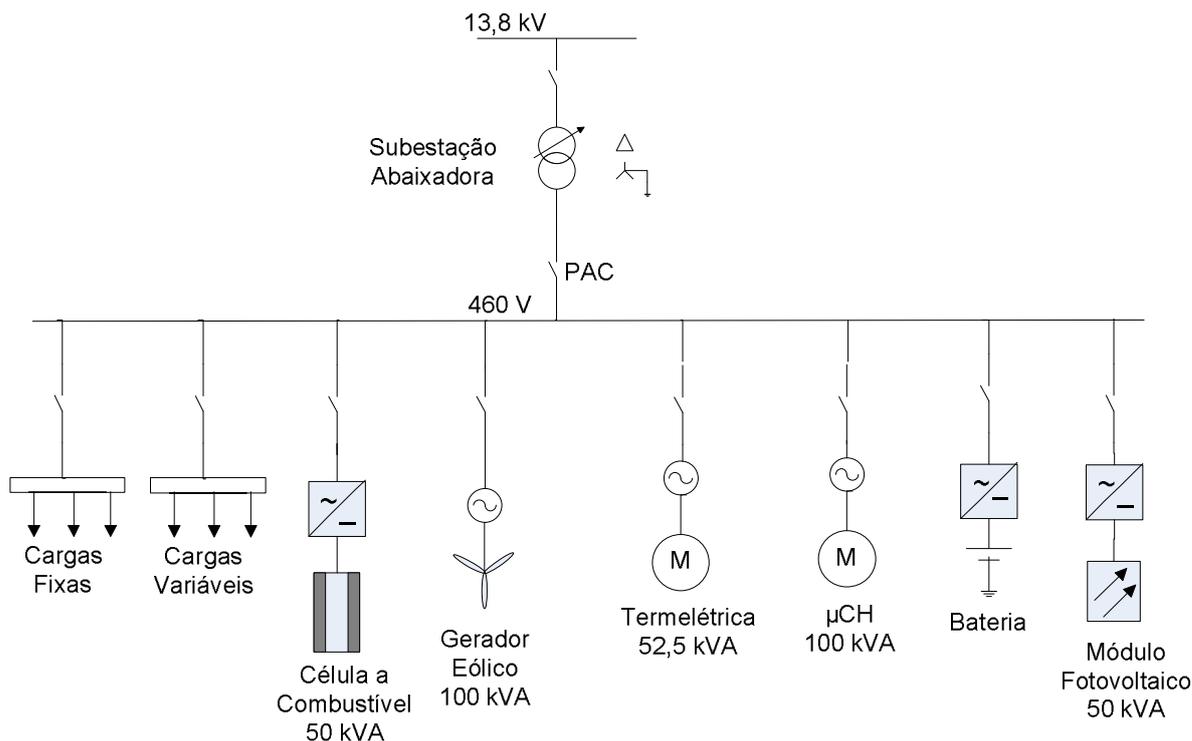


Figura 5.20. Diagrama unifilar da MR para análise do fluxo de potência.

Para analisar a troca de potência ativa e reativa da MR com a rede de distribuição foram considerados três situações diferentes de carga:

- Situação 1: A carga é ajustada para $P=50\text{kW}$ e $Q=100\text{kvar}$
- Situação 2: A carga é ajustada para $P=150\text{kW}$ e $Q=90\text{kvar}$
- Situação 3: A carga é ajustada para $P=100\text{kW}$ e $Q=100\text{kvar}$

A Figura 5.21 mostra a variação de potência ativa e reativa para a Situação 1. Nota-se que a potência ativa é negativa, isso deve-se ao fato de que a MR está injetando potência na rede de distribuição, pois a carga conectada na MR é menor do que a sua capacidade de geração. Já a potência reativa trocada com a rede permanece praticamente zero, pois a potência reativa total das cargas é suprida pela microrrede.

