

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIEL ANTÔNIO TAQUÊTI SILVA

**MODOS DE OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE DE BAIXA
TENSÃO BASEADA EM INVERSORES DE POTÊNCIA**

VITÓRIA
2014

GABRIEL ANTÔNIO TAQUÊTI SILVA

**MODOS DE OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE DE BAIXA
TENSÃO BASEADA EM INVERSORES DE POTÊNCIA**

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.

Orientadora: Profa. Dra. Jussara Farias Fardin.

Coorientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação.

VITÓRIA
2014

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

S586m Silva, Gabriel Antônio Taquêti, 1986-
Modos de operação de uma microrrede de baixa tensão baseada em
inversores de potência / Gabriel Antônio Taquêti Silva. – 2014.
113 f. : il.

Orientador: Jussara Farias Fardin.

Coorientador: Lucas Frizera Encarnação.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal
do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Sincronização. 3. Sistemas
de energia fotovoltaica. 4. Baterias. 5. Microrrede (Sistemas de energia
elétrica). 6. Ilhamento (Geradores distribuídos). I. Fardin, Jussara Farias. II.
Encarnação, Lucas Frizera. III. Universidade Federal do Espírito Santo.
Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

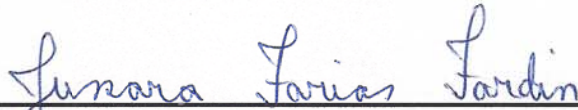
GABRIEL ANTÔNIO TAQUÊTI SILVA

**MODOS DE OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE DE BAIXA
TENSÃO BASEADA EM INVERSORES DE POTÊNCIA**

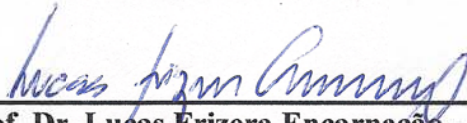
Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 02 de maio de 2014.

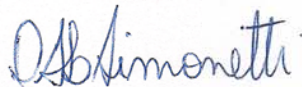
COMISSÃO EXAMINADORA



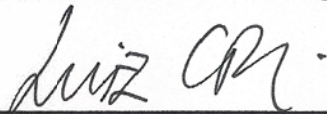
Prof.ª Dra. Jussara Farias Fardin - Orientadora
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação - Co-orientador
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES



Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP

“Se você encontrar um caminho sem obstáculos, ele provavelmente não leva a lugar nenhum.”
(Frank Clark)

À minha família.

Agradecimentos

À minha família, em especial à minha mãe Roseana Taquêti, meu irmão Tobias Taquêti e minha cunhada Mariana Uneida. À minha prima Eliane Machado pelo apoio desde o curso técnico até a pós-graduação. À amiga da família Aurení de Souza pelo carinho de sempre e por aturar minhas implicações.

À minha orientadora Jussara Fardin e ao meu coorientador Lucas Encarnação pela confiança, pelo incentivo, pelos ensinamentos, pelo tempo disponibilizado, pelas excelentes ideias, pela paciência e atenção. Ao meu predecessor na pesquisa em microrredes na UFES Flávio Lopes pela boa vontade em me ajudar nos momentos iniciais da pesquisa.

Aos colegas Leonardo Caires, Flávio Oliveira, Rachel Campagnaro, Odair de Barros, Luciano Medina, Daniel Carletti, Jhonny Barzola, Arthur Amorim, Weder Nunes pelos momentos de descontração e brincadeiras.

Aos professores do LEPAC e do PPGEE pelo acolhimento durante o mestrado, sempre permitindo o desenvolvimento das minhas habilidades. Aos professores membros da banca examinadora Domingos Simonetti e Luiz Carlos.

À CAPES pelo apoio financeiro concedido, sem o qual esta pesquisa não teria sido possível.

Resumo

Uma microrrede é o agrupamento de gerações distribuídas, cargas e armazenadores de energia que trabalham de forma coordenada para serem tratadas pela rede principal como um gerador ou uma carga controlável.

Normalmente, a microrrede opera em paralelo com a rede. Porém, eventuais problemas de qualidade de energia podem fazer a microrrede se desconectar da rede e operar em modo autônomo, com a habilidade de rejeição de cargas caso a geração interna não seja suficiente. Quando o serviço da rede principal retorna, a microrrede pode mudar seu modo de operação de forma a sincronizar-se com a rede principal e, posteriormente, reconectar-se à rede, retornando ao seu estado inicial. Para isso, é necessário que as diferenças de tensão, frequência e fase da rede e da microrrede sejam mínimos. Somente quando essas condições são satisfeitas, é que a microrrede estará apta a se reconectar.

Esta dissertação propõe a modelagem e simulação de uma microrrede conectada à rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) para verificar o seu comportamento quando conectada à rede, durante o ilhamento e na sincronização e reconexão. A microrrede proposta neste trabalho é composta de um sistema fotovoltaico, uma bateria e cargas. A partir dos resultados das simulações realizadas no MATLAB/Simulink[®], são comprovadas que as estratégias de controle fornecem à microrrede estabilidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para as cargas associadas.

Abstract

A microgrid is a cluster of distributed generations, loads and energy storages that work in a coordinate way to be treated by the main grid as a generator or a controllable load.

Typically, a microgrid operates in parallel with the main grid. However, eventual energy quality issues may force the microgrid to disconnect from the main grid and operate in autonomous mode, with load shedding ability in case internal generation is not enough. When grid service returns, the microgrid can change its operational mode in order to synchronize with the main grid and, later, reconnect to the grid, returning to its initial state. For such, it is necessary that grid and microgrid differences in voltage, frequency and phase are minimum. Only when these conditions are satisfied, the microgrid will be able to reconnect.

This dissertation proposes the modeling and simulation of a microgrid connected to the distribution grid of the Federal University of Espírito Santo (UFES) to verify its behavior when connected to the main grid, during islanding and at synchronization and reconnection. The microgrid proposed in this work is composed of a photovoltaic system, a battery and loads. From the results obtained through simulation in MATLAB/Simulink[®], it is proven that the control strategies provides to the microgrid stability and reliability in power supply to associated loads.

Sumário

Capítulo 1: Introdução	18
1.1 Objetivos.....	19
1.2 Trabalhos Relacionados.....	20
1.3 Organização da Dissertação.....	22
Capítulo 2: Microrredes - Conceitos Fundamentais	23
2.1 Geração Distribuída.....	23
2.1.1 Vantagens da GD.....	23
2.1.1 Desvantagens da GD	24
2.2 Microrredes.....	24
2.2.1 Estrutura Básica.....	25
2.2.2 Topologias	26
2.2.3 Modos de Operação	29
2.3 Microfontes.....	30
2.3.1 Paineis Fotovoltaicos.....	30
2.3.2 Turbinas Eólicas	32
2.3.3 Células a Combustível.....	34
2.3.4 Microturbinas	35
2.3.5 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).....	36
2.4 Armazenadores de Energia.....	37
2.4.1 Baterias	38
2.4.2 Supercapacitores.....	39
2.4.3 Volantes de Inércia	40
2.5 Hierarquia de Controle	41
2.6 Estratégias de Controle.....	42
2.6.1 Controle por Meio de Máquinas Rotativas.....	42
2.6.2 Controle por Meio de Inversores.....	43
2.6.3 Controle para Operação em Ilhamento.....	45
2.7 Rejeição de Carga.....	45
2.8 Considerações Finais	45
Capítulo 3: Modelagem do Sistema.....	47
3.1 Caracterização do Sistema.....	47
3.2 Cálculo dos Parâmetros	48
3.2.1 Fonte.....	49
3.2.2 Transformador 36 (ΔY).....	51
3.2.3 Transformador 01 (ΔY).....	54
3.2.4 Cabos e Cargas	55

3.3	Resumo dos Resultados	60
3.4	Considerações Finais	61
Capítulo 4: Microrrede Proposta.....		62
4.1	Sistema Fotovoltaico	63
4.1.1	Controle do <i>Link</i> CC.....	64
4.1.2	Controle de Corrente	65
4.1.3	Filtro LCL.....	66
4.2	Bateria.....	70
4.2.1	Controle <i>droop</i>	72
4.3	Cargas	73
4.4	Cabos	76
4.5	<i>Intelligent Electronic Device</i> (IED).....	78
4.6	Central de Controle da Microrrede (CCMR).....	80
4.7	Controle de Operação da Bateria.....	81
4.8	Funcionamento da Microrrede Proposta.....	82
4.9	Considerações Finais	83
Capítulo 5: Desempenho da Microrrede.....		84
5.1	Modo Interligado	84
5.2	Ilhamento	86
5.3	Sincronização e Reconexão	89
5.4	Efeitos do Atraso de Comunicação na Sincronização	91
5.4.1	Atraso de 50 ms	92
5.4.2	Atraso de 100 ms	93
5.4.3	Atraso de 150 ms	94
5.4.4	Análise.....	95
5.5	Considerações Finais	96
Capítulo 6: Conclusão.....		97
6.1	Contribuições da Dissertação	98
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	98
Referências Bibliográficas		99
Apêndice A: Produção Científica.....		103

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Estrutura típica de uma microrrede.....	25
Figura 2.2 - Sistema com barramento CC	26
Figura 2.3 - Sistema com barramento duplo CC	27
Figura 2.4 - Sistema com barramento CA	28
Figura 2.5 - Sistema com barramento CA de alta frequência.....	28
Figura 2.6 - Painel fotovoltaico composto de 36 células fotovoltaicas.....	30
Figura 2.7 - Curvas características IxV para diversos valores de irradiância.....	31
Figura 2.8 - Curvas características IxV para diversos valores de temperatura.....	31
Figura 2.9 - Sistema fotovoltaico conectado a rede.....	32
Figura 2.10 - Parque eólico conectado à rede.....	32
Figura 2.11 - Curva de potência de um aerogerador com controle estol (Stall).....	33
Figura 2.12 - Curva de potência de um aerogerador com controle de passo (Pitch).....	33
Figura 2.13 - Diagrama esquemático de uma unidade básica de célula a combustível.....	34
Figura 2.14 - Esquema de uma microturbina	36
Figura 2.15 - Operação de descarga (à esquerda) e carga (à direita) de uma bateria	39
Figura 2.16 - Banco de baterias da microrrede da prisão de Santa Rita, Califórnia - EUA	39
Figura 2.17 - Supercapacitor	40
Figura 2.18 - Sistema de armazenamento de energia com volante de inércia.....	41
Figura 2.19 - Volante de inércia	41
Figura 2.20 - Estrutura hierárquica de controle das microrredes	42
Figura 3.1 - Rede elétrica da UFES do PEE ao CT	47
Figura 3.2 - Modelo da rede elétrica da UFES no MATLAB/Simulink®	49
Figura 3.3 - Detalhe do bloco Ramo RLC Série.....	50
Figura 3.4 - Detalhe do bloco Fonte de Tensão Trifásica	51
Figura 3.5 - Circuito equivalente de um transformador	51
Figura 3.6 - Detalhe do bloco Transformador Trifásico T36	53
Figura 3.7 - Detalhe do bloco Transformador Trifásico T01	55
Figura 3.8 - Detalhe dos blocos LT 1 / LT 2 (à esquerda) e LT 3 (à direita)	57
Figura 3.9 - Detalhe dos blocos da carga 1 (à esquerda) e 2 (à direita) (carga média)	59
Figura 4.1 - Microrrede proposta.....	62
Figura 4.2 - Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica	63
Figura 4.3 - Modelo do painel fotovoltaico como fonte de corrente constante.....	63
Figura 4.4 - Modelo completo do sistema fotovoltaico com inversor e filtro LCL	64

Figura 4.5 - Controle de tensão do <i>link</i> CC	65
Figura 4.6 - Diagrama de blocos do controle de corrente	65
Figura 4.7 - Controle de corrente implementado no MATLAB/Simulink®	66
Figura 4.8 - Filtro LCL implementado no MATLAB/Simulink®	66
Figura 4.9 - Curva de atenuação da corrente injetada pelo filtro LCL	68
Figura 4.10 - Resposta em frequência do filtro LCL	70
Figura 4.11 - Modelo de bateria do MATLAB/Simulink®	71
Figura 4.12 - Modelo completo da bateria com inversor e filtro LCL	71
Figura 4.13 - Característica do controle <i>droop</i>	72
Figura 4.14 - Controle PV- <i>droop</i> (à esquerda) e controle Qf- <i>droop</i> (à direita)	72
Figura 4.15 - Média semanal (seg/sex) de potência ativa e potência reativa do T36	74
Figura 4.16 - Mapa do CT com as distâncias da SE08 aos prédios	77
Figura 4.17 - Detalhe do bloco LD 1	77
Figura 4.18 - Esquema de funcionamento do IED	79
Figura 4.19 - IED implementado no MATLAB/Simulink®	79
Figura 4.20 - Controle de sincronização implementado na CCMR	80
Figura 4.21 - Estrutura do controle de operação da bateria	81
Figura 4.22 - Fluxograma de funcionamento da microrrede proposta	83
Figura 5.1 - Fluxo de potência ativa no PAC e tensão do link CC no modo interligado	84
Figura 5.2 - Tensão e frequência no PAC no modo interligado	85
Figura 5.3 - Fluxo de potência ativa e reativa durante o ilhamento (carga média)	86
Figura 5.4 - Tensão e frequência durante o ilhamento (carga média)	86
Figura 5.5 - Fluxo de potência ativa e reativa durante o ilhamento (carga leve)	88
Figura 5.6 - Tensão e frequência durante o ilhamento (carga leve)	88
Figura 5.7 - Fluxo de potência ativa e reativa durante o ilhamento (carga pesada)	89
Figura 5.8 - Tensão e frequência durante o ilhamento (carga pesada)	89
Figura 5.9 - Tensão e frequência da microrrede durante a sincronização e reconexão	90
Figura 5.10 - Fase e <i>offset</i> de tensão e frequência durante a sincronização e reconexão	90
Figura 5.11 - Detalhe da sincronização de tensão	91
Figura 5.12 - Tensão e frequência durante a sincronização para um atraso de 50 ms	92
Figura 5.13 - Fase e <i>offset</i> durante a sincronização para um atraso de 50 ms	92
Figura 5.14 - Tensão e frequência durante a sincronização para um atraso de 100 ms	93
Figura 5.15 - Fase e <i>offset</i> durante a sincronização para um atraso de 100 ms	93
Figura 5.16 - Tensão e frequência durante a sincronização para um atraso de 150 ms	94
Figura 5.17 - Fase e <i>offset</i> durante a sincronização para um atraso de 150 ms	94

Figura 5.18 - Erro Médio Quadrático e tempo de fechamento da chave.....95

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Classificação de PCHs no Brasil.....	37
Tabela 2.2 - Comparação entre as características de máquinas rotativas e inversores.....	44
Tabela 3.1 - Potências de curto-circuito no PEE.....	48
Tabela 3.2 - Dados nominais dos transformadores 01 e 36.....	48
Tabela 3.3 - Parâmetros de sequência positiva dos trechos de linha superior e inferior.....	56
Tabela 3.4 - Parâmetros de sequência zero dos trechos de linha superior e inferior.....	56
Tabela 3.5 - Parâmetros de sequência positiva dos cabos.....	56
Tabela 3.6 - Parâmetros de sequência zero dos cabos.....	57
Tabela 3.7 - Potência ativa e potência reativa do T01 em diferentes cenários.....	58
Tabela 3.8 - Parâmetros das cargas da rede em diferentes cenários.....	59
Tabela 3.9 - Resumo dos parâmetros da fonte de tensão trifásica.....	60
Tabela 3.10 - Resumo dos parâmetros dos transformadores.....	60
Tabela 3.11 - Resumo dos parâmetros de sequência positiva dos cabos.....	60
Tabela 3.12 - Resumo dos parâmetros de sequência zero dos cabos.....	60
Tabela 3.13 - Resumo dos parâmetros das cargas 1 e 2 (carga leve).....	60
Tabela 3.14 - Resumo dos parâmetros das cargas 1 e 2 (carga média).....	61
Tabela 3.15 - Resumo dos parâmetros das cargas 1 e 2 (carga pesada).....	61
Tabela 4.1 - Parâmetros do filtro LCL.....	69
Tabela 4.2 - Ganhos do controle <i>droop</i>	73
Tabela 4.3 - Potência das cargas da microrrede (cenário de carga leve).....	74
Tabela 4.4 - Potência das cargas da microrrede (cenário de carga média).....	74
Tabela 4.5 - Potência das cargas da microrrede (cenário de carga pesada).....	74
Tabela 4.6 - Parâmetros R e L das cargas da microrrede (cenário de carga média).....	76
Tabela 4.7 - Parâmetros R e L das cargas da microrrede (cenário de carga leve).....	76
Tabela 4.8 - Parâmetros R e L das cargas da microrrede (cenário de carga pesada).....	76
Tabela 4.9 - Comprimento dos cabos de baixa tensão da microrrede.....	78
Tabela 4.10 - Parâmetros dos cabos de baixa tensão da microrrede.....	78
Tabela 4.11 - Critérios de sincronização.....	79
Tabela 4.12 - Ganhos do controle de sincronização.....	81

Nomenclatura

AFC - *Alkaline Fuel Cell*

ARTMAP - *Adaptative Resonance Theory*

BT - Baixa Tensão

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

CCa - Controle de Carga

CCMR - Central de Controle da Microrrede

CERTS - *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*

CHP - *Combined Heat and Power*

CM - Controle da Microfonte

CT - Centro Tecnológico

DMFC - *Direct Methanol Fuel Cells*

DMS - *Distribution Management System*

EMQ - Erro Médio Quadrático

GCH - Grande Central Hidrelétrica

GD - Geração Distribuída

GSD - Gerenciamento do Sistema de Distribuição

IED - *Intelligent Electronic Device*

LD - Linha de Distribuição

LT - Linha de Transmissão

MCFC - Molten Carbonate Fuel Cell

mCH - Minicentral Hidrelétrica

MF - Microfonte

MMO - *Multi Master Operation*

MR - Microrrede

μ CH - Microcentral Hidrelétrica

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

P - Potência Ativa

PAC - Ponto de Acoplamento Comum

PAFC - *Phosphoric Acid Fuel Cell*

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PEE - Ponto de Entrega de Energia

PEMFC - *Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell*

PFV - Painel Fotovoltaico

PWM - *Pulse-Width Modulation*

Q - Potência Reativa

RPM - Rotações por Minuto

SEP - Sistema Elétrico de Potência

SE01 - Subestação 01

SE08 - Subestação 08

SMO - *Single Master Operation*

SOC - *State of Charge*

SOFC - *Solid Oxide Fuel Cell*

T01 - Transformador 01

T36 - Transformador 36

UFES - Universidade Federal do Espírito Santo

VSI - *Voltage Source Inverter*

Capítulo 1: Introdução

O atual Sistema Elétrico de Potência (SEP) é baseado em grandes centrais de geração de energia elétrica, tais como usinas hidrelétricas, termelétricas e nucleares. A energia gerada nessas grandes unidades é então transmitida para os centros de consumo por meio de um extenso sistema de transmissão em alta tensão e distribuídos aos consumidores finais em média e baixa tensão.

Entretanto, o impacto ambiental causado pelo alagamento de grandes áreas na construção de hidrelétricas, a redução das reservas de combustíveis fósseis, os elevados custos de implantação e as preocupações ambientais em geral estão alterando o modelo atual de geração de energia. Portanto, para contornar esses problemas, faz-se necessário a implantação de novas tecnologias de geração visto que a energia é a base do progresso de um país e a sua falta pode afetar de forma significativa o crescimento econômico e o bem estar da população.

Uma alternativa promissora é a utilização de geração em pequena escala próxima às unidades de consumo (geração conectada à rede de distribuição). Esse tipo de geração é denominado Geração Distribuída (GD).

A grande inserção de GD ao SEP trouxe um novo conceito: a Microrrede (MR). Entende-se por microrrede um sistema elétrico composto de várias pequenas unidades geradoras de energia elétrica, armazenadores de energia e cargas. As microrredes são capazes de coordenar as GDs de tal forma que geração e cargas associadas são vistas como um subsistema, comportando-se como uma entidade única e controlada.

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 quando comparados aos investimentos de grandes unidades de geração, maior confiabilidade no fornecimento de energia devido à capacidade da microrrede de manter as cargas associadas em funcionamento mesmo durante uma falta na rede principal e a utilização de fontes renováveis de energia (eólica, solar, biomassa, célula a combustível, etc.). Porém, como desvantagens destacam-se o alto custo de algumas microfuentes (MFs) devido à tecnologia pouco explorada e a necessidade de um controle próprio para garantir a qualidade no fornecimento de energia tanto para o consumidor quanto para a concessionária.

Esta dissertação propõe a modelagem e simulação de uma microrrede para verificar o seu comportamento quando conectada à rede, durante o ilhamento e no momento da

sincronização/reconexão. Na sincronização, são avaliados os efeitos causados pelo atraso de comunicação ou pelo atraso no processamento dos sinais de medição, pois se há atraso na obtenção de dados, a eficiência do controle de sincronização pode ser comprometida.

A rede elétrica modelada é a rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), e a microrrede proposta está localizada no Centro Tecnológico (CT), abrangendo os laboratórios e os departamentos de Engenharia Elétrica, Civil e Mecânica. A microrrede proposta é constituída por um sistema fotovoltaico que está localizado sobre os laboratórios, e um banco de baterias, localizado na entrada da microrrede, o Ponto de Acoplamento Comum (PAC). O sistema fotovoltaico não possui um banco de baterias dedicado.

1.1 Objetivos

Os objetivos deste trabalho são:

- Apresentar uma revisão bibliográfica a respeito do conceito de geração distribuída e de microrredes com o intuito de identificar os desafios técnicos ainda existentes nessa área;
- Desenvolver um modelo computacional para a análise de estabilidade de uma microrrede operando tanto em modo interligado quanto em modo isolado. Para tanto, serão apresentados os modelos individuais dos componentes da microrrede proposta e da rede elétrica na qual a microrrede está conectada;
- Apresentar as estratégias de controle do sistema fotovoltaico e da bateria e a resposta desses controles em diferentes situações de operação presentes numa microrrede;
- Realizar simulações utilizando o programa computacional MATLAB/Simulink[®], com o intuito de analisar o comportamento da microrrede nos diferentes modos de operação;
- Analisar uma estratégia de controle para a sincronização e reconexão da microrrede com a rede e verificar os efeitos causados pelo atraso de comunicação na sincronização.

1.2 Trabalhos Relacionados

Os trabalhos relacionados ao tema desta dissertação e usados para a elaboração da mesma apresentam o conceito de microrredes, características, vantagens e desvantagens e as estratégias de controle para os diferentes modos de operação.

(INEE, 2001) trata dos aspectos gerais da geração distribuída. São definidas formas de geração distribuída, vantagens e desvantagens e perspectivas de evolução. São apresentadas as implicações da geração distribuída para a rede, bem como a necessidade do planejamento conjunto de concessionária e produtores independentes. Também são apresentadas a legislação e os requisitos técnicos para a utilização da GD.

Em (Lasseter et al. 2002) surge o Consórcio de Soluções Tecnológicas para Confiabilidade no Sistema Elétrico, ou CERTS, do inglês para *Consortium for Electric Reliability Technology Solutions*. O conceito CERTS de microrredes assume uma agregação de cargas e microfones operando como um sistema único fornecendo potência e calor e representa uma abordagem inteiramente nova para a integração de fontes de GD ao SEP.

Devido à grande variedade de definições usadas na literatura a respeito de microrredes, (Ackermann et al., 2001) discutem os diferentes aspectos a respeito de microrredes. Dentre esses aspectos, tem-se: o propósito, a localização, capacidade de geração, tipo de tecnologia, impactos ambientais e modos de operação.

(Mendonça, 2011) faz uma análise dos desafios inerentes à implantação de microrredes. São apresentadas as características gerais sobre geração distribuída e microrredes, juntamente com os impactos econômicos e ambientais. É dada ênfase ao sistema de controle supervisorio e aquisição de dados (SCADA) utilizado pelos operadores de redes de distribuição e analisado os aspectos técnicos referentes à sua implantação em microrredes. Por fim, também são apresentados os desafios técnicos da implantação de proteção em microrredes.

(Moreira, 2008) desenvolve o conceito de microrrede e identifica um conjunto de funcionalidades que permitem efetuar a gestão e controle do sistema. São desenvolvidos os modelos para simulação de diferentes microfones e armazenadores de energia, os controles de emergência para operação em modo autônomo e as funcionalidades do *Black Start*.

(Considine et al., 2012) promovem o entendimento sobre microrredes como uma arquitetura essencial de redes inteligentes. A microrrede é definida como um sistema autônomo com a capacidade de armazenar e fornecer energia de acordo com a necessidade.

São apresentados, também, alguns exemplos de microrredes, tais como: microrredes industriais, isoladas, de uso militar, entre outras.

(Hatzigiorgiou, 2002) aborda os aspectos da integração em larga escala de microrredes às redes de baixa tensão e os impactos associados. São apresentados os detalhes da operação de uma microrrede e sua hierarquia de controle básica composta de uma central de controle e controles locais das cargas, microfones e armazenadores de energia.

(Laaksonen et al., 2005) apresentam o controle de tensão e frequência de uma microrrede de baixa tensão baseada em inversores de potência. É estudada a relação entre potência ativa e tensão e entre potência reativa e frequência e, a partir disso, é desenvolvido o controle *droop* adequado para o funcionamento da microrrede em modo autônomo.

(Peças Lopes et al., 2006) definem estratégias de controle para operação de microrredes em modo autônomo. O conceito de microrrede adotado envolve uma rede de baixa tensão, cargas controláveis e não-controláveis, armazenadores de energia, uma hierarquia de controle e uma infraestrutura de comunicação usada para monitorar e controlar as microfones e cargas. Para o controle dos inversores, é apresentado o controle PQ, em que o inversor fornece potência ativa e reativa de acordo com uma referência, e o controle VSI (*Voltage Source Inverter*), em que o inversor atua como fonte de tensão controlada para manter a tensão e frequência da microrrede durante o ilhamento. Nesse caso, uma ou mais microfones e armazenadores de energia podem ser utilizadas para regular tensão e frequência da microrrede.

(Hagiwara et al., 2011) analisam o controle de conversores em cascata. Esse artigo faz a modelagem e a análise comparativa de diferentes técnicas de controle de conversores. O controle de corrente apresentado, em especial, foi útil para o controle dos conversores da microrrede proposta nesta dissertação.

(Hu et al., 2009) apresentam um método de controle de tensão do *link* CC para múltiplos conversores conectados à rede. A tensão do *link* CC pode flutuar devido ao desequilíbrio entre a potência de entrada e a de saída. O controle atua de forma a equilibrar o fluxo de potência sobre o *link* CC, mantendo tensão constante.

(Cho et al., 2011) apresentam um controle de sincronização para microrredes. Quando a microrrede se encontra ilhada e a reconexão é solicitada, os níveis de tensão, frequência e fase da microrrede devem estar sincronizados com os da rede. O controle então atua de forma a reduzir essa diferença até que a reconexão possa ser efetuada. O artigo apresenta, também, a estrutura de controle da bateria. Dependendo do modo de operação da microrrede, a bateria

muda sua estratégia de controle. No modo interligado, a bateria procura se carregar e, durante o ilhamento, a bateria regula tensão e frequência da microrrede.

1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação está organizada em 6 capítulos, conforme segue:

- Capítulo 1: É o capítulo introdutório contendo a contextualização do problema, os objetivos da dissertação e os trabalhos relacionados à geração distribuída e à microrredes;
- Capítulo 2: Apresenta os conceitos fundamentais a respeito de geração distribuída e microrredes e serve como embasamento teórico para o desenvolvimento do trabalho;
- Capítulo 3: Apresenta a modelagem da rede de distribuição na qual a microrrede está conectada. É feita a modelagem do ponto de entrega de energia (PEE), dos transformadores, cabos e cargas;
- Capítulo 4: Apresenta a modelagem da microrrede proposta. Essa modelagem abrange o sistema fotovoltaico, bateria, cabos, cargas e estratégias de controle;
- Capítulo 5: Apresenta os resultados obtidos através de simulações da microrrede nos diferentes modos de operação;
- Capítulo 6: É o capítulo dedicado às conclusões e contribuições desta dissertação, bem como às sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2: Microrredes - Conceitos Fundamentais

Neste capítulo, é apresentada, de forma sucinta, uma revisão bibliográfica a respeito dos conceitos fundamentais que abrangem a geração distribuída e as microrredes. São abordadas a estrutura e topologias de microrredes, os modos de operação, os tipos de microfones mais utilizados e estratégias de controle.

2.1 Geração Distribuída

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) se desenvolveu baseado numa estrutura hierárquica e centralizada. Porém, devido a questões técnicas, ambientais, sociais e econômicas, houve o interesse pela integração de unidades de geração de energia elétrica ao SEP, apresentando uma estrutura descentralizada, ou distribuída.

Na literatura, existem diversas definições de GD baseadas em inúmeros critérios, tais como localização, nível de tensão, potência nominal, tecnologia, modo de operação, entre outros (Ackermann et al., 2001). No Brasil, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL PRODIST, 2012) definem GD como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

2.1.1 Vantagens da GD

Com o aumento da demanda de energia elétrica e de incentivos econômicos, tecnológicos e ambientais, a GD vem sendo bastante difundida mundialmente. A GD apresenta uma série de vantagens e desvantagens (INEE, 2001). Dentre as possíveis vantagens, destacam-se:

- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda, pelo tempo de implantação inferior à geração centralizada;

- Aumento da confiabilidade no suprimento de energia, por adicionar fonte não sujeita a falhas na distribuição;
- Aumento da estabilidade do sistema, pela existência de reservas de geração distribuída;
- Redução das perdas na transmissão e dos respectivos custos;
- Adiamento no investimento para reforçar o sistema de transmissão;
- Redução dos riscos de planejamento;
- Aumento da eficiência energética;
- Redução de impactos ambientais da geração, pelo uso de combustíveis menos poluentes e fontes renováveis.

2.1.1 Desvantagens da GD

Para as possíveis desvantagens da utilização de GD, destacam-se (INEE, 2001):

- Maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico;
- Maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções;
- Maior complexidade administrativa, contratual e comercial;
- Maiores dificuldades de coordenação das atividades;
- Em certos casos, diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o que tende a aumentar o preço médio de fornecimento das mesmas.

2.2 Microrredes

A inclusão de unidades de GD em redes de distribuição operadas de forma passiva pode gerar problemas, pois a rede não possui a habilidade de controlar as GDs. A partir disso, surge o conceito de microrredes.

As microrredes são capazes de coordenar as GDs de tal forma que geração e cargas associadas são vistas como um subsistema, comportando-se como uma entidade única e controlada. Uma microrrede é, portanto, o agrupamento de GDs, cargas e armazenadores de energia que trabalham de forma coordenada para serem tratadas pela rede principal como um gerador ou uma carga controlável (Cho et al., 2011).

Normalmente, a microrrede opera em paralelo com a rede. Porém, eventuais problemas de qualidade de energia podem fazer a microrrede se desconectar da rede e operar em modo autônomo, com a habilidade de rejeição de cargas caso a geração interna não seja suficiente para suprir as cargas. Quando o serviço da rede principal retornar, a microrrede pode mudar seu modo de operação de forma a sincronizar-se com a rede principal e, posteriormente, reconectar-se à rede, retornando ao seu estado inicial. Portanto, uma microrrede é mais que sub-redes ilhadas e geração distribuída, é um sistema autônomo com a capacidade de absorver ou consumir potência (Considine et al., 2012).

2.2.1 Estrutura Básica

Uma microrrede é composta de fontes de geração de energia elétrica, chamadas de microfuentes, cargas, armazenadores de energia e uma hierarquia de controle. A Figura 2.1 apresenta uma estrutura típica de uma microrrede.

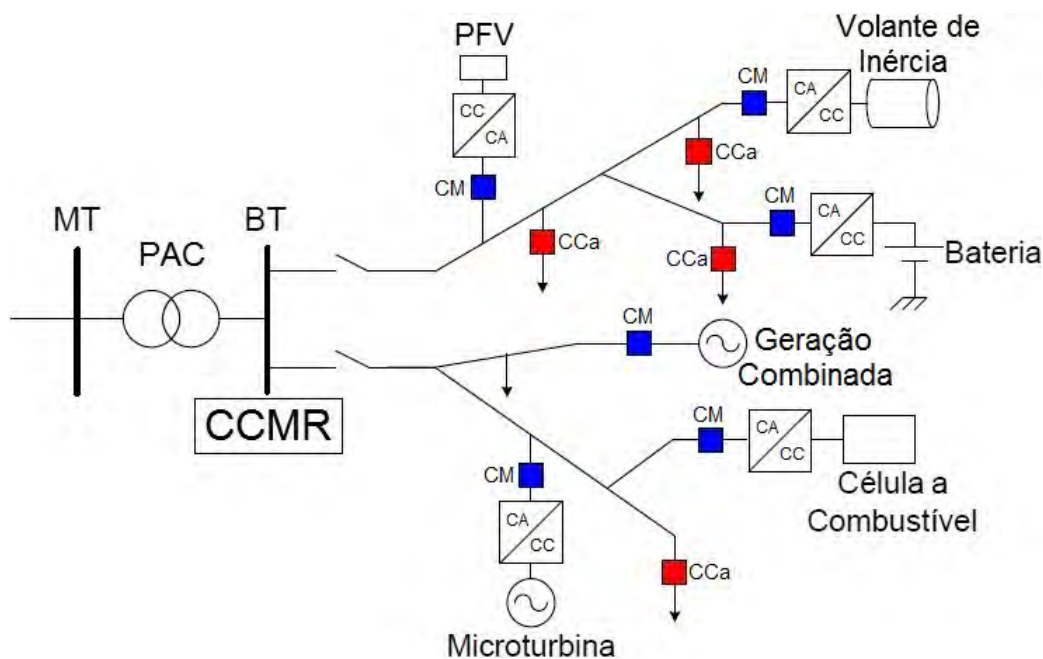


Figura 2.1 - Estrutura típica de uma microrrede
(Fonte: Rese, 2012, modificado pelo próprio autor)

Nesse sistema, a microrrede está conectada à rede principal através de um transformador de distribuição. Esse ponto é chamado de Ponto de Acoplamento Comum (PAC) e é o ponto em que se situam os dispositivos de proteção responsáveis pelas manobras de operação. Há, também, a presença de diversas microfuentes e armazenadores de energia,

representando a diversidade de componentes que uma microrrede pode ter. Na microrrede da Figura 2.1, são apresentadas microfuentes como Painel Fotovoltaico (PFV), célula a combustível, microturbina e uma fonte com geração combinada de energia elétrica e calor (CHP - *Combined Heat and Power*). De armazenadores de energia, constam uma bateria e um volante de inércia. Cada microfrente possui um controle local (CM - Controle da Microfrente) e geralmente necessitam de um inversor. As cargas também podem precisar de um controle local (CCa - Controle de Carga), para o caso de ser necessário fazer rejeição de carga. Por fim, existe a Central de Controle da Microrrede (CCMR) que é responsável pelo controle do funcionamento da microrrede nos diversos modos de operação, de acordo com uma lógica hierárquica (Rese, 2012).

2.2.2 Topologias

Quanto às topologias de microrredes, são possíveis diversas configurações. Dentre elas, destacam-se as topologias:

i) De barramento CC:

Nesta topologia, existe um barramento CC no qual as microfuentes e armazenadores de energia são conectados, dependendo do tamanho do sistema, como mostra a Figura 2.2. Os elementos do sistema fazem interface com os barramentos através de conversores. No ponto de acoplamento comum (PAC), ou seja, no ponto de ligação entre a rede e a microrrede, a interface é feita através de um conversor CA-CC. A topologia com barramento CC apresenta menores perdas e dispensa o uso de transformadores. Em contrapartida, há a necessidade de diversas interfaces para as cargas que, em sua maioria, são em nível CA (Anand e Fernandes, 2010).

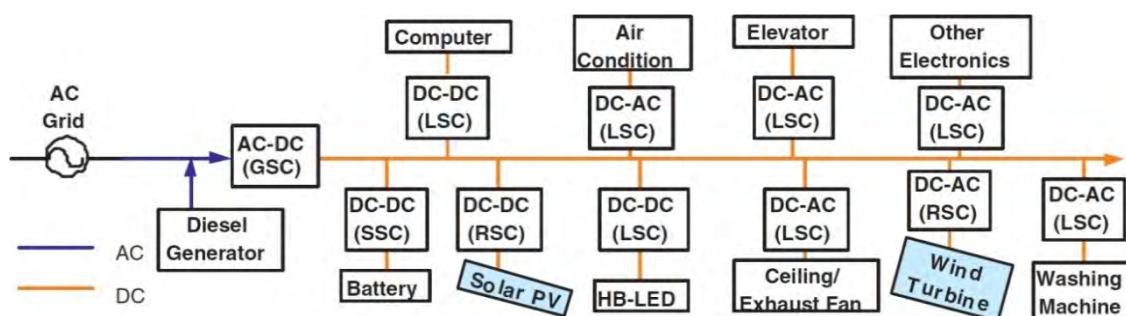


Figura 2.2 - Sistema com barramento CC
(Fonte: Anand e Fernandes, 2010)

ii) De barramento duplo CC:

Nesta topologia, as microfones e os armazenadores de energia são ligados a um barramento duplo CC, enquanto o acoplamento com a rede e com as cargas é feito por um barramento duplo CA. A configuração mostrada na Figura 2.3 apresenta, como principal vantagem, a proteção do sistema contra faltas na geração distribuída, pois a rede pode ser isolada do barramento CC. Porém, esta topologia requer mecanismos de controle mais avançados em relação aos outros arranjos (Mendonça, 2011).