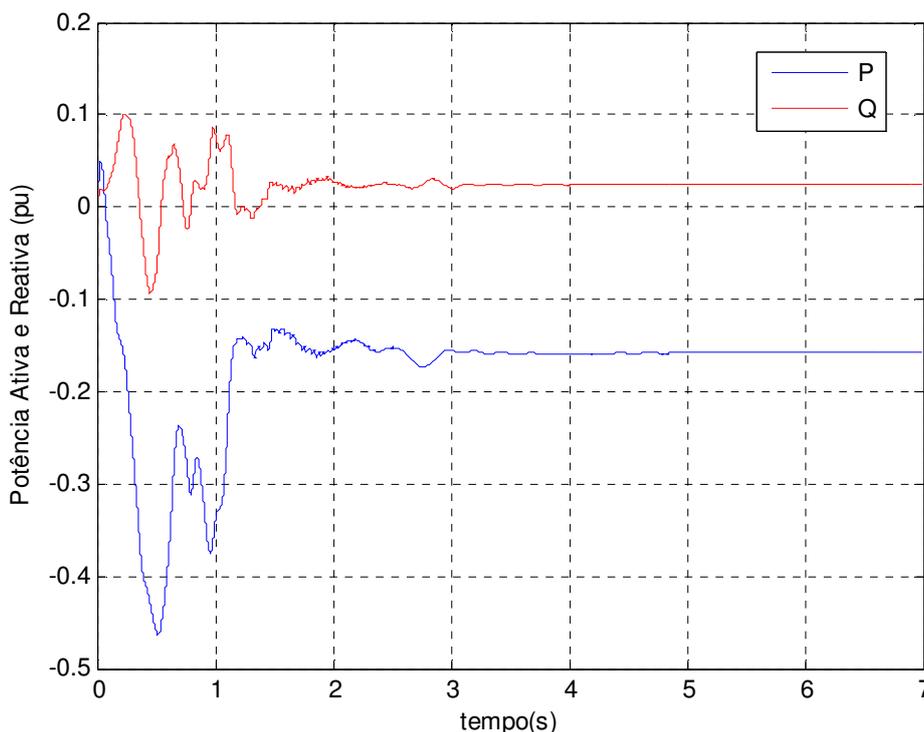


Figura 5.21. Potência ativa e reativa no BT - Situação 1.

A Figura 5.22 mostra a variação de potência ativa e reativa para a Situação 2. Neste caso, a carga conectada ultrapassa a capacidade da MR, sendo assim, a MR absorve potência ativa da rede.

A Figura 5.23 mostra a variação de potência ativa e reativa para a Situação 3. Note que, nesta situação tanto a potência ativa e reativa são próximas de zero, pois a carga conectada na MR representa praticamente sua capacidade de geração. Há ainda uma pequena troca de potência com a rede de distribuição devido à impedância dos cabos.

A Tabela 5.2 detalha as potências de cada microfonte nas três situações de variação de carga.