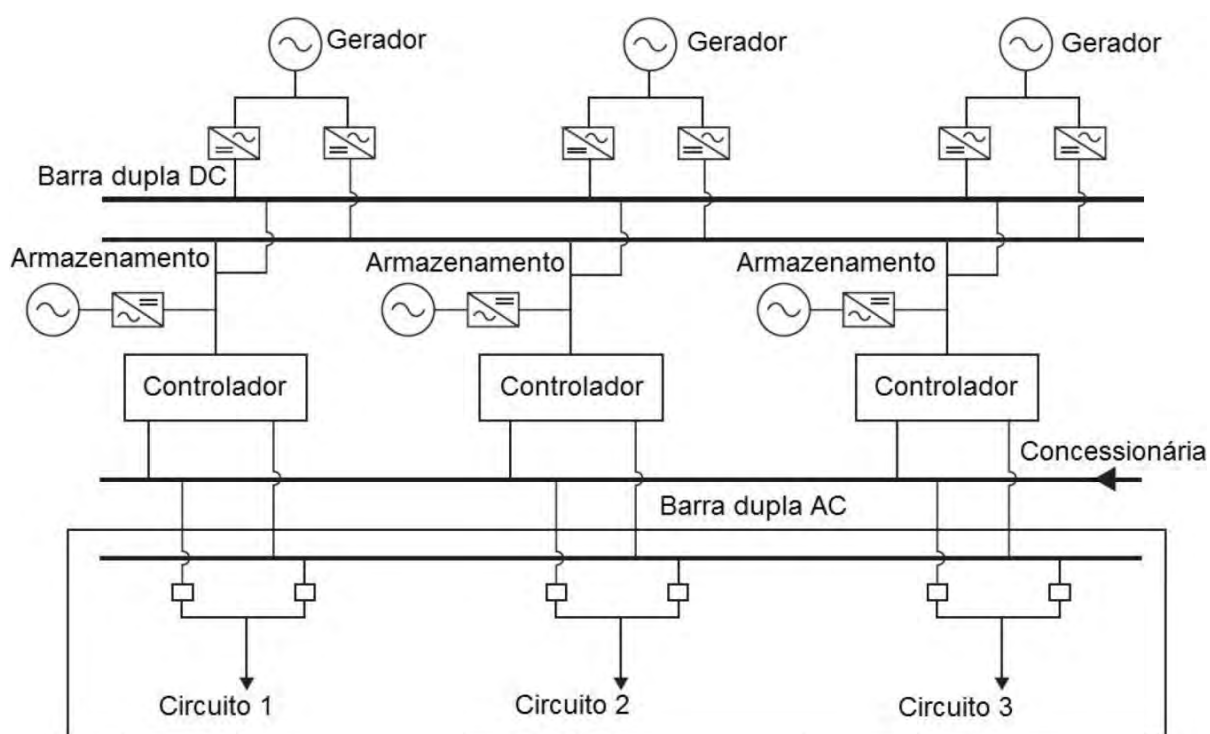


Figura 2.3 - Sistema com barramento duplo CC
(Fonte: Mendonça, 2011)

iii) De barramento CA:

A Figura 2.4 mostra o diagrama unifilar de uma microrrede com barramento CA. Nesta configuração, as microfones e armazenadores de energia fazem a interface com o barramento CA através de conversores CC-CA e CA-CA, sendo que, dependendo da microfonte, pode haver a conexão direta com o barramento CA sem o uso de conversores. Dependendo do nível de tensão da microrrede, as cargas podem ser alimentadas sem a necessidade de transformadores (Peças Lopes et al., 2006).

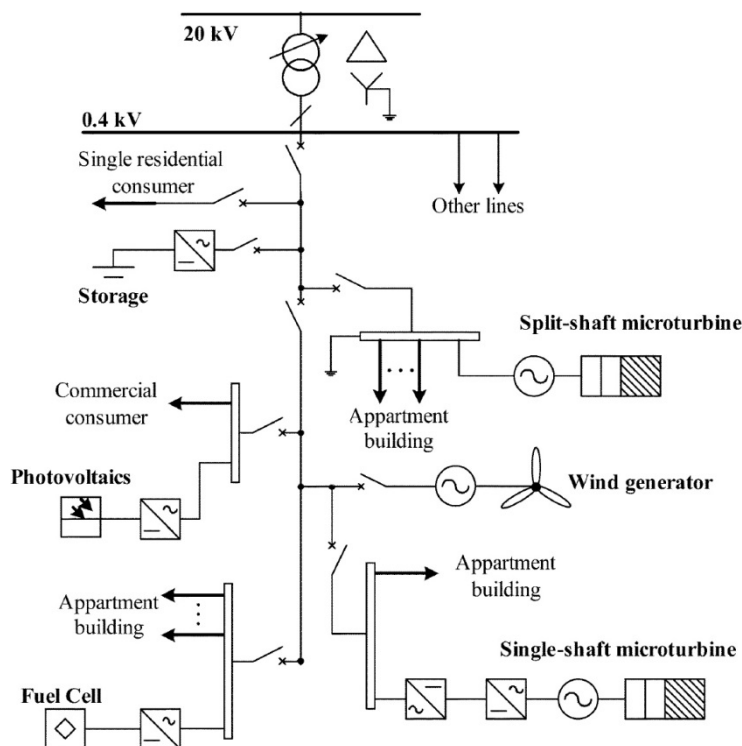


Figura 2.4 - Sistema com barramento CA
(Fonte: Peças Lopes et al., 2006)

iv) De barramento CA de alta frequência:

A Figura 2.5 apresenta um sistema com barramento CA de alta frequência.

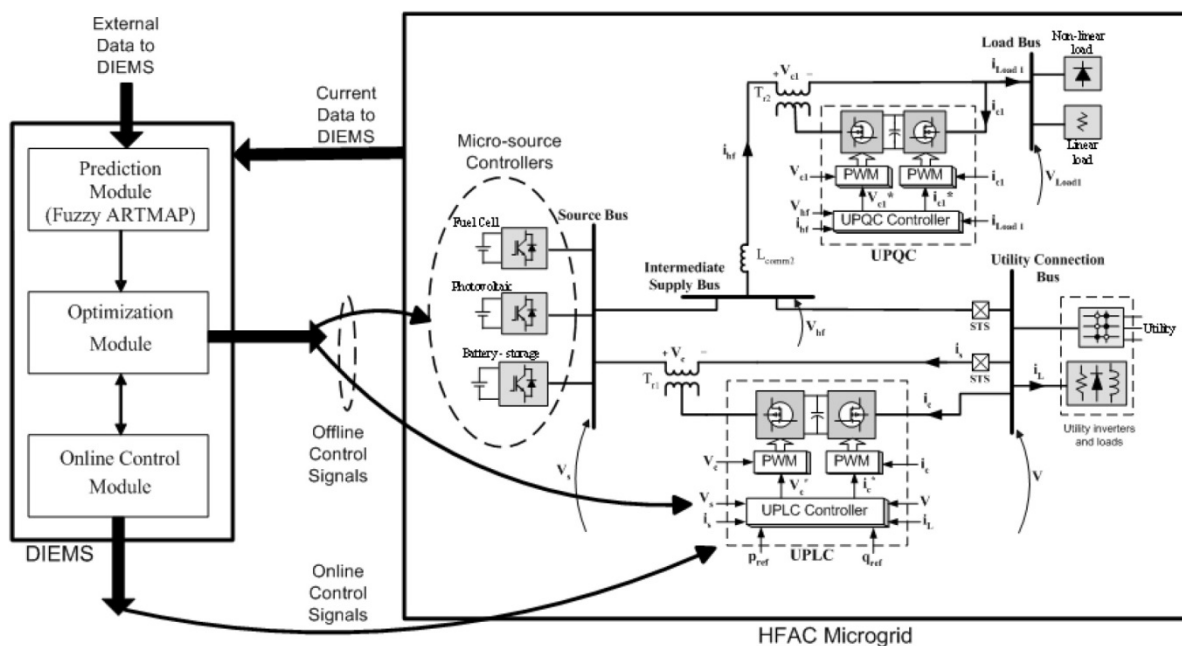


Figura 2.5 - Sistema com barramento CA de alta frequência
(Fonte: Chakraborty e Simões, 2005)

Embora o seu emprego não seja trivial, esta topologia apresenta uma série de vantagens, tais como: maior facilidade para filtrar harmônicas de ordem mais alta; facilidade para a implementação de armazenamento dinâmico, com o uso de volantes de inércia; volume reduzido para transformadores de potência de alta frequência e filtros harmônicos para baterias; menor *ripple* de corrente nas máquinas elétricas.

Pela Figura 2.5, observam-se quatro barramentos: o das microfones (*Source Bus*), o de conexão à concessionária (*Utility Connection Bus*), o de suprimento intermediário (*Intermediate Supply Bus*) e o das cargas (*Load Bus*). Observa-se também a presença de moduladores por largura de pulso (PWM - *Pulse-Width Modulation*), além de uma lógica Fuzzy (ARTMAP - *Adaptative Resonance Theory* - Teoria de Ressonância Adaptativa) (Chakraborty e Simões, 2005).

2.2.3 Modos de Operação

A principal diferença entre a utilização de microrredes e a simples integração de unidades de geração distribuída às redes de distribuição em baixa tensão (BT) é a possibilidade de operação tanto em modo interligado quanto em modo isolado (Lasseter et al., 2002). O estado de uma microrrede pode, então, ser dividido em três modos de operação: conectada à rede, ilhamento e sincronização/reconexão.

No modo de operação normal, ou seja, conectada à rede, a microrrede pode absorver ou fornecer potência à rede, de acordo com o balanço interno de carga e geração. Nesse modo, as microfones operam injetando potência ativa, podendo ou não regular a tensão local, enquanto os armazenadores de energia podem se carregar de acordo com seu estado, podendo ou não regular a tensão local (Peças Lopes et al, 2006).

Quando há alguma falta elétrica, ou uma parada para manutenção na rede, ou simplesmente porque a qualidade da energia não é satisfatória, a microrrede deve ter a capacidade de se desconectar da rede, entrando no modo autônomo, também chamado de ilhamento. Essa desconexão é normalmente decorrente de algum problema na rede, mas também pode ser intencional. Porém, as práticas atuais de operação da rede não permitem a operação autônoma de uma microrrede por motivos de segurança e para cumprir com as restrições de controle e proteção do sistema de distribuição (ANEEL, 2012). Entretanto, para compreender todos os benefícios das GDs, a operação autônoma das microrredes deve ser considerada (Katiraei et al., 2005).

Quando o serviço da rede principal retorna, inicia-se o processo de sincronização. A habilidade de manter o sincronismo antes da reconexão é condição necessária para a estabilidade do sistema. Para isso, a diferença entre os níveis de tensão, frequência e defasamento angular da rede e da microrrede devem ser mínimos. Os métodos tradicionais usados para a sincronização podem ser agrupados em dois tipos: o método manual em que o operador monitora o sincronismo com o auxílio de medidores, e o método automático em que o sistema de controle verifica as diferenças e ajusta as referências de tensão, frequência e fase da microrrede de forma a propiciar a reconexão (Cho et al., 2011).

2.3 Microfontes

As fontes de energia de uma microrrede são chamadas de microfontes e são, em sua maioria, compostas de fontes de energia renováveis ou de fontes que utilizam combustíveis de menor impacto ambiental. Dentre as microfontes, destacam-se: painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, células a combustível, microturbinas e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) (Silva, 2011).

2.3.1 Painéis Fotovoltaicos

A energia gerada por sistemas fotovoltaicos constituem uma grande parte do total de energia produzida por fontes renováveis. Um dispositivo fotovoltaico, chamado de célula solar ou célula fotovoltaica, é um dispositivo semicondutor que converte a energia do sol em eletricidade. A associação série e paralelo de células fotovoltaicas constituem um painel fotovoltaico, como mostra a Figura 2.6 (Moreira, 2008).

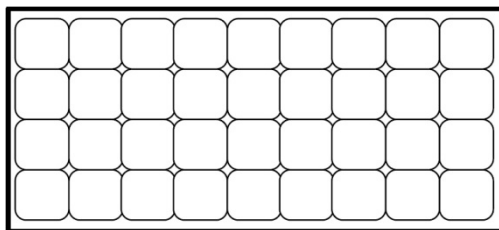


Figura 2.6 - Painel fotovoltaico composto de 36 células fotovoltaicas
(Fonte: Moreira, 2008, modificado pelo próprio autor)

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 e na Figura 2.8.

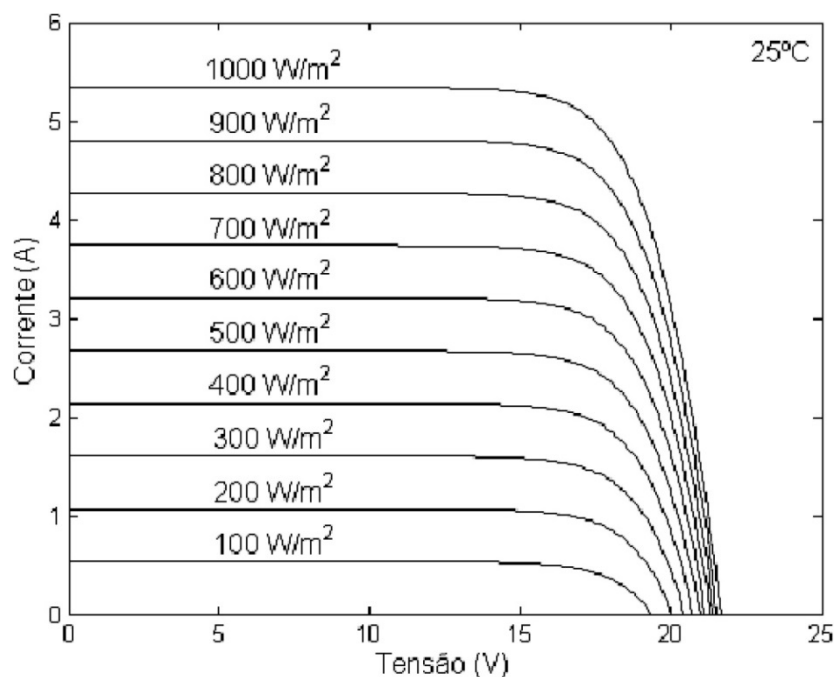


Figura 2.7 - Curvas características IxV para diversos valores de irradiância (Fonte: Costa et al., 2008)

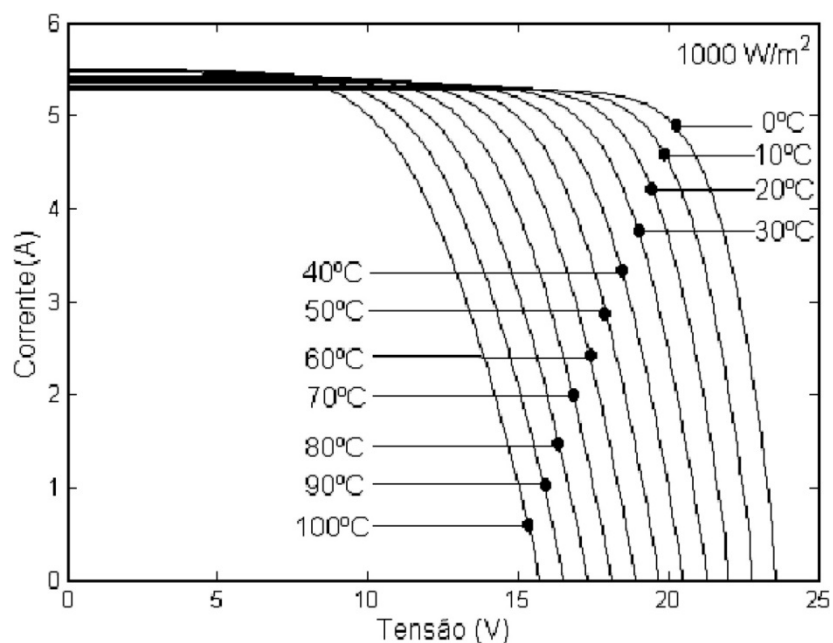


Figura 2.8 - Curvas características IxV para diversos valores de temperatura (Fonte: Costa et al., 2008)

A geração de energia em painéis fotovoltaicos é em nível CC e depende da irradiação solar e da temperatura. Uma topologia típica envolve a utilização de um capacitor conectado a um conversor CC-CA para interface com a rede, como mostra a Figura 2.9 (Adamidis et al., 2010).

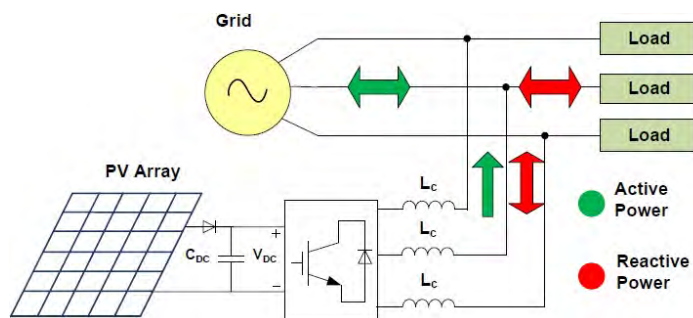


Figura 2.9 - Sistema fotovoltaico conectado a rede
(Fonte: Adamidis et al., 2010)

2.3.2 Turbinas Eólicas

Energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento, ou seja, o vento. Essa energia cinética é convertida em energia elétrica através do emprego de turbinas eólicas, ou aerogeradores. A Figura 2.10 apresenta um parque eólico conectado à rede (CRESESB, 2014).



Figura 2.10 - Parque eólico conectado à rede
(Fonte: CRESESB, 2014)

Existem diversos mecanismos de controle para as turbinas eólicas, podendo ser mecânicos (velocidade, passo, freio), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou eletrônicos (controle de carga). Os modernos aerogeradores utilizam um de dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência à potência nominal do aerogerador. São chamados de controle estol (Stall) e controle de passo (Pitch). A Figura 2.11 mostra a curva de potência de um aerogerador com controle estol, e a Figura 2.12 com controle de passo (CRESESB, 2014).