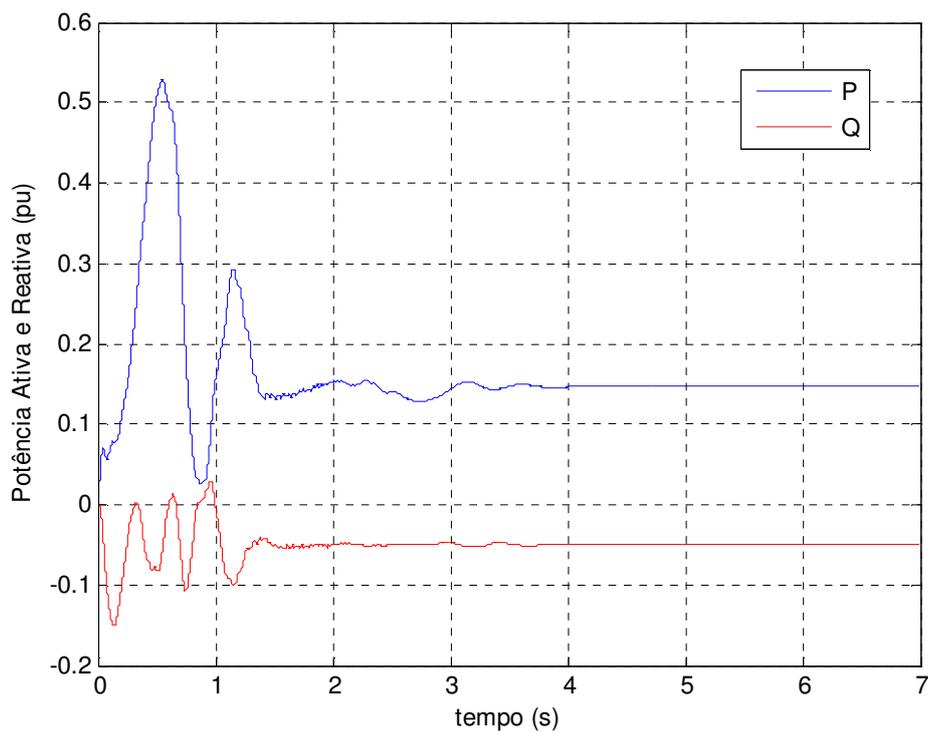


Figura 5.22. Potência ativa e reativa no BT - Situação 2.

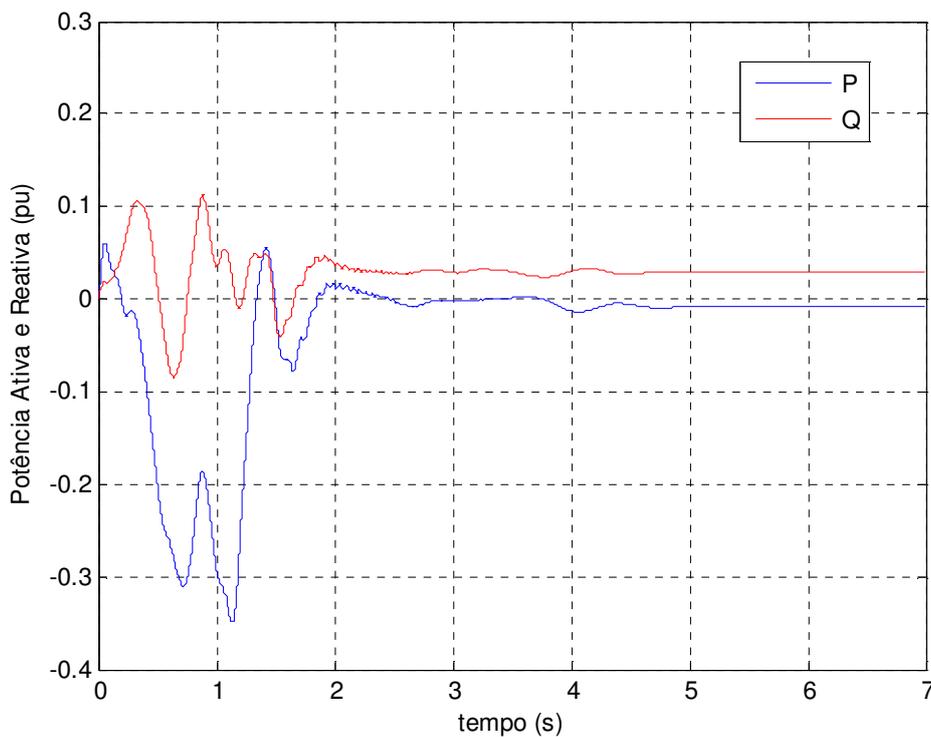


Figura 5.23. Potência ativa e reativa no BT - Situação 3.

Tabela 5.2. Potência de cada MF nas três situações de carga.

Microfonte	Situação 1		Situação 2		Situação 3	
	P (kW)	Q (Kvar)	P (kW)	Q (Kvar)	P (kW)	Q (Kvar)
μ CH	80	58,5	82,3	55	80,1	57
Termelétrica	41	31,2	39	33,7	40	31,4
Célula a Combustível	50	0	49,8	0	50	0
Gerador Eólico	99,5	0	98,4	14,6	98,4	0
Módulo Fotovoltaico	50	0,1	50	0,2	50	0,1

5.4. Considerações Finais

Este capítulo apresentou a análise de desempenho da microrrede proposta. Três condições de operação da MR foram simuladas para esta análise. Na primeira, quando a microrrede é conectada à rede de distribuição, a MR apresentou bom desempenho, garantindo qualidade no fornecimento de energia. Na segunda condição, a MR foi analisada sob condição de ilhamento e também garantiu qualidade adequada no fornecimento, além de confiabilidade. Isso se deve à estratégia de controle adotada. Já na terceira condição, foram feitas análises do fluxo de potência entre a MR e a rede de distribuição, e para todas as situações analisadas a MR se comportou bem atendendo às solicitações da carga e pôde-se observar que, dependendo da carga, a MR injetou ou absorveu potência ativa e reativa da rede central.

Assim, foi analisado o desempenho da MR proposta a partir de diferentes condições de operação. Em todos os casos propostos, a microrrede apresentou um desempenho adequado.

Capítulo 6

Conclusões Finais

A microrrede ainda é um conceito novo no SEP. Ela possui todas as vantagens inerentes à GD e ainda possui uma topologia de controle interna, garantindo assim, uma maior confiabilidade para o consumidor final. Existem, até o momento, poucas microrredes implementadas no mundo. No Brasil esse tema ainda está pouco explorado, não se tem incentivos econômicos para esse tipo de geração de energia, tanto governamental quanto no setor privado.

Para análise do funcionamento da microrrede proposta, foi desenvolvido um modelo. A escolha deste modelo envolveu decisões à cerca do modelo de cada microfonte, qual técnica de controle seria usada, qual técnica de ilhamento deveria ser escolhida e qual seria a sequência de ligação das microfuentes e cargas para a conexão da MR à rede de distribuição. Os resultados apresentados comprovaram que o modelo adotado foi satisfatório.

Uma MR precisa de uma estratégia de controle eficiente para garantir o sucesso de seu desempenho. A estratégia de controle utilizada para o controle de potência baseada nas curvas $P-\omega$ e $Q-V$ obteve um bom desempenho nas aplicações em microfuentes conectadas no barramento BT da MR por meio de inversores. Na situação de ilhamento, a estratégia de detecção de ilhamento baseado em relés de taxa de variação de frequência (ROCOF) apresentou bom desempenho. Essa técnica é de simples implementação e já é utilizada em GDs para esse fim.

Por fim, nas três situações adversas propostas, conexão da MR à rede de distribuição, operação em ilhamento, e variação de carga, o funcionamento da microrrede garantiu a qualidade de energia e principalmente a confiabilidade no fornecimento de energia. A

frequência e a tensão no barramento da MR variaram dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL: tensão entre 0,90 e 1,10 pu e frequência $60 \pm 0,5$ Hz (PIRES et al, 2008).

Pode-se comprovar também a importância de uma unidade de armazenamento em uma microrrede, pois é um dos fatores importantes para garantir tensão e frequência na MR quando a mesma se encontra desconectada da rede central. MFs que possuem máquinas síncronas também são considerados pontos chave para uma MR, pois estas têm capacidade de estabilização maior, facilitando assim a operação dos inversores para garantir frequência e tensão no modo de ilhamento e também quando a MR está sendo ligada à rede de distribuição.