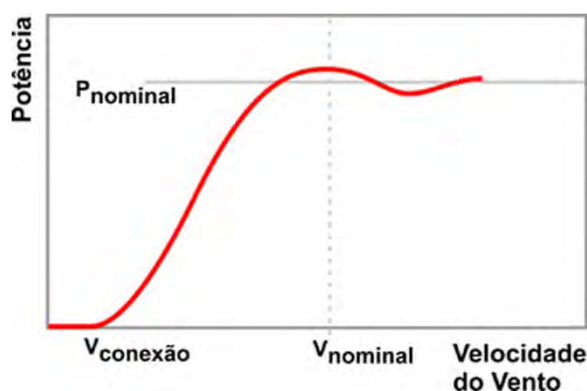


Figura 2.11 - Curva de potência de um aerogerador com controle estol (Stall)
(Fonte: CRESESB, 2014)

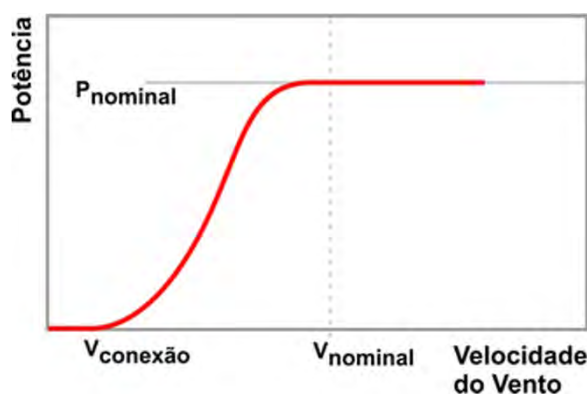


Figura 2.12 - Curva de potência de um aerogerador com controle de passo (Pitch)
(Fonte: CRESESB, 2014)

O controle estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. Como vantagens destacam-se uma estrutura simples e menor manutenção devido a um número menor de peças móveis. O controle de passo é um sistema ativo que atua no ângulo de inclinação das pás para controlar a extração de potência do vento. Esse controle possui como vantagens o controle de potência sob diversas condições de vento, maior produção de energia, partida simples, massa das pás menores, etc. Pela Figura 2.11 e Figura 2.12, observa-se que,

com o controle de passo, é possível obter um controle de potência mais preciso em relação ao controle estol.

A utilização de turbinas eólicas vem aumentando ao longo dos anos devido à redução de custos e à melhoria na confiabilidade e no desempenho dos equipamentos. O vento é um recurso abundante e renovável com capacidade de geração crescente, atingindo a marca de alguns MW. Existem topologias de turbinas eólicas em que são acopladas diretamente à rede, e outras em que é necessária a utilização de conversores (Rese, 2012).

2.3.3 Células a Combustível

Células a combustível são dispositivos eletroquímicos que convertem a energia química contida nos combustíveis diretamente em energia elétrica. A eficiência de um sistema de células a combustível pode atingir 60%, valor este que é quase o dobro em relação à eficiência das máquinas de combustão interna convencionais. No entanto, o processo eletroquímico das células a combustível leva a uma resposta lenta a transientes de carga. Em contrapartida, apresentam um bom desempenho quando em operação nominal.

A Figura 2.13 mostra o esquemático de uma célula a combustível básica. As reações químicas ocorrem em duas etapas: a reação de oxidação no anodo e a reação de redução no catodo. A reação de oxidação é a dissociação dos átomos de hidrogênio em prótons e elétrons. A reação de redução ocorre quando os átomos de oxigênio se dissociam e se ligam com os prótons vindos da membrana e com os elétrons do circuito externo, formando água (Moreira, 2008).

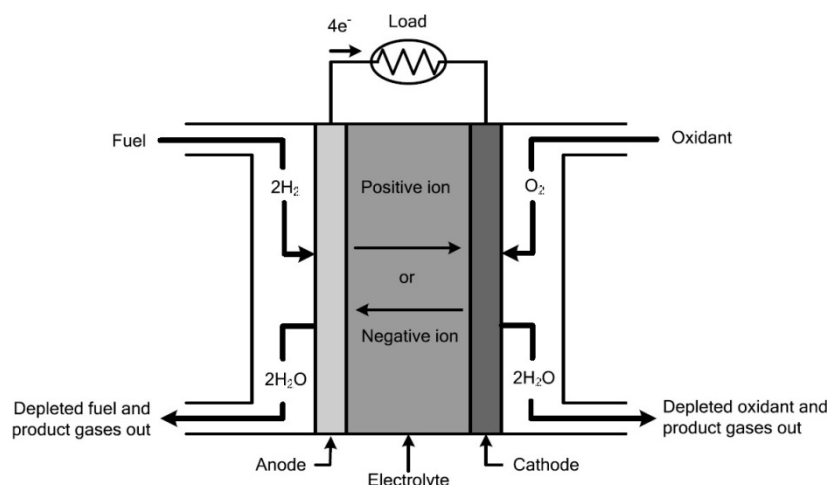


Figura 2.13 - Diagrama esquemático de uma unidade básica de célula a combustível (Fonte: Moreira, 2008)

Existem cinco tipos básicos de células a combustível para aplicação em geração distribuída, cada um possuindo eletrólitos diferentes os quais definem o tipo básico de célula e a temperatura de operação. Dois desses tipos de células a combustível, *Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell* (PEMFC) e *Phosphoric Acid Fuel Cell* (PAFC), possuem eletrólito ácido e dependem do transporte de íons H^+ . Assim, eles são classificados como células a combustível com membrana para troca de prótons. *Direct Methanol Fuel Cells* (DMFC) também faz parte desse grupo, já que é basicamente uma PEMFC na qual o metanol ou outro álcool é diretamente usado. Dois outros tipos, *Alkaline Fuel Cell* (AFC) e *Molten Carbonate Fuel Cell* (MCFC) possuem eletrólitos básicos que dependem do transporte de íons OH^- e CO_3^{2-} , respectivamente. O quinto tipo, *Solid Oxide Fuel Cell* (SOFC), é baseado em um eletrólito de cerâmica de estado sólido no qual íons de oxigênio (O^{2-}) são o condutor de transporte de íons. Os últimos três tipos são classificados como células a combustível condutoras de ânions (Moreira, 2008).

As células a combustível podem usar vários tipos de combustíveis, tais como gás natural, propano, diesel, metanol e hidrogênio. Essa versatilidade garante que as células a combustível não serão obsoletas pela indisponibilidade de certos combustíveis.

2.3.4 Microturbinas

As microturbinas evoluíram das aplicações das turbinas nas indústrias aeroespacial e automotiva para as aplicações em sistemas elétricos de potência apresentando diversas inovações tecnológicas. As microturbinas podem ser encontradas no mercado em potências de 30 kW até 250 kW e apresentam como maiores benefícios os seguintes:

- Emissões atmosféricas baixas devido à combustão contínua;
- Baixos níveis de ruído e de vibração;
- Flexibilidade de combustível (pode ser utilizado gás natural, diesel, propano, biogás);
- Dimensões reduzidas;
- Simplicidade na instalação;
- Baixo custo e pequena necessidade de manutenção;
- Alta eficiência quando utilizada em cogeração.

A Figura 2.14 apresenta um esquema de uma microturbina. O compressor pressiona o ar para dentro da câmara de combustão na qual se forma uma mistura de ar comprimido e combustível. O gás quente e pressurizado proveniente do combustor se expande na turbina, transformando energia térmica em energia mecânica. No mesmo eixo da turbina, é conectado

um gerador elétrico que gera energia em alta frequência. Por fim, a tensão terminal compatível com a rede elétrica e com os equipamentos elétricos convencionais (60 Hz) é obtida mediante o uso de inversores (Bona e Ruppert Filho, 2004).

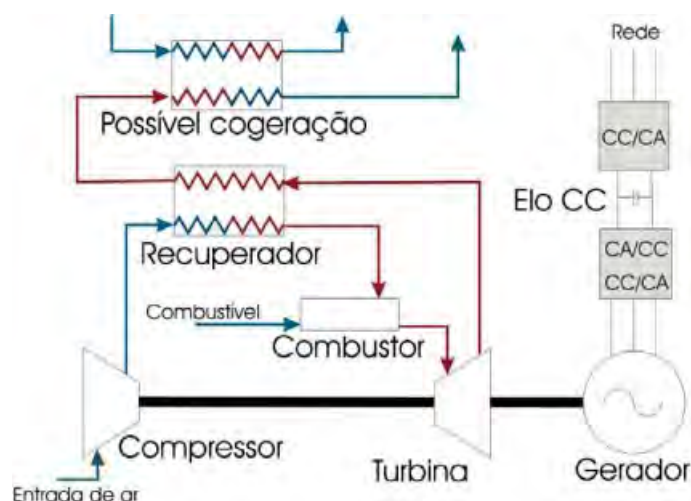


Figura 2.14 - Esquema de uma microturbina
(Fonte: Bona e Ruppert Filho, 2004)

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 variações de carga quando operando sem conexão com a rede. Para isso, normalmente são utilizadas baterias ligadas ao elo CC. Outras formas de armazenamento de energia como supercapacitores ou volantes de inércia também podem ser empregados (Bona e Ruppert Filho, 2004).

2.3.5 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)

As pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) são consideradas fontes alternativas de energia e causam impactos ambientais menos agressivos do que as hidrelétricas de grande porte, tanto nos locais onde elas são instaladas quanto no seu entorno. No Brasil elas possuem um mercado de base tecnológico já conhecido e estabelecido, e também possuem instrumentos de incentivos para sua implantação. As PCHs são agrupadas quanto à potência instalada e a altura da queda d'água, de acordo com as categorias apresentadas na Tabela 2.1 (Barbosa e Souza, 2013).

Tabela 2.1 - Classificação de PCHs no Brasil

Classificação	Potência Instalada	Queda de Projeto (m)		
		Baixa	Média	Alta
Microcentrais	Até 100 kW	Menos de 15	15 a 50	Mais de 50
Minicentrais	100 a 1000 kW	Menos de 20	20 a 100	Mais de 100
Pequenas Centrais	1000 a 30000 kW	Menos de 25	25 a 130	Mais de 130

(Fonte: Barbosa e Souza, 2013)

As usinas de pequeno porte apresentam características particulares, como a construção em curto período de tempo e redução significativa do impacto ambiental. As microcentrais hidrelétricas (μ CHs) em especial, apresentam mais vantagens em relação às minicentrais hidrelétricas (mCHs) e as PCHs no que tange o atendimento de áreas isoladas, pois sua instalação é mais simples. A potência disponível de uma μ CH é menor, mas será fornecida em pouco tempo, com encargos de transmissão menores e com financiamento mais simples. 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 grandes centrais hidrelétricas (GCHs) (Silva, 2011).

Socialmente, as μ CHs possuem um papel muito importante, sendo que, em sua maioria, é para atender as necessidades de comunidades rurais isoladas que não tem 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 de μ CHs 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 Armazenadores de Energia

Algumas microfuentes não possuem a capacidade de manter os níveis de tensão e frequência durante certas adversidades de operação. Os dispositivos armazenadores de energia, no entanto, fazem a função de regular os níveis de tensão e frequência da microrrede nessas condições, garantindo a qualidade de energia da microrrede. Além disso, durante o

ilhamento, os armazenadores de energia mantêm a microrrede em operação permitindo que cargas críticas continuem em funcionamento (Moreira, 2008).

Os dispositivos armazenadores de energia são similares a qualquer outra fonte baseada em inversores, exceto pelo fluxo de potência bidirecional (Lasseter e Erickson, 2009). Dentre os dispositivos armazenadores de energia, destacam-se as baterias, os supercapacitores e os voltantes de inércia (Silva, 2014).

2.4.1 Baterias

A bateria é um dispositivo que converte energia química em energia elétrica por uma reação eletroquímica de oxido-redução. Quando uma carga é conectada entre os terminais da bateria, essa reação eletroquímica transfere elétrons de um eletrodo a outro, fazendo fluir uma corrente elétrica. As baterias são os dispositivos de armazenamento de energia mais comuns em microrredes e têm a função de regular os níveis de tensão e frequência pela injeção ou absorção de potência.

As baterias são classificadas de acordo com o tipo de material que são feitas, destacando-se as baterias de íons de lítio (Li-ion), chumbo ácido, níquel-cádmio (Ni-Cd) e níquel-hidreto metálico (Ni-HM). Uma bateria pode ser dividida em três componentes principais (Moreira, 2008):

- Anodo: eletrodo negativo que envia elétrons para o circuito externo e sofre oxidação durante a reação eletroquímica;
- Catodo: eletrodo positivo que recebe elétrons do circuito externo e sofre redução durante a reação eletroquímica;
- Eletrólito: meio onde ocorre a transferência de íons entre anodo e catodo.

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

A Figura 2.16 mostra parte do banco de baterias instalado na microrrede da prisão de Santa Rita, Califórnia - EUA. As baterias são de íons de lítio e possuem um potência total de 4 MW (MIT Technology Review, 2012).

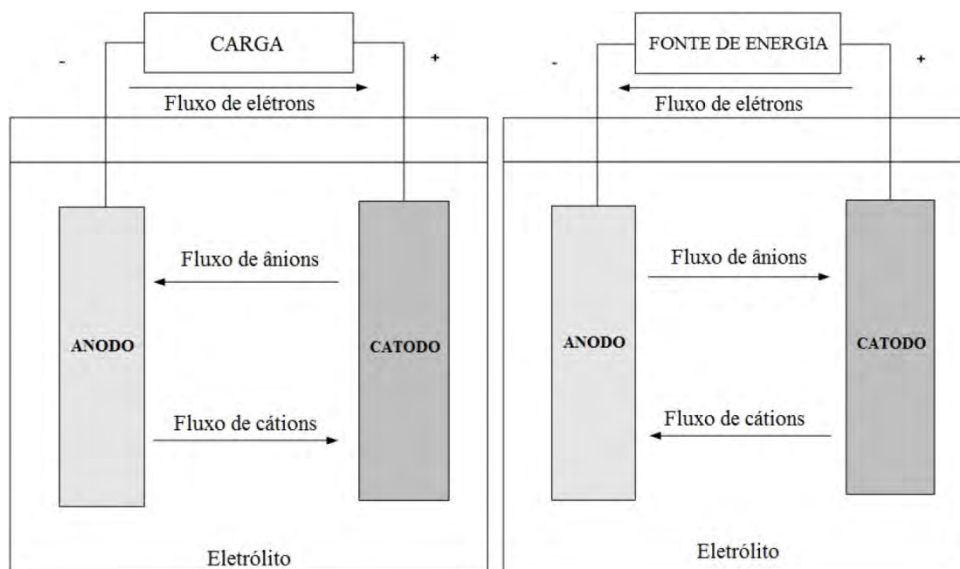


Figura 2.15 - Operação de descarga (à esquerda) e carga (à direita) de uma bateria (Fonte: Moreira, 2008, modificado pelo próprio autor)



Figura 2.16 - Banco de baterias da microrrede da prisão de Santa Rita, Califórnia - EUA (Fonte: MIT Technology Review, 2012)

2.4.2 Supercapacitores

Do ponto de vista tecnológico, o supercapacitor é um dispositivo eletroquímico construído semelhantemente à bateria (Moreira, 2008). O supercapacitor possui alta capacidade de armazenamento de energia e um tempo de resposta dinâmica rápida para reduzir a variação de potência na microrrede (Degobert et al., 2008). A Figura 2.17 apresenta um supercapacitor de alta densidade de potência (3,3 kW/kg), tensão de operação de 48 V e capacitância de 165 F (Maxwell Technologies, 2014).



Figura 2.17 - Supercapacitor
(Fonte: Maxwell Technologies, 2014)

A tecnologia associada ao uso de supercapacitores apresenta a capacidade de filtrar distúrbios e transitórios na rede e devolver a energia armazenada por meio de barras CC. Somado a isso, apresentam peso leve, baixa toxicidade nos materiais usados e alta eficiência de ciclo (maior que 95%). Porém, requer um controle mais sofisticado para manter a tensão em níveis aceitáveis (Silva, 2014).

2.4.3 Volantes de Inércia

Devido a avanços tecnológicos, o volante de inércia tem se tornado uma alternativa promissora para as tecnologias de armazenamento tradicionais, como a bateria. Um volante de inércia é uma massa rotativa que armazena energia na forma de energia cinética e pode servir como uma fonte de potência de apoio em condições adversas.

O sistema do volante de inércia é usualmente composto por uma máquina síncrona de ímãs permanentes com uma massa acoplada ao eixo da máquina, conforme mostra a Figura 2.18 (Moreira, 2008). A máquina é acelerada e a massa girante armazena energia na forma de energia cinética. Quando é necessário extrair a energia desse sistema, o rotor é desacelerado e, pelo princípio da conservação de energia, a energia rotacional é convertida em elétrica (Arghandeh et al., 2012).

A Figura 2.19 mostra um volante de inércia da Flybrid Systems que atinge velocidades superiores a 50000 RPM (Rotações por Minuto) (WiredCosmos, 2013).

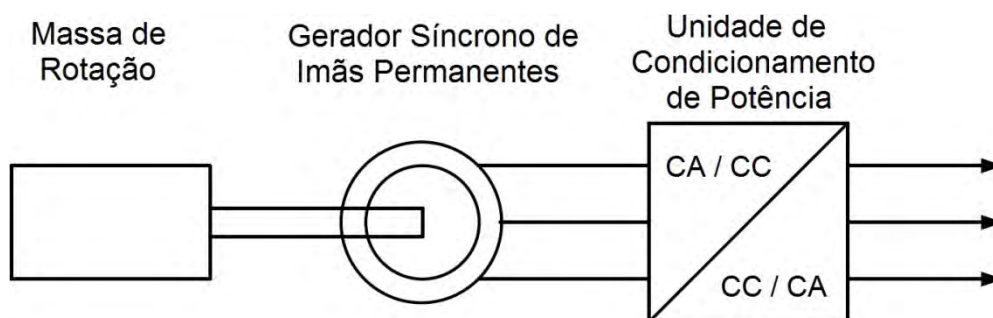


Figura 2.18 - Sistema de armazenamento de energia com volante de inércia
(Fonte: Moreira, 2008, modificado pelo próprio autor)

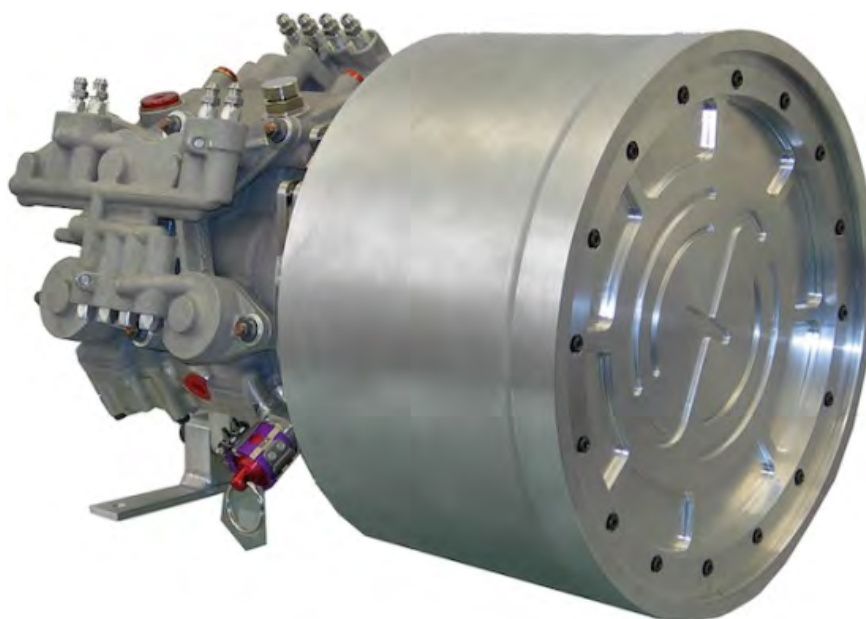


Figura 2.19 - Volante de inércia
(Fonte: WiredCosmos, 2013)

2.5 Hierarquia de Controle

Para alcançar todos os benefícios da operação de uma microrrede, é importante que a integração de GDs à rede contribua para otimizar a operação geral do sistema. Para isso, é necessário haver uma hierarquia de controle para o controle da microrrede nos diferentes modos de operação. A Figura 2.20 apresenta a estrutura hierárquica de controle das microrredes composta de: (i) controle local das microfontes (CM) e das cargas (CCa); (ii) controle central da microrrede (CCMR); (iii) gerenciamento do sistema de distribuição (GSD) (Hatziargyriou, 2002).