Quanto a trabalhos futuros propõem-se:

- Utilizar uma estratégia de controle considerando a característica resistiva em redes de distribuição;
- Analisar as características específicas de conexão das diversas microfones e para uma determinada estrutura de MR, propor uma sequência específica;
- Analisar a qualidade de energia no sistema elétrico quanto à geração de harmônicas devido à conexão de microfones que utilizam conversores estáticos;
- Analisar o desempenho de outras técnicas na detecção de ilhamento numa microrrede;
- Propor um esquema de proteção para a microrrede apresentada;
- Analisar o impacto no controle da frequência e tensão, quando máquinas síncronas com capacidades maiores compõem uma microrrede;
- Desenvolver um controle central para a microrrede;
- Analisar o comportamento da MR proposta a partir da inclusão de cargas não lineares.

Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil . 2ª Ed. – Brasília : ANEEL, 2005. 243 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Banco de informações de Geração: BIG. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução n°. 112 de 18 de maio de 1999. Estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. DOU. Brasília, 19 de maio de 1999.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução n°. 394 de 4 de dezembro de 1998. Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas. DOU, Brasília, 7 de dezembro de 1998.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução n°. 395 de 4 de dezembro de 1998. Estabelece os procedimentos gerais para Registro e Aprovação de Estudos de Viabilidade e Projeto Básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como da Autorização para Exploração de Centrais Hidrelétricas até 30 MW e dá outras providências. DOU, Brasília, 7 de dezembro de 1998.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução n°.652 de 9 de dezembro de 2003. Estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas. DOU. Brasília, 10 de dezembro de 2003.
- Barnes, M., Dimeas A., Engler A., Hatziargyriou N. e Vandenberg M (2005). Microgrid Laboratory Facilities. *Proc. International Conference on Future Power Systems*, Holanda, 16-18 Novembro. Disponível em: <http://www.microgrids.eu/micro2000/index.php?page=publications>.

- Barsali S., Ceraolo M. e Pelacchi P. (2002). Control techniques of Dispersed Generators to improve the continuity of electricity supply. *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE*, pp. 789-794.
- Beluco A. (1994). Viabilidade de Microcentrais Hidrelétricas Baseadas no Emprego de Equipamentos de Mercado. *Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul*. Porto Alegre, Junho.
- Bona F. S. e Ruppert Filho E. (2004). As Microturbinas e a Geração Distribuída. Encontro de *Energia no Meio Rural*. Disponível em: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?pid=MSC0000000022004000100018&script=sci_arttext.
- Brabandere k. De (2006). Voltage and Frequency Droop Control in Low Voltage Grids by Distributed Generators with Inverter Front-end. *PhD thesis, Faculteit Ingenieurswetenschappen, K.U.Leuven*, Outubro, Bélgica.
- Brabandere K. De, Bolsens B., Keybus J. Van den, Woyte A., Driesen J. e Belmans R. (2004). A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters, *35th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference*, Aachen, Germany.
- Brabandere K. De, Vanthournout K., Driesen J., Deconinck G. e R. Belmans. (2007). Control of Microgrids, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, Florida USA, p. 7.
- BRASIL. Lei no 10.438 de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no 9.648, de 27 de maio de 1998, no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 5.655, de 20 de maio de 1971, no 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.
- BRASIL. Lei no 9.074 de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

- BRASIL. Ministério de Minas e Energia – Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios – PRODEEM, 1994. Disponível em: www.cresesb.cepel.br/prodeem.htm .
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia – Programa Luz Para Todos. Disponível em: http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia . CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Disponível em: www.cepel.br.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Brasil. Balanço energético nacional - BEN. Brasília: MME, 2009.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Eletrobrás. Manual de Microcentrais Hidrelétricas. Brasília, 1985, 530p. Disponível em: <http://www.eletrabras.com/ELB/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm>.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Eletrobrás. Manual de Minicentrais Hidrelétricas. Brasília, 1985. 344p. Disponível em: <http://www.eletrabras.com/ELB/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm>.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Eletrobrás. Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Brasília, 1982. Disponível em: <http://www.eletrabras.com/ELB/data/Pages/LUMISF99678B3PTBRIE.htm>.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Eletrobrás. Programa PCH-COM. Disponível em: www.eletrabras.com.br/EM_Programas_PCH-COM/Conceituacao.asp.
- BRASIL. Ministério Minas Energia. PROINFA - PCH - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. Guia de Habilitação PCH. Disponível em: www.proinfa.com.br.
- Cabral, C. V. T. (2006). Análise de Dimensionamento Estocástico e Determinístico de Sistemas Fotovoltaicos Isolados. Tese de Doutorado pelo Departamento de Engenharia Agrícola e Ambiental da Universidade Federal de Viçosa, Viçosa - MG.
- Caldon R., Rossetto F. e Turri R. (2003). Analysis of Dynamic Performance of Dispersed Generation Connected Through Inverter to Distribution Networks. *17th International Conference on Electricity Distribution*, Barcelona, 12-15 Maio.

- Caldon R., Turri R., Prandoni V. e Spelta S. (2004). Control issues in MV distribution systems with large-scale integration of distributed generation. *Bulk Power System Dynamics and Control - VI*, pp. 583-589.
- Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE. Recife: UFPE. Disponível em: www.eolica.com.br.
- Centro de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas - CERPCH. Itajubá: EFEI. Disponível em: www.cerpch.unifei.edu.br.
- Centro de Referência para a Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). *Tutorial de Energia Eólica – Princípios e Tecnologias*. CEPEL. Disponível em: www.cresesb.cepel.br.
- Da Costa W. T, Fardin J. F., Vilhena L. B. M. (2008). Modelagem de um Gerador Fotovoltaico em um Sistema de Primeira Ordem. *XVII Congresso Brasileiro de Automática*, Juiz de Fora. Anais do XVII Congresso Brasileiro de Automática.
- Da Silva, F. L., Fardin J. F. e Rey J. P. (2010). Conexão de uma Microrrede à Rede de Distribuição de Energia Elétrica: Um Estudo de Caso. *XVIII Congresso Brasileiro de Automática*, Bonito – MS.
- Driesen J. e Belmans R. (2006). Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Canada, June 18-22.
- Ett G., Janólio G., Ett V., Ebesui M. A., Vulcano G. e Junqueira M. S. D. (2002). Geração de Energia Elétrica Distribuída a partir de Célula a Combustível. *Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural – AGRENER*. Disponível em: <http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2002/0028.pdf>
- Gonçalves A. F., Peña G. G., Pozzebon G. G. e Machado R. Q. (2010). Análise de Conversores CC-CA Conectados em Redes de Distribuição e Utilizados em Sistemas de Geração Distribuída, *XVIII Congresso Brasileiro de Automática*, 12 – 16 setembro, Bonito – MS.
- Hatziargyriou N. D., Dimeas A., Tsikalakis A. G., Oyarzabal J., Peças Lopes J.A., Kariniotakis G (2005). Management of Microgrids in Market Environment, *International Conference on Future Power Systems*, The Netherlands, 16-18 November.

- Hatziargyriou N., Asano A., Iravani R. e Marnay C. (2007). Microgrids, *IEEE Power Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, July/Aug.
- Ibrahim H., Ilinca A. e Perron J. (2008). Energy storage systems - characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 5, pp 1221-1250, Junho.
- IDER – Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis: www.ider.org.br.
- Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC (2008). Tecnologias Aplicadas de Armazenamento de Energia. *Relatório*. Setembro, p. 129. Disponível em: <http://www.joinville.ifsc.edu.br/...sales/.../tecnologias%20de%20armazenamento.pdf>
- Kariniotakis G. N., Soultanis N. L., Tsouchnikas A. I., Papathanasiou S. A. e Hatziargyriou N. D. (2005). Dynamic Modeling of MicroGrids, *International Conference on Future Power Systems*.
- Katiraei F. e Iravani M. R. (2006). Power Management Strategies for a Microgrid With Multiple Distributed Generation Units, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 4, Novembro.
- Kroposki B., Lasseter R., Ise T., Morozumi S., Papathanassiou S. e Hatziargyriou N. (2008). A Look at Microgrids Technologies and Testing Projects from Around the World, *IEEE power & energy magazine*, Maio-Junho, pp. 40-53.
- Kundur P. (1994). Power System Stability and Control. McGrall-Hill, Nova Yorque.
- Lasseter, R. et al. (2002). White Paper on Integration of Distributed Energy Resources - *The CERTS MicroGrid Concept*. Disponível em: <http://certs.lbl.gov/certs-der-pubs.html>.
- Lasseter, R. H. (2002). Microgrids, *IEEE*, pp. 305-302.
- Li Y. W. e Chao C. (2009). An Accurate Power Control Strategy for Power Electronics Interfaced Distributed Generation Units Operating In a Low Voltage Multibus Microgrid, *1st IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, San Jose, USA, 20-24 Setembro.
- Marques, J. (2004). Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação, *Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica*, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Rio Grande do Sul.