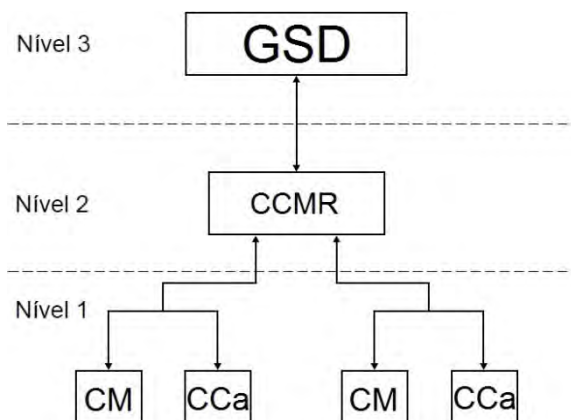


Figura 2.20 - Estrutura hierárquica de controle das microrredes
(Fonte: Rese, 2012, modificado pelo próprio autor)

O controle da microfonte (CM) usa informação local para controlar tensão e frequência da microrrede em transitórios. Esse controle deve ser adaptado pra cada tipo de microfonte (painel fotovoltaico, turbina eólica, célula a combustível, microturbina, etc.). Já o controle de carga (CCa) é responsável pela conexão da carga ao sistema, podendo haver rejeição de carga durante o ilhamento (Hatziargyriou, 2002).

A central de controle da microrrede (CCMR) tem a função de otimizar a operação da microrrede enviando sinais de controle para os controles locais das microfontes e cargas. A CCMR também utiliza sinais de preço dos mercados de energia e pedidos do GSD para determinar a quantidade de energia a ser importada da rede ou exportada para a rede, otimizando a geração das microfontes (Rese, 2012).

2.6 Estratégias de Controle

A estratégia de controle de uma microrrede depende do modo de operação e do tipo de microfonte utilizada. Além disso, as técnicas de controle para microfontes com máquinas rotativas possuem características diferentes das microfontes com inversores.

2.6.1 Controle por Meio de Máquinas Rotativas

O controle de microfontes baseadas em máquinas rotativas irá depender de suas respectivas cargas e de suas capacidades de geração. Três possibilidades de controle podem ser utilizadas (Silva, 2011) (Barsali et al., 2002):

- **Potência constante:** 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 maior parte do tempo, irá operar em potência máxima;
- **Velocidade constante:** Para atender uma carga local, como em unidades de apoio, 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 à rede;
- **Curvas de frequência/tensão (*droop*):** 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. Portanto, 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.

2.6.2 Controle por Meio de Inversores

Muitas microfones dentro de uma microrrede geram energia em corrente contínua (CC), sendo necessário o uso de inversores para transformar a corrente contínua em corrente alternada (CA) com frequência e amplitude definidas pelo controle do chaveamento do inversor. Ao contrário do sistema elétrico de potência convencional em que máquinas rotativas são predominantes, numa microrrede a utilização de microfones que necessitam de inversores é considerável. A Tabela 2.2 mostra as principais diferenças entre a interface com inversores e com máquinas rotativas (Moreira, 2008).

As estratégias de controle de potência nos inversores conectados ao sistema CA dependem do modo de operação da microrrede e do papel que a microfonte vai desempenhar no controle geral da microrrede. As estratégias de controle geralmente podem ser divididas em dois tipos (Silva, 2011) (Caldon et al., 2003):

- **Controle PQ:** Neste modo, o inversor recebe sinais de referência da CCMR ou de malhas de controle locais para o controle da potência ativa e reativa;
- **Controle VSI (*Voltage Source Inverter*):** Neste modo de controle, o inversor atende à carga a uma frequência e tensão pré-especificadas. Quando há variação na demanda de carga, as potências ativa e reativa entregues pelo inversor serão ajustadas automaticamente para garantir tensão e frequência.

Tabela 2.2 - Comparação entre as características de máquinas rotativas e inversores

Máquinas Rotativas	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 da 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 isso 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 1 ms 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.

(Fonte: Moreira, 2008, modificado pelo próprio autor)

2.6.3 Controle para Operação em Ilhamento

Quando ocorre o ilhamento, a microrrede perde a referência da rede principal. Se não houver um controle de tensão e frequência para compensar a geração e as cargas, a microrrede entra em colapso. Dessa forma, devem-se usar as microfuentes e os armazenadores de energia, referidas aqui apenas como fontes, para controlar os níveis de tensão e frequência dentro da microrrede. Para isso, duas estratégias de controle podem ser adotadas (Peças Lopes et al., 2006):

- **Single Master Operation (SMO)**: É o controle por meio de uma única fonte. Neste caso, apenas uma fonte é responsável pelo controle de tensão e frequência, funcionando como fonte de tensão (VSI). As outras fontes operam pelo controle PQ.
- **Multi Master Operation (MMO)**: É o controle por meio de mais de uma fonte. Neste caso, mais de uma fonte assume o controle VSI para controlar tensão e frequência da microrrede durante o ilhamento. Outras fontes funcionando pelo controle PQ também podem existir.

2.7 Rejeição de Carga

Cargas controláveis possuem um papel importante na operação da microrrede durante o ilhamento no que tange o desequilíbrio entre geração e consumo. Para lidar com esse problema, um mecanismo de rejeição de carga se faz necessário para restaurar a tensão após o ilhamento da microrrede. Para isso, o nível de tensão é monitorado e, quando o desvio é maior que certo limite, cargas são rejeitadas segundo uma ordem de prioridade (Moreira, 2008).

Depois que a microrrede se reconecta à rede, as cargas que foram rejeitadas podem se reconectar novamente. Para evitar variação de tensão devido à reconexão de muitas cargas, é possível definir etapas para a reconexão.

2.8 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os conceitos fundamentais que abrangem a geração distribuída e as microrredes, sua estrutura básica e topologias, explicitando os modos de operação. Dentre as microfuentes apresentadas, destacam-se: painéis fotovoltaicos, turbinas

eólicas, células a combustível, microturbinas e pequenas centrais hidrelétricas. E dentre os armazenadores de energia, destacam-se: baterias, supercapacitores e volantes de inércia. Por fim, foram apresentadas as estratégias de controle e o princípio de rejeição de cargas.

Capítulo 3: Modelagem do Sistema

Para uma análise mais completa do comportamento de uma microrrede, é necessário, também, modelar a rede elétrica na qual a microrrede está conectada. Neste capítulo, são apresentados todos os dados relevantes à modelagem do sistema, bem como a metodologia de cálculo dos parâmetros de cada componente da rede. Esses dados estão disponíveis em (Padua, 2011).

3.1 Caracterização do Sistema

A rede elétrica foi modelada tendo como base a rede de distribuição do *campus* de Goiabeiras da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), do ponto de entrega de energia (PEE) até o Centro Tecnológico (CT), onde a microrrede está conectada. A Figura 3.1 apresenta o esquema da rede elétrica da UFES. Postes, subestações e ramificações da linha não relevantes à modelagem foram ocultados.



Figura 3.1 - Rede elétrica da UFES do PEE ao CT
(Fonte: Padua, 2011, modificado pelo próprio autor)

O fornecimento de energia elétrica é realizado pela concessionária local EDP ESCELSA em 34,5 kV e entregue na subestação 01 (SE01). A tensão é abaixada para 11,4 kV e a energia é distribuída por todo o *campus* através de um sistema em anel aberto. A rede

possui cabeamento aéreo de mais de 4000 metros, e 1000 metros de cabeamento subterrâneo para a alimentação das subestações. Nas subestações, a tensão é abaixada e a energia é distribuída em 220 V. A subestação 08 (SE08), indicada na Figura 3.1, é a subestação que alimenta o CT e é onde a microrrede está localizada.

A rede possui um total de 13 subestações e 64 transformadores de potência, incluindo equipamentos operantes e inoperantes. São transformadores de distribuição trifásicos abaixadores, em configuração ΔY ou YY , com neutro do enrolamento secundário aterrado. O transformador no PEE possui um determinado número de derivações no enrolamento primário, onde é possível variar o *tap*.

As potências de curto-circuito no PEE e os dados dos transformadores das subestações 01 (T01) e 08 (T36) são apresentados na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2, respectivamente.

Tabela 3.1 - Potências de curto-circuito no PEE

Curto-circuito	Módulo [MVA]	Ângulo [°]
Trifásico	626,6	-84,2
Fase-terra	715,2	-84,7

(Fonte: Padua, 2011)

Tabela 3.2 - Dados nominais dos transformadores 01 e 36

Trafo.	S_{nom} [kVA]	Tensão [V]	Z_{cc} [%]	<i>Tap</i> [%]	I_{mag} [%]	Perdas em Carga [W]	Perdas a Vazio [W]	X/R	Z_{eq} [%]
T01	5000	34500 / 11400	6,21	-5	1,0041	-	-	12	$0,51571 + j6,18855$
T36	500	11400 / 220	4,46	-	1,2	9450	1050	-	$3,27358 + j3,02908$

(Fonte: Padua, 2011)

3.2 Cálculo dos Parâmetros

A Figura 3.2 apresenta o modelo da rede desenvolvido no *software* MATLAB/Simulink[®]. Nesta seção, são apresentados os cálculos dos parâmetros de cada elemento da rede para a modelagem e simulação do sistema.

O modelo é composto de:

- **Fonte de Tensão Trifásica:** Representa o fornecimento de energia pela concessionária local EDP ESCELSA em 34,5 kV, 60 Hz.

- **Ramo RLC Série:** É a impedância de curto-circuito fase-terra (Z_{cc_FT}).
- **Transformador Abaixador 34,5 kV / 11,4 kV (T01):** Transformador no PEE que fornece energia em 11,4 kV a todo o *campus*.
- **Transformador Abaixador 11,4 kV / 220 V (T36):** Transformador de distribuição em 220V que alimenta o CT, atendendo aos departamentos de Engenharia Civil (CTI), Engenharia Elétrica (CTII), Engenharia Mecânica (CTIII), CTV e laboratórios.
- **Linhas:** É a soma das impedâncias das linhas aéreas e subterrâneas, do PEE até o CT.
- **Cargas:** É a representação de todas as cargas da UFES.

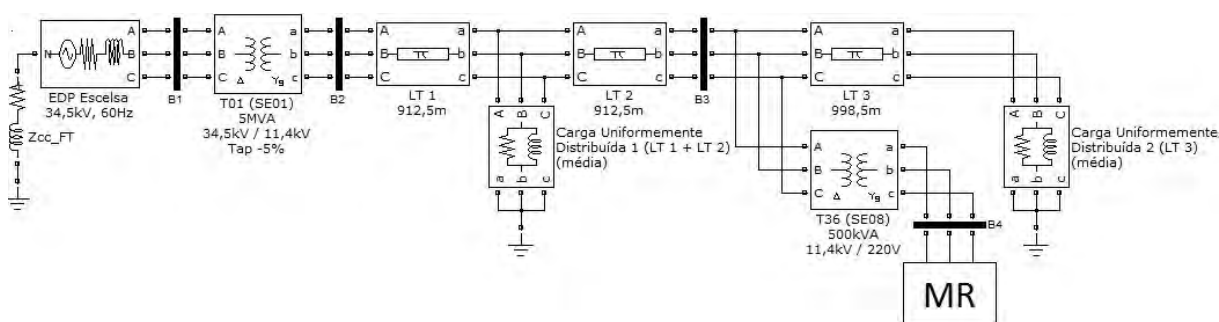


Figura 3.2 - Modelo da rede elétrica da UFES no MATLAB/Simulink®
(Fonte: produção do próprio autor)

3.2.1 Fonte

Segundo a Tabela 3.1, a potência de curto-circuito trifásico ($S_{cc_{3\phi}}$) e fase-terra ($S_{cc_{FT}}$) são, respectivamente:

$$S_{cc_{3\phi}} = 626,6 \angle -84,2^\circ \text{ MVA}$$

$$S_{cc_{FT}} = 715,2 \angle -84,7^\circ \text{ MVA}$$

A tensão da fonte é de 34,5 kV. Assim, a impedância de curto-circuito trifásico ($Z_{cc_{3\phi}}$) é:

$$Z_{cc_{3\phi}} = \frac{V^2}{S_{cc_{3\phi}}} \tag{3.1}$$

$$Z_{cc_{3\phi}} = \frac{(34,5 \cdot 10^3)^2}{626,6 \cdot 10^6 \angle -84,2^\circ} = \frac{0,1920}{R} + j \frac{1,8898}{X} \Omega$$

Logo, a relação X/R da fonte é:

$$\frac{X}{R} = \frac{1,8898}{0,1920} = 9,84$$

A impedância de curto-circuito fase-terra (Z_{ccFT}) é dada por:

$$Z_{ccFT} = \frac{V^2}{S_{ccFT}} \quad (3.2)$$

$$Z_{ccFT} = \frac{(34,5 \cdot 10^3 / \sqrt{3})^2}{715,2 \cdot 10^6 \angle -84,7^\circ} = 0,0512 + j0,5524 \Omega$$

Cujos valores de resistência e indutância são:

$$R = 0,0512 \Omega$$

$$L = \frac{X}{\omega} = \frac{X}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{0,5524}{2 \cdot \pi \cdot 60} = 1,47 \text{ mH}$$

Os valores calculados são substituídos no bloco Ramo RLC Série e no bloco Fonte de Tensão Trifásica do MATLAB/Simulink[®], conforme mostra a Figura 3.3 e a Figura 3.4, respectivamente.

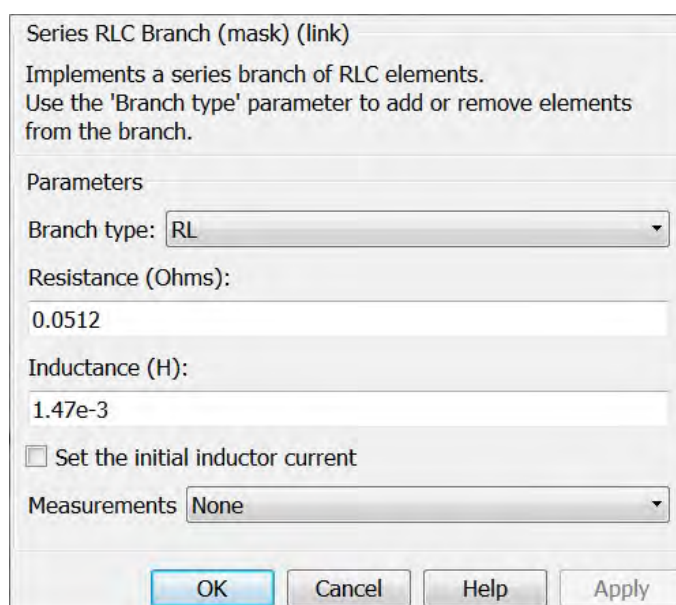


Figura 3.3 - Detalhe do bloco Ramo RLC Série
(Fonte: produção do próprio autor)

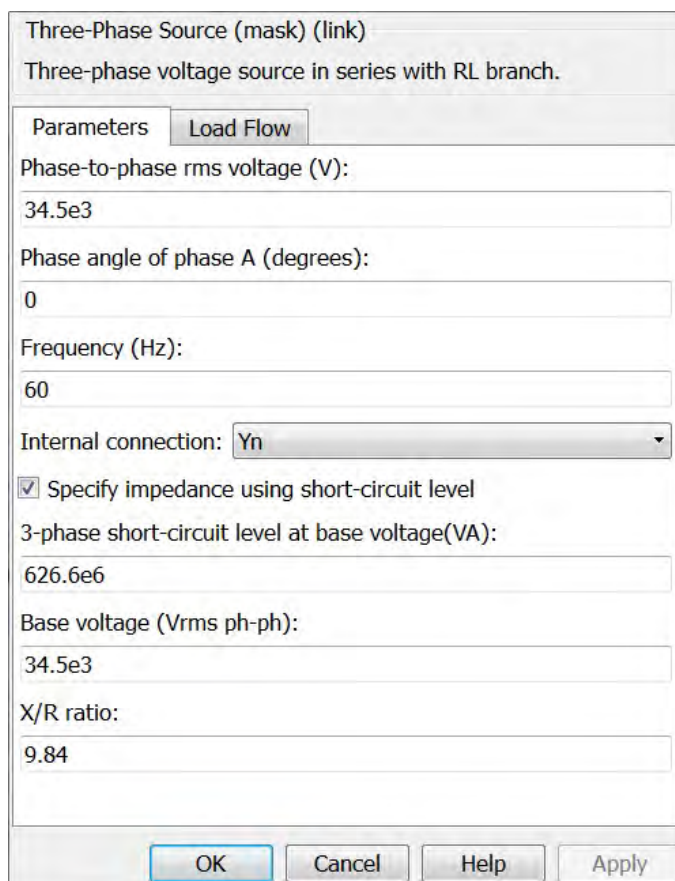


Figura 3.4 - Detalhe do bloco Fonte de Tensão Trifásica (Fonte: produção do próprio autor)

3.2.2 Transformador 36 (ΔY)

A Figura 3.5 mostra o circuito equivalente de um transformador.

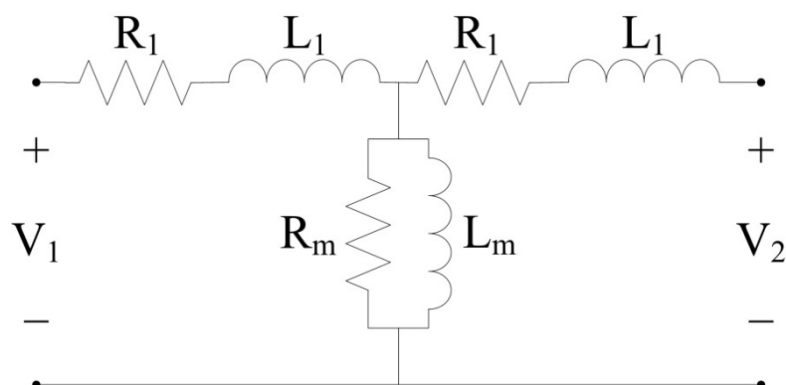


Figura 3.5 - Circuito equivalente de um transformador (Fonte: produção do próprio autor)

Com os dados da Tabela 3.2, calculam-se os parâmetros dos enrolamentos primário e secundário e do ramo magnetizante. A impedância equivalente (Z_{eq}) do T36 é:

$$Z_{eq} = 3,27358 + j3,02908 \%$$

Essa impedância representa a soma das impedâncias do primário e do secundário referidas a um dos lados, normalmente o primário. Para calcular os parâmetros dos enrolamentos, foi então considerado que a impedância equivalente se divide igualmente entre as impedâncias dos enrolamentos primário (Z_1) e secundário (Z_2). Portanto:

$$Z_1 = Z_2 = \frac{Z_{eq}}{2} = 1,6368 + j1,5145 \%$$

O percentual de impedância é equivalente ao valor por unidade (pu). Logo:

$$Z_1 = Z_2 = 0,016368 + j0,015145 \text{ pu}$$

$$R_1 = R_2 = 0,016368 \text{ pu}$$

$$L_1 = L_2 = 0,015145 \text{ pu}$$

O cálculo dos parâmetros do ramo magnetizante é realizado a partir do ensaio a vazio, ou seja, em circuito aberto (Fitzgerald et al., 2008). Alimentando-se o primário do transformador com tensão nominal (V_{CA}) e mantendo o secundário em aberto, as perdas a vazio (P_{CA}) obtidas foram de 1050 W e a corrente ($I_{CA} = I_{mag}$) foi de 1,2 %, conforme indicado na Tabela 3.2. Assim, para uma potência base de 500 kVA (potência nominal do transformador), calcula-se R_m e L_m :

$$P_{CA} = 1050 \text{ W}$$

$$R_m = \frac{V_{CA}^2}{P_{CA}} \quad (3.3)$$

$$R_m = \frac{1^2}{1050 / 500 \cdot 10^3} = 476,1905 \text{ pu}$$

$$Z_m = \frac{V_{CA}}{\underbrace{I_{CA}}_{I_{mag}}} \quad (3.4)$$

$$Z_m = \frac{1}{1,2/100} = 83,3333 \text{ pu}$$

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{(1/Z_m)^2 - (1/R_m)^2}} \tag{3.5}$$

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{(1/83,3333)^2 - (1/476,1905)^2}} = 84,6395 \text{ pu}$$

$$L_m = X_m = 84,6395 \text{ pu}$$

Os resultados são substituídos no bloco Transformador Trifásico referente ao T36, como indicado na Figura 3.6.

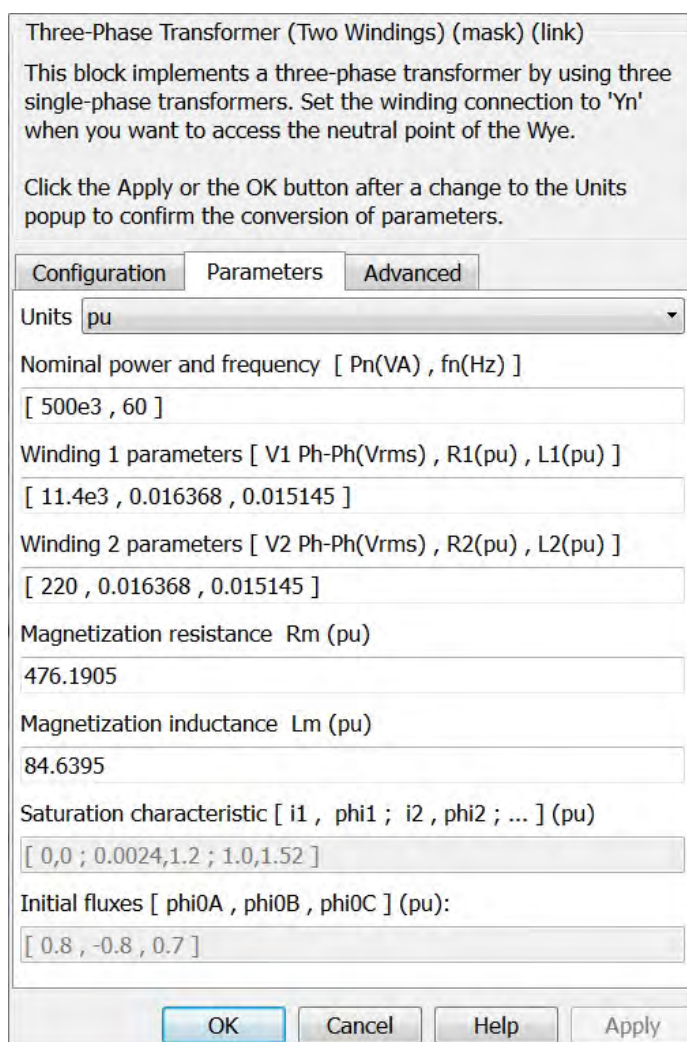


Figura 3.6 - Detalhe do bloco Transformador Trifásico T36 (Fonte: produção do próprio autor)

3.2.3 Transformador 01 (ΔY)

O cálculo dos parâmetros do T01 é análogo ao do T36. Com a impedância equivalente (Z_{eq}) fornecida na Tabela 3.2, calcula-se Z_1 e Z_2 :

$$Z_{eq} = 0,2576 + j3,0943 \%$$

$$Z_1 = Z_2 = \frac{Z_{eq}}{2} = 0,2576 + j3,0943 \% \equiv 0,002576 + j0,030943 \text{ pu}$$

$$R_1 = R_2 = 0,002576 \text{ pu}$$

$$L_1 = L_2 = 0,030943 \text{ pu}$$

O dado de perdas de circuito aberto obtido a partir do ensaio a vazio não consta nos dados do T01 na Tabela 3.2. Foi adotado, então, um valor proporcional às perdas do T36 levando em consideração a relação de potência nominal e corrente de magnetização dos transformadores. Esse valor foi:

$$P_{CA} = 7351,6 \text{ W}$$

Com isso, para uma potência base de 5 MVA (potência nominal do transformador), é possível calcular os parâmetros do ramo magnetizante R_m e L_m :

$$R_m = \frac{V_{CA}^2}{P_{CA}} \tag{3.6}$$

$$R_m = \frac{1^2}{7351,6 / 5 \cdot 10^6} = 680,1241 \text{ pu}$$

$$Z_m = \frac{V_{CA}}{I_{CA}} \tag{3.7}$$

$$Z_m = \frac{1}{1,0041 / 100} = 99,5917 \text{ pu}$$

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{(1/Z_m)^2 - (1/R_m)^2}} \tag{3.8}$$

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{(1/99,5917)^2 - (1/680,1241)^2}} = 100,6769 \text{ pu}$$

$$L_m = X_m = 100,6769 \text{ pu}$$

Os parâmetros calculados e os dados de tensão, potência e frequência são, então, substituídos no bloco Transformador Trifásico referente ao T01, como indicado na Figura 3.7. Como o T01 tem um *tap* de -5 %, a tensão do primário foi multiplicada por 0,95.

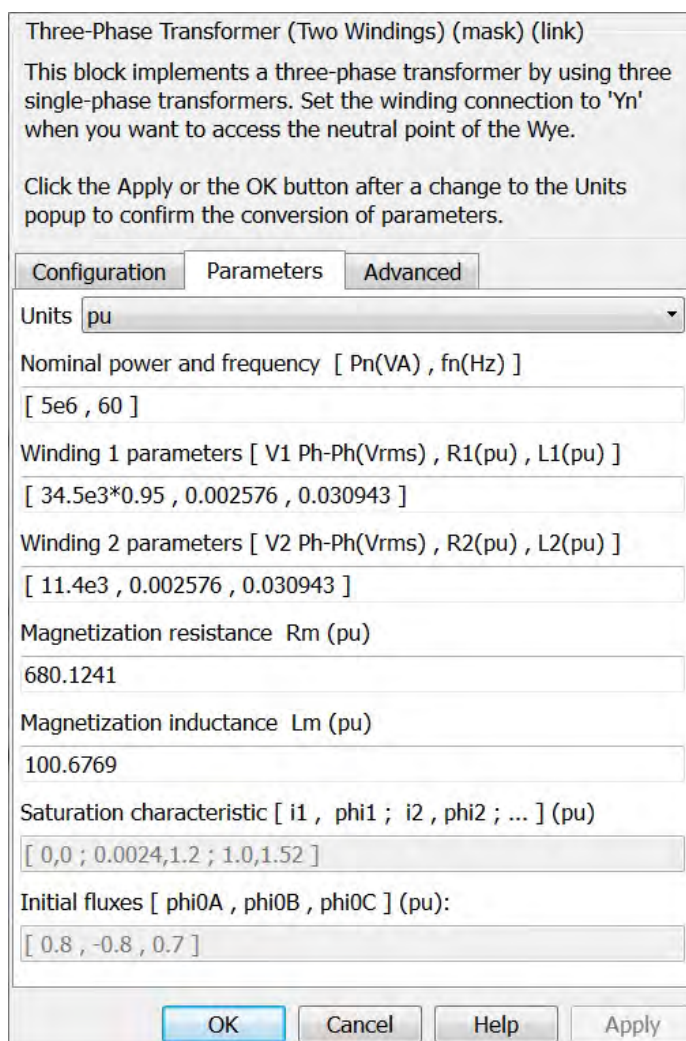


Figura 3.7 - Detalhe do bloco Transformador Trifásico T01
(Fonte: produção do próprio autor)

3.2.4 Cabos e Cargas

Os parâmetros de cada trecho de cabo aéreo e subterrâneo presentes na rede elétrica da UFES, com informações de impedância, comprimento, seção transversal e tipo de cabo podem ser encontradas em (Padua, 2011).

Como apresentado previamente na Figura 3.1, o trecho superior da rede da UFES possui 1825 metros e o trecho inferior possui 1997 metros de comprimento. Os parâmetros por quilômetro desses trechos estão dispostos na Tabela 3.3 e na Tabela 3.4.

Tabela 3.3 - Parâmetros de sequência positiva dos trechos de linha superior e inferior

Trecho	Comp. [km]	R1 [Ω /km]	L1 [mH/km]	C1 [nF/km]
Superior	1,825	0,601961644	1,102035337	25,10463562
Inferior	1,997	0,599484226	1,103989646	23,82471207

(Fonte: Padua, 2011)

Tabela 3.4 - Parâmetros de sequência zero dos trechos de linha superior e inferior

Trecho	Comp. [km]	R0 [Ω /km]	L0 [mH/km]	C0 [nF/km]
Superior	1,825	0,779605479	5,29647302	19,23752877
Inferior	1,997	0,777140711	5,35583879	17,82202303

(Fonte: Padua, 2011)

Para a distribuição das cargas da UFES, foi considerada a representação de carga uniformemente distribuída apresentada em (Kagan et al., 2010) que consiste em concentrar a metade da carga total no fim do trecho, ou então, concentrar a carga total no ponto médio do trecho. Assim, o comprimento total da linha de transmissão (LT) superior (1825 m) foi dividido pela metade e a carga total desse trecho foi posicionada entre os dois cabos, como indicado na Figura 3.2 pela carga 1 entre os cabos LT 1 e LT 2. O mesmo foi feito para o trecho inferior (1997 m). Porém, a segunda metade do cabo é desconsiderada, pois o trecho inferior é o final da linha. Então a carga total (carga 2) foi posicionada após o cabo que corresponde à metade do comprimento total do trecho (LT 3). Os parâmetros de sequência positiva e zero dos cabos LT 1, LT 2 e LT 3 estão dispostos na Tabela 3.5 e na Tabela 3.6. O detalhe dos blocos do MATLAB/Simulink[®] referente aos cabos LT 1, LT 2 e LT 3 são mostrados na Figura 3.8.

Tabela 3.5 - Parâmetros de sequência positiva dos cabos

Cabo	Comp. [km]	R1 [Ω /km]	L1 [mH/km]	C1 [nF/km]
LT 1	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LT 2	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LT 3	0,9985	0,599484226	1,103989646	23,82471207

(Fonte: Padua, 2011)

Tabela 3.6 - Parâmetros de sequência zero dos cabos

Cabo	Comp. [km]	R0 [Ω /km]	L0 [mH/km]	C0 [nF/km]
LT 1	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LT 2	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LT 3	0,9985	0,777140711	5,35583879	17,82202303

(Fonte: Padua, 2011)

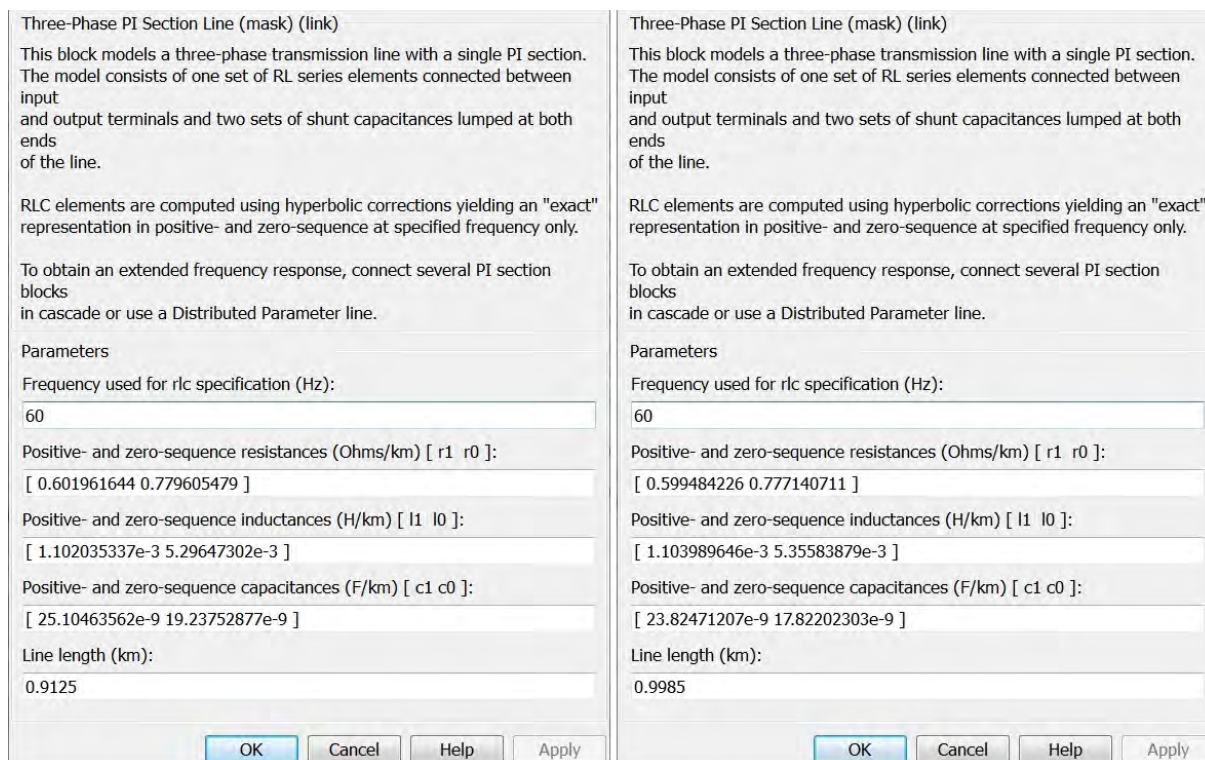


Figura 3.8 - Detalhe dos blocos LT 1 / LT 2 (à esquerda) e LT 3 (à direita)
(Fonte: produção do próprio autor)

Os valores das cargas uniformemente distribuídas 1 e 2 foram calculados a partir da potência de operação do T01 e dividida proporcionalmente de acordo com o número de transformadores em cada trecho de linha. No total, há 64 transformadores e o transformador do CT é o de número 36. Portanto, foi considerado que até o T36 há 35 transformadores no trecho de linha superior e 28 transformadores no trecho de linha inferior, totalizando 63 transformadores (excluindo-se T01). Assim, a partir da potência de operação do T01, 35/63 dessa potência foi concentrada na carga 1 e 28/63 na carga 2.

Para a modelagem das cargas da rede, foram adotados três cenários referentes ao carregamento do T01: carga leve, média e pesada. A Tabela 3.7 apresenta a potência ativa e a potência reativa para cada cenário.

Tabela 3.7 - Potência ativa e potência reativa do T01 em diferentes cenários

Potência	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
Ativa (kW)	1000	2200	2500
Reativa (kvar)	650	900	1000

(Fonte: produção do próprio autor)

Para o cenário de carga média, com uma potência ativa média ($P_{méd}$) de 2200 kW e uma potência reativa média ($Q_{méd}$) de 900 kvar, calculam-se as potências distribuídas em cada trecho de linha. Para o trecho superior (carga 1), são calculados R_{C1} e L_{C1} como:

$$P_{méd} = 2200 \text{ kW} ; Q_{méd} = 900 \text{ kvar}$$

$$P_{C1} = 2200 \cdot 10^3 \cdot (35/63) = 1222 \text{ kW}$$

$$Q_{C1} = 900 \cdot 10^3 \cdot (35/63) = 500 \text{ kvar}$$

$$R_{C1} = \frac{V^2}{P_{C1}} \tag{3.9}$$

$$R_{C1} = \frac{(11,4 \cdot 10^3)^2}{1222 \cdot 10^3} = 106,3309 \Omega$$

$$L_{C1} = \frac{V^2/Q_{C1}}{2 \cdot \pi \cdot f} \tag{3.10}$$

$$L_{C1} = \frac{(11,4 \cdot 10^3)^2 / 500 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 60} = 0,6895 \text{ H}$$

Para o trecho inferior (carga 2), R_{C2} e L_{C2} são calculados como:

$$P_{C2} = 2200 \cdot 10^3 \cdot (28/63) = 977 \text{ kW}$$

$$Q_{C2} = 900 \cdot 10^3 \cdot (28/63) = 400 \text{ kvar}$$

$$R_{C2} = \frac{V^2}{P_{C2}} \tag{3.11}$$

$$R_{C2} = \frac{(11,4 \cdot 10^3)^2}{977 \cdot 10^3} = 132,9136 \Omega$$

$$L_{C2} = \frac{V^2/Q_{C2}}{2 \cdot \pi \cdot f} \tag{3.12}$$

$$L_{C2} = \frac{(11,4 \cdot 10^3)^2 / 400 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 60} = 0,8618 \text{ H}$$

Deve ficar claro que esse é um cálculo aproximado, com o objetivo de modelar a rede e torná-la mais próximo do real. A divisão do número de transformadores por trecho foi uma estimativa baseada nos dados obtidos e foi considerado que a distribuição do carregamento dos transformadores era uniforme.

Para os cenários de carga leve e pesada, a metodologia de cálculo é a mesma, bastando efetuar os cálculos com as potências referentes a cada cenário. A Tabela 3.8 apresenta os parâmetros obtidos para os três cenários.

Tabela 3.8 - Parâmetros das cargas da rede em diferentes cenários

Parâmetro	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
R_{C1} [Ω]	233,93	106,33	93,57
L_{C1} [H]	0,9546	0,6895	0,6205
R_{C2} [Ω]	292,41	132,91	116,96
L_{C2} [H]	1,1933	0,8618	0,7756

(Fonte: produção do próprio autor)

Com os parâmetros R e L, esses valores são substituídos nos blocos do MATLAB/Simulink[®] referentes às cargas 1 e 2, como mostra a Figura 3.9.