- Moreira C. L. e Peças Lopes J. A. (2007). MicroGrids Dynamic Security Assessment, *Proceedings ICCEP - International Conference on Clean Electrical Power*, Capri, Italy
- Moreira, C. C. L. (2008). Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures. *Tese de doutorado, Universidade do Porto*. Porto, Portugal.
- Moreira, C. L., Resende, F. O. e Peças Lopes, J. A. (2007). Using Low Voltage Microgrids for Service Restoration, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, NO.1, pp. 395-403.
- Nayar C., Tang M. e Suponthana W. (2008). Wind/PV/Diesel Micro Grid System implemented in Remote Islands in the Republic of Maldives, *IEEE International Conference Sustainable Energy Technologies - ICSET*, Singapura, 24-27 Novembro.
- Pádua M. S. (2006). Técnicas Digitais para Sincronização com a Rede Elétrica, com Aplicação em Geração Distribuída, *Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas*. Campinas – SP, Novembro.
- Papathanasiou S. A., Hatziargyriou N. D. e Strunz K. (2005). A Benchmark Low Voltage Microgrid Network, *CIGRE Symposium “Power Systems with Dispersed Generation”*, April, Athens.
- Peças Lopes, J. A., Moreira, C. L. e Madureira, A. G. (2006). Defining Control Strategies for Microgrids Islanded Operation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No.2, pp. 916-924.
- Pires, F. L. C. et al. (2008). Análise das regulamentações para conexão de parques eólicos à rede elétrica, *VIII Conferência Internacional de Aplicações Industriais*, Poços de Caldas, Minas Gerais.
- Souza Z. (2005). As Pequenas Centrais Hidrelétricas no Brasil a partir da Década de 80. *Universidade Federal de Itajubá*. Itajubá, 2005.
- Souza, A. R. R. (2009). Conexão de Geração Distribuída em Redes de Distribuição, *Dissertação de Mestrado, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná*, Curitiba, Paraná.
- Stevens J., Harry Vollkommer P.E. e Klapp K. (2007). CERTS Microgrid System Tests, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*.

- Ten C. F. e Crossley P. A. (2008). Control of Multiple Distributed Generators for Intentional Islanding, *CIREC Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*, Frankfurt, 23-24 Junho.
- Vieira J. C. M., Salles D., Freitas W. e França A. L. M. (2008). Um Método Prático para a Definição dos Ajustes de Relés Baseados em Medidas Usados para Detecção de Ilhamento de Geração Distribuída, *Revista Controle & Automação*, Vol. 19 no. 2, Abril-Junho, pp. 199-213.
- World Wind Energy Report 2009 (2010). *World Wind Energy Association – WWEA, 9th World Wind Energy Conference & Exhibition Large-scale Integration of Wind Power*, Istanbul, Turquia, 15-17 de junho. Disponível em: <http://www.wwindea.org>.
- Zhu Y. e Tomsovic K. (2002). Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells, *Electric Power Systems Research*, Vol. 62, pp. 1-11.