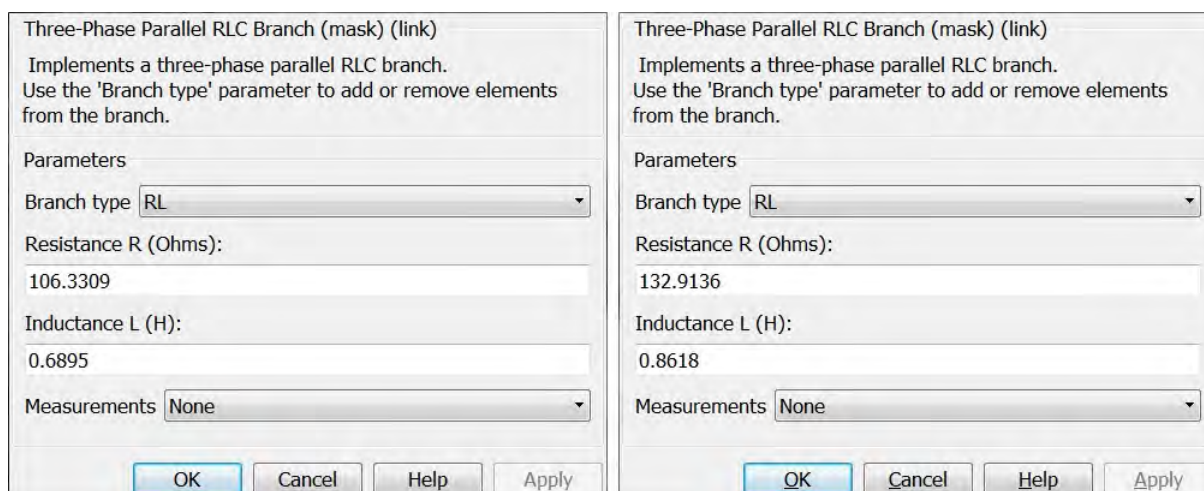


Figura 3.9 - Detalhe dos blocos da carga 1 (à esquerda) e 2 (à direita) (carga média)
(Fonte: produção do próprio autor)

3.3 Resumo dos Resultados

Nas tabelas a seguir, é apresentado um resumo dos resultados obtidos neste capítulo relevantes à análise por simulação:

Tabela 3.9 - Resumo dos parâmetros da fonte de tensão trifásica

$S_{cc_{3\phi}}$ [MVA]	Tensão [kV]	X/R	$R_{cc_{FT}}$ [Ω]	$L_{cc_{FT}}$ [mH]
626,6	34,5	9,8448	0,0512	1,47

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 3.10 - Resumo dos parâmetros dos transformadores

Trafo.	S_{nom} [kVA]	Tensão [V]	Tap [%]	R_1, R_2 [pu]	L_1, L_2 [pu]	R_m [pu]	L_m [pu]
T01	5000	34500 / 11400	-5	0,002576	0,030943	680,1241	100,6769
T36	500	11400 / 220	-	0,016368	0,015145	476,1905	84,6395

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 3.11 - Resumo dos parâmetros de sequência positiva dos cabos

Cabo	Comp. [km]	R_1 [Ω /km]	L_1 [mH/km]	C_1 [nF/km]
LT 1	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LT 2	0,9125	0,601961644	1,102035337	25,10463562
LT 3	0,9985	0,599484226	1,103989646	23,82471207

(Fonte: Padua, 2011)

Tabela 3.12 - Resumo dos parâmetros de sequência zero dos cabos

Cabo	Comp. [km]	R_0 [Ω /km]	L_0 [mH/km]	C_0 [nF/km]
LT 1	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LT 2	0,9125	0,779605479	5,29647302	19,23752877
LT 3	0,9985	0,777140711	5,35583879	17,82202303

(Fonte: Padua, 2011)

Tabela 3.13 - Resumo dos parâmetros das cargas 1 e 2 (carga leve)

Carga	P [kW]	Q [kvar]	R [Ω]	L [H]
1	555	361	233,93	0,9546
2	444	288	292,41	1,1933

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 3.14 - Resumo dos parâmetros das cargas 1 e 2 (carga média)

Carga	P [kW]	Q [kvar]	R [Ω]	L [H]
1	1222	500	106,33	0,6895
2	977	400	132,91	0,8618

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 3.15 - Resumo dos parâmetros das cargas 1 e 2 (carga pesada)

Carga	P [kW]	Q [kvar]	R [Ω]	L [H]
1	1388	555	93,57	0,6205
2	1111	444	116,96	0,7756

(Fonte: produção do próprio autor)

3.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a modelagem do sistema elétrico da UFES ao qual a microrrede está conectada. Foi apresentada a metodologia de cálculo de cada componente da rede: a fonte que representa o fornecimento de energia elétrica em 34,5 kV, o transformador no ponto de entrega de energia (PEE), o transformador do Centro Tecnológico (CT) onde a microrrede está conectada, os cabos da linha de transmissão e as cargas do sistema segundo a metodologia de cargas uniformemente distribuídas.

Capítulo 4: Microrrede Proposta

A microrrede proposta neste trabalho é composta de um sistema fotovoltaico e uma bateria, ambos de 20 kW, e as cargas do CT. Dois inversores trifásicos de meia ponte, um para o painel fotovoltaico e outro para a bateria, fazem a interface com a microrrede, sendo que os sinais de pulso dos inversores são fornecidos por controles locais. Os cabos da linha de distribuição (LD) em baixa tensão (LD 1 a LD 4) foram modelados de acordo com a disposição de cargas do CT, dividida entre os prédios do CTI, CTII, CTIII, CTV e laboratórios. A bateria e o sistema fotovoltaico estão localizados próximos ao transformador do CT e sobre o prédio do CTV, respectivamente. A Figura 4.1 mostra a microrrede desenvolvida no MATLAB/Simulink®.

Neste capítulo, serão apresentados os modelos do sistema fotovoltaico e da bateria, os controles locais e de hierarquia superior e os cálculos dos cabos e cargas.

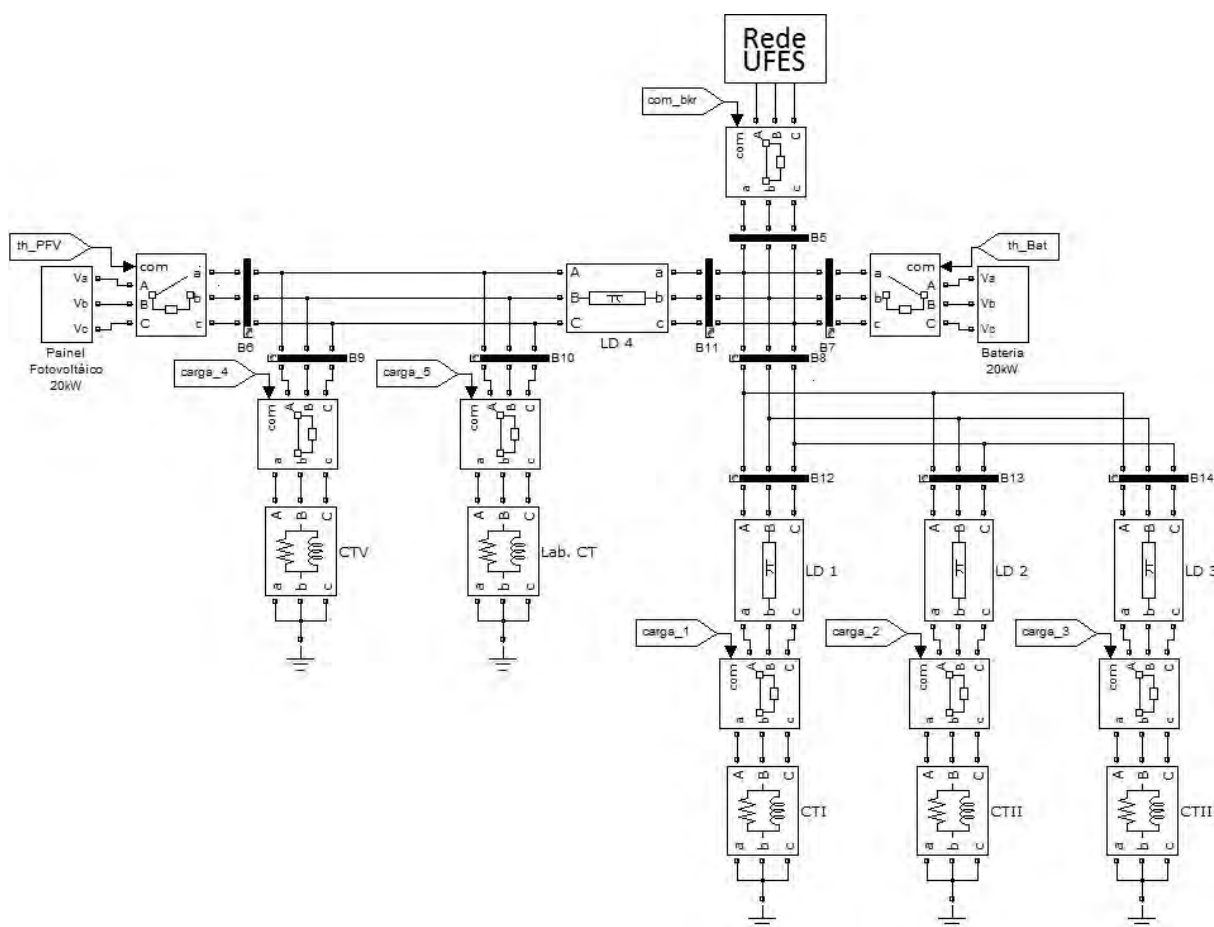


Figura 4.1 - Microrrede proposta
(Fonte: produção do próprio autor)

4.1 Sistema Fotovoltaico

Uma célula fotovoltaica funciona como uma fonte de corrente dependente da radiação solar e temperatura, e pode ser modelada como uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, conforme o circuito equivalente mostrado na Figura 4.2 (Adamidis et al., 2010). A resistência em série (R_S) é causada pelo fato da célula solar não ser um condutor perfeito, e a resistência em paralelo (R_{SH}) é causada pela fuga de corrente através da isolação. Numa célula solar ideal, $R_S = 0$ e $R_{SH} = \infty$. I_{PH} é a corrente gerada pela conversão de energia solar em energia elétrica, I_D é a corrente do diodo, I_{SH} é a corrente do ramo *shunt* (paralelo), e I_{PV} e V_{PV} são a corrente e a tensão fornecidas pela célula solar, respectivamente. A associação série e paralelo de células fotovoltaicas formam um painel fotovoltaico.

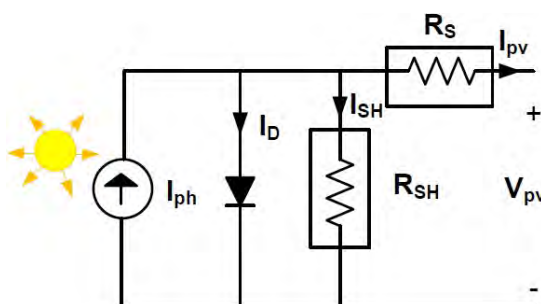


Figura 4.2 - Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica
(Fonte: Adamidis et al., 2010)

Para este trabalho, o painel fotovoltaico foi modelado como uma fonte de corrente com geração máxima de 20 kW como mostra a Figura 4.3. O bloco Fonte de Corrente Controlada converte o sinal de entrada em uma fonte de corrente equivalente. Para efeito de simulação, foi adotada uma potência de geração constante, indicando que a radiação solar sobre o painel fotovoltaico é constante. Assim, a corrente é calculada como a razão entre a potência de referência (P^*) de 20 kW e a tensão do *link* CC (V_{CC}) de 450 V.

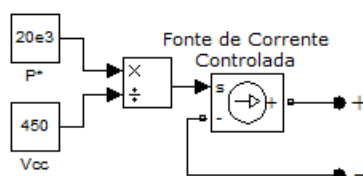


Figura 4.3 - Modelo do painel fotovoltaico como fonte de corrente constante
(Fonte: produção do próprio autor)

A escolha da tensão do *link* CC de 450 V foi determinada pela Equação (4.1), que relaciona a tensão de saída do conversor (V_{Ao}) com a taxa de modulação de amplitude (m_a) e a tensão do *link* CC (V_d) (Mohan et al., 1995).

$$V_{Ao} = m_a \cdot \frac{V_d}{2} \quad (4.1)$$

A taxa de modulação de amplitude (m_a) é definida como a razão entre a amplitude do sinal de controle e a amplitude do sinal triangular. Um valor típico para m_a é de 0,8. Assim:

$$180 = 0,8 \cdot \frac{V_d}{2} \Rightarrow V_d = 450 \text{ V}$$

A Figura 4.4 apresenta o modelo completo do sistema fotovoltaico implementado no MATLAB/Simulink®. Os terminais do painel estão conectados a um capacitor e, este, a um inversor trifásico de meia ponte, sendo que os sinais de pulso do inversor são fornecidos por um controle de corrente cuja referência de potência é dada pelo controle do *link* CC. Por fim, o inversor está conectado a um filtro LCL para tratamento do sinal. O capacitor utilizado possui uma capacitância de 10 mF.

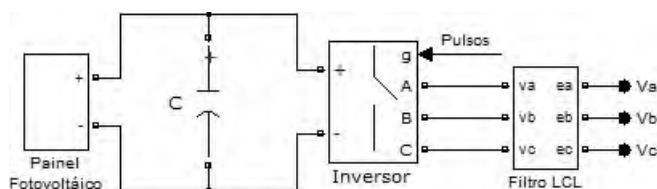


Figura 4.4 - Modelo completo do sistema fotovoltaico com inversor e filtro LCL
(Fonte: produção do próprio autor)

4.1.1 Controle do *Link* CC

A tensão do *link* CC pode variar por causa do desequilíbrio de fluxo de potência entre a potência de geração e a potência transmitida para a rede. Quando a potência de entrada do capacitor, proveniente da corrente gerada pelo painel fotovoltaico, for maior que a potência de saída, a tensão do *link* CC aumenta e, quando a potência de entrada for menor que a de saída, a tensão diminui. O controle, então, atua de forma a manter tensão constante no *link* CC, garantindo o equilíbrio de potência incidente e transmitida (Hu et al., 2009).

A Figura 4.5 mostra o controle de tensão do *link* CC utilizado neste trabalho. O controlador PI atua de forma a reduzir o sinal de erro entre a tensão de referência (V_{cc_ref}) e a tensão medida (V_{cc_med}). O sinal de saída (P^*) é a potência de referência para o controle de corrente (Hagiwara et al., 2011). O ganho proporcional (K_p) para o controlador PI é 1 e o ganho integral (K_i) é 10. Esses ganhos foram sintonizados empiricamente.

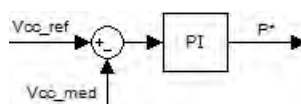


Figura 4.5 - Controle de tensão do *link* CC
(Fonte: produção do próprio autor)

4.1.2 Controle de Corrente

O controle de corrente calcula a tensão de referência para o inversor a partir dos valores de referência de potência e das medições locais de tensão e corrente. A Figura 4.6 mostra o diagrama de blocos do controle de corrente e a Figura 4.7 mostra o controle implementado no MATLAB/Simulink®.

A referência de potência ativa (P^*) é calculada pelo controle de tensão do *link* CC e a referência de potência reativa (Q^*) foi definida como zero. V_{abc} e I_{abc} são, respectivamente, as tensões e correntes (em pu) medidas no ponto de conexão do painel fotovoltaico e da bateria, cada qual com sua medição independente. A tensão de comando para o inversor (V_{abc}^*) é determinada pelo desacoplamento das correntes de alimentação (I_{abc}). A partir da tensão de referência, é gerado um sinal PWM que aciona o inversor (Hagiwara et al., 2011).

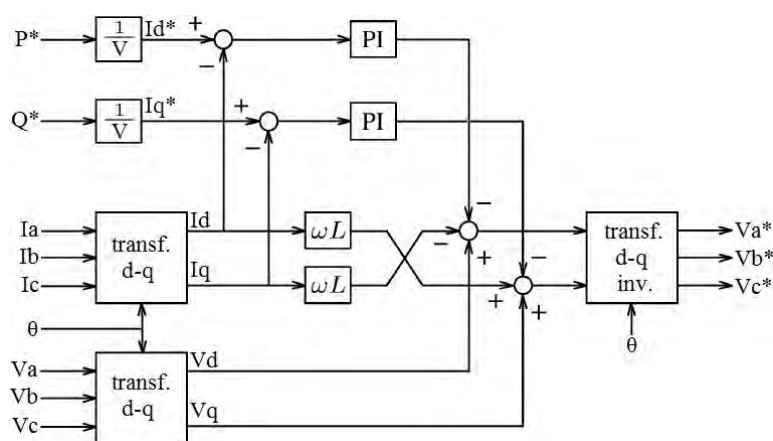


Figura 4.6 - Diagrama de blocos do controle de corrente
(Fonte: Hagiwara et al., 2011, modificado pelo próprio autor)

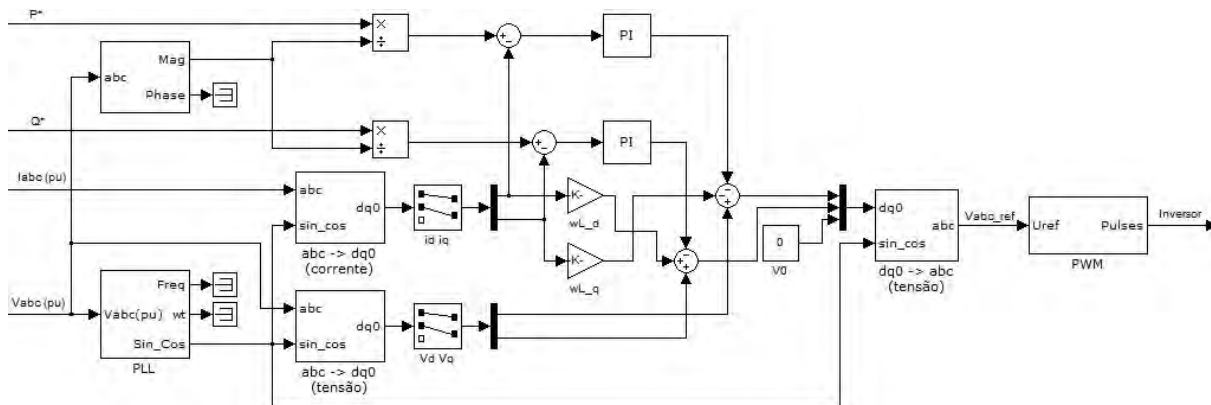


Figura 4.7 - Controle de corrente implementado no MATLAB/Simulink®
(Fonte: produção do próprio autor)

O ganho proporcional (K_P) para os controladores PI é 70 e o ganho integral (K_I) é 500 (valores obtidos empiricamente). O desacoplamento é dado pelo produto da velocidade angular ($\omega = 2\pi f$) pela indutância série na saída do inversor, ou seja, pela indutância do filtro LCL (2,1089 mH). A frequência da portadora do gerador PWM é de 10 kHz.

4.1.3 Filtro LCL

O projeto do filtro LCL teve como base a metodologia apresentada em (Matos et al., 2010) e (Sun et al., 2009). A Figura 4.8 mostra o filtro LCL implementado no MATLAB/Simulink®.

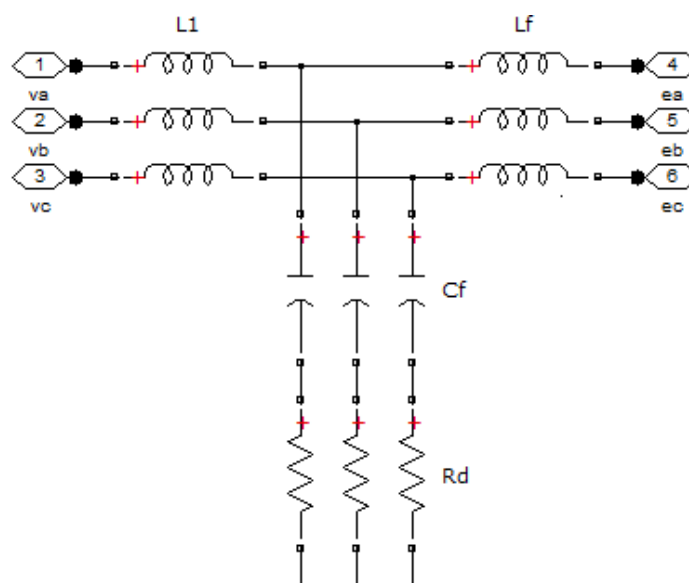


Figura 4.8 - Filtro LCL implementado no MATLAB/Simulink®
(Fonte: produção do próprio autor)

A escolha dos parâmetros do filtro depende da potência do conversor (P_n), da tensão nominal eficaz do filtro (e), da frequência da rede (f_n) e da frequência de chaveamento do conversor (f_s). Os valores utilizados foram:

$$P_n = 20 \text{ kW} ; e = 220 \text{ V} ; f_n = 60 \text{ Hz} ; f_s = 10 \text{ kHz}$$

Assim, os valores do filtro serão normalizados em relação aos valores base, conforme as Equações (4.2) e (4.3).

$$Z_b = \frac{e^2}{P_n} \quad (4.2)$$

$$Z_b = \frac{220^2}{20 \cdot 10^3} = 2,42 \Omega$$

$$C_b = \frac{1}{\omega_n Z_b} \quad (4.3)$$

$$C_b = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 2,42} = 1,0961 \text{ mF}$$

O indutor L_1 do filtro será calculado em função da corrente de *ripple* máxima admissível (i_{ripple}). Essa corrente é 3,5 % maior que a corrente de pico (i_{pico}) e é calculada conforme a Equação (4.4). A Equação (4.5) calcula L_1 .

$$i_{\text{ripple}} = 0,035 \cdot i_{\text{pico}} = 0,035 \cdot \frac{P_n}{\sqrt{\frac{3}{2}} \cdot e} \quad (4.4)$$

$$i_{\text{ripple}} = 0,035 \cdot \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{\frac{3}{2}} \cdot 220} = 2,5979 \text{ A}$$

$$L_1 = \frac{e}{2 \cdot \sqrt{6} \cdot f_s \cdot i_{\text{ripple}}} \quad (4.5)$$

$$L_1 = \frac{220}{2 \cdot \sqrt{6} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 2,5979} = 1,7286 \text{ mH}$$

O valor do indutor L_f é relacionado ao indutor L_1 através do parâmetro r , estimado pela equação de atenuação de corrente, apresentada na Equação (4.6). Normalmente, o valor escolhido de atenuação por questões práticas é de 20 %, o que leva a um valor de $r = 0,22$, como mostra a Figura 4.9. A Equação (4.7) calcula L_f . O valor do capacitor do filtro está

limitado pela potência reativa que circula no sistema, através do parâmetro $x = 5\%$, conforme Equação (4.8).

$$\frac{i_g(h_s)}{i(h_s)} = \frac{1}{|1 + r(1 - ax)|} \quad (4.6)$$

$$L_f = r \cdot L_1 \quad (4.7)$$

$$L_f = 0,22 \cdot 1,7286 \cdot 10^{-3} = 0,3803 \text{ mH}$$

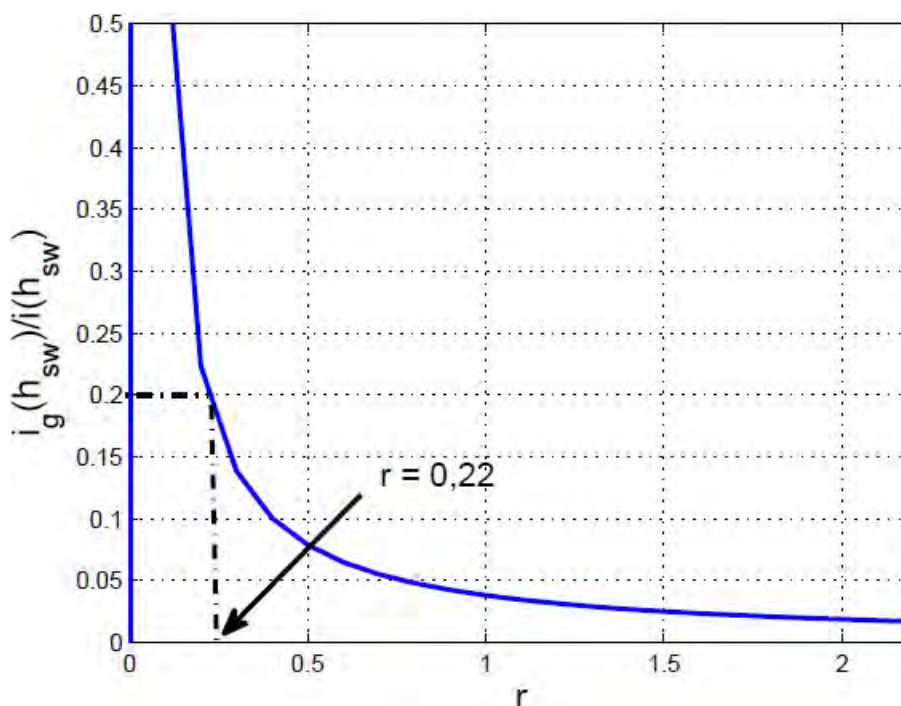


Figura 4.9 - Curva de atenuação da corrente injetada pelo filtro LCL (Fonte: Matos et al., 2010)

$$C_f = x \cdot \frac{P_n}{\omega_n e^2} \quad (4.8)$$

$$C_f = 0,05 \cdot \frac{20 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 60 \cdot 220^2} = 54,805 \mu\text{F}$$

Para evitar um baixo fator de potência, de uma maneira geral, a potência reativa causada por C_f deve ser menor ou igual a 15% da capacitância base (C_b). Com os valores calculados, essa condição é satisfeita, conforme é verificado abaixo:

$$C_f \leq 15\%C_b \Rightarrow 54,805 \mu\text{F} \leq 0,15 \cdot 1,0961 \text{ mF} \Rightarrow 54,805 \mu\text{F} \leq 164,42 \mu\text{F}$$

A frequência de ressonância (f_{res}) deve estar dentro de uma faixa que não crie problemas de ressonância nas frequências mais baixas e mais altas, isto é, entre dez vezes a frequência da rede (f_n) e a metade da frequência de chaveamento (f_s). Então, $10f_n < f_{res} < 1/2f_s$. A frequência de ressonância é calculada como:

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{L_1 + L_f}{L_1 L_f C_f}} \quad (4.9)$$

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{1,7286 \cdot 10^{-3} + 0,3803 \cdot 10^{-3}}{1,7286 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3803 \cdot 10^{-3} \cdot 54,805 \cdot 10^{-6}}} = 1,2177 \text{ kHz}$$

$$10f_n < f_{res} < 1/2 f_s \Rightarrow 600 \text{ Hz} < 1,2177 \text{ kHz} < 5 \text{ kHz}$$

Portanto, o intervalo de frequência foi satisfeito. O valor do resistor R_d deve ser otimizado, levando em consideração a resposta dinâmica do filtro, a frequência de ressonância e as perdas geradas em baixa frequência. O valor inicial de R_d (R_{d0}) é definido como o dobro da impedância do capacitor na frequência de ressonância.

$$R_{d0} = 2 \cdot \frac{1}{\omega_{res} C_f} \quad (4.10)$$

$$R_{d0} = 2 \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f_{res} \cdot C_f} = 2 \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot 1,2177 \cdot 10^3 \cdot 54,805 \cdot 10^{-6}} = 4,7697 \Omega$$

O valor adotado de R_d para este filtro foi 5 vezes maior que R_{d0} :

$$R_d = 5 \cdot R_{d0} = 5 \cdot 4,7697 = 23,8486 \Omega$$

Com isso, todos os parâmetros do filtro LCL foram calculados e estes são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Parâmetros do filtro LCL

L_1 (mH)	L_f (mH)	C_f (μ F)	R_d (Ω)
1,7286	0,3803	54,805	23,8486

(Fonte: produção do próprio autor)

O comportamento do filtro é representado pela função de transferência $G_1(s)$ que relaciona a corrente na rede $i_g(s)$ com a corrente no conversor $i(s)$, apresentada na Equação (4.11). A Figura 4.10 apresenta a resposta em frequência do filtro LCL projetado.

$$G_1(s) = \frac{i_g(s)}{i(s)} = \frac{C_f R_d s + 1}{L_1 C_f s^2 + C_f R_d s + 1} \quad (4.11)$$

$$G_1(s) = \frac{1,31 \cdot 10^{-3} + 1}{94,74 \cdot 10^{-9} s^2 + 1,31 \cdot 10^{-3} s + 1}$$

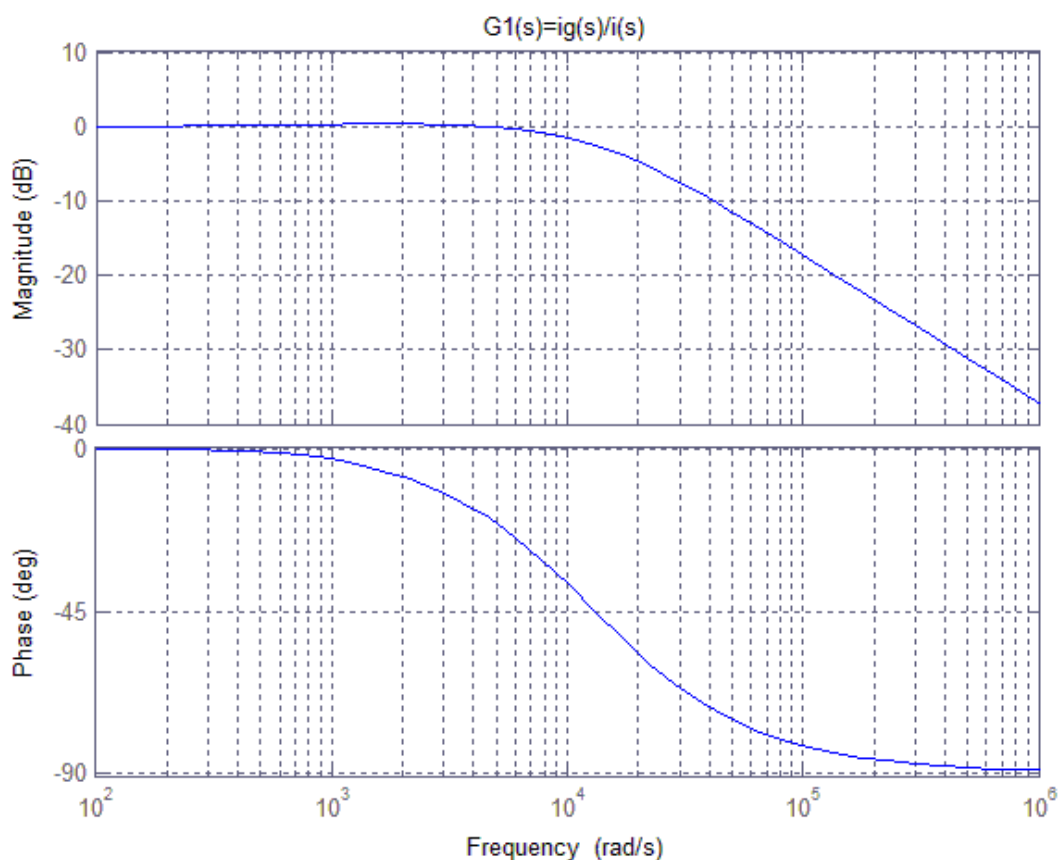


Figura 4.10 - Resposta em frequência do filtro LCL
(Fonte: produção do próprio autor)

4.2 Bateria

O modelo de bateria utilizado neste trabalho é o de uma fonte de tensão controlada em série com uma resistência (Tremblay, 2007). Esse modelo está disponível na biblioteca *SimPowerSystems* do MATLAB/Simulink® e é apresentado na Figura 4.11. A Figura 4.12 mostra o modelo completo da bateria com inversor e filtro LCL.

A interface da bateria com a microrrede é feita através de um inversor trifásico de meia ponte e os sinais de disparo são gerados a partir do controle de corrente previamente apresentado. Os parâmetros do filtro e o valor da capacitância do *link* CC são os mesmos utilizados para o painel fotovoltaico. A bateria fornece 450 V em seus terminais e possui uma capacidade de 100 Ah.

A bateria pode assumir duas estratégias de controle, dependendo do modo de operação da microrrede: controle PQ e controle VSI. Quando a microrrede está conectada à rede, a bateria assume o controle PQ e não participa do controle de tensão e frequência da microrrede, regulando apenas o fluxo de potência da microfonte. No modo conectado, a bateria pode se carregar, dependendo do seu estado de carga (SOC - *State of Charge*). Os valores de referência das potências ativa e reativa para o controle PQ são definidos pela CCMR.

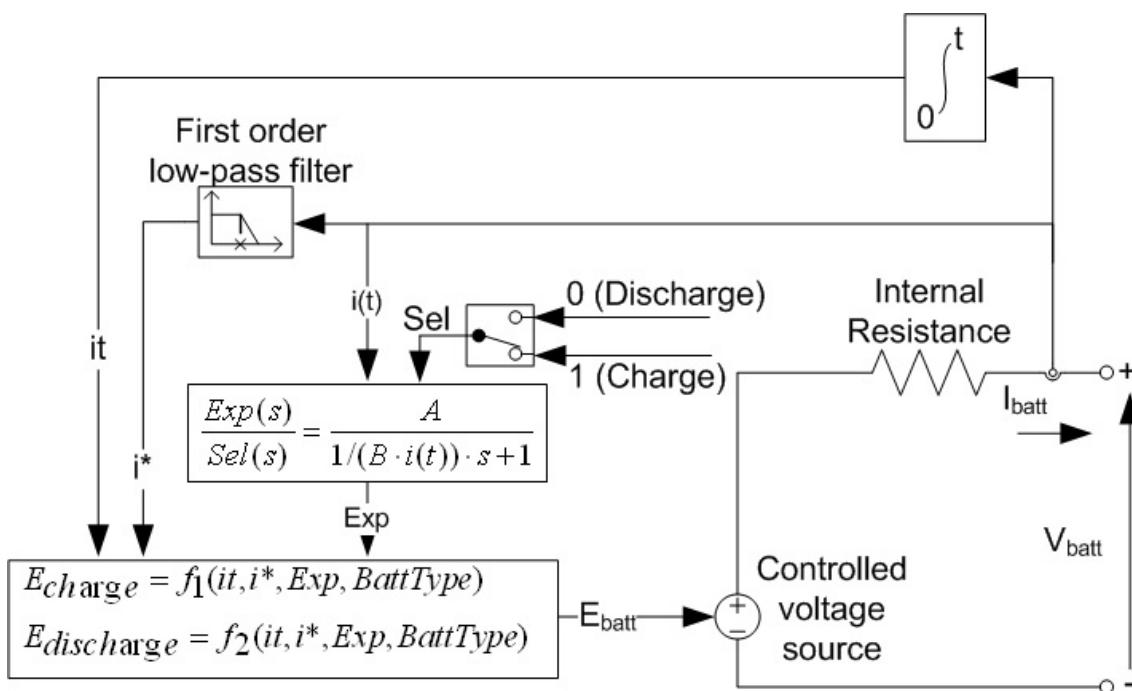


Figura 4.11 - Modelo de bateria do MATLAB/Simulink®
(Fonte: biblioteca *SimPowerSystems* do MATLAB/Simulink®)

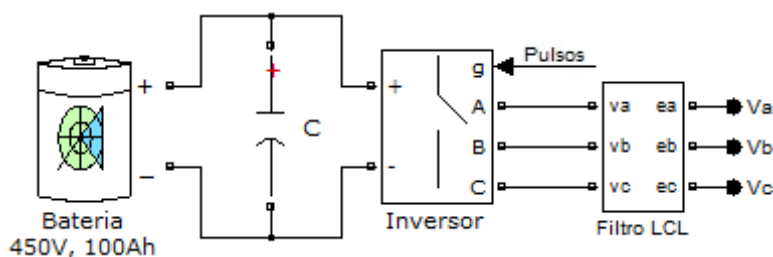


Figura 4.12 - Modelo completo da bateria com inversor e filtro LCL
(Fonte: produção do próprio autor)

Quando ocorre o ilhamento, a estratégia de controle da bateria alterna para o controle VSI e a mesma funciona como uma fonte de tensão controlada a fim de regular tensão e frequência e equilibrar geração e consumo. Nesse controle, a referência para as potências ativa e reativa são calculadas a partir do controle *droop*.

4.2.1 Controle *droop*

Em redes de transmissão, a reatância indutiva é consideravelmente maior que a resistência ($X \gg R$) e a resistência pode ser desprezada. Dessa forma, os fluxos de potência ativa e reativa dependem, respectivamente, da diferença angular e da diferença de tensão entre o terminal emissor e o receptor. Porém, em redes de distribuição, a resistência é maior que a reatância indutiva ($R \gg X$) e a relação se inverte: o fluxo de potência ativa passa a depender principalmente da diferença de tensão e o fluxo de potência reativa da diferença angular (Laaksonen et al., 2005).

Baseado na relação entre tensão e potência ativa e entre frequência e potência reativa, foi desenvolvido o controle *PV-droop* e *Qf-droop* adequados para o controle da tensão e frequência durante o ilhamento da microrrede. A Figura 4.13 mostra o princípio do controle *droop* (Hatzigiorgiou, 2002) e a Figura 4.14 mostra o controle em blocos implementado no MATLAB/Simulink® (Laaksonen et al., 2005).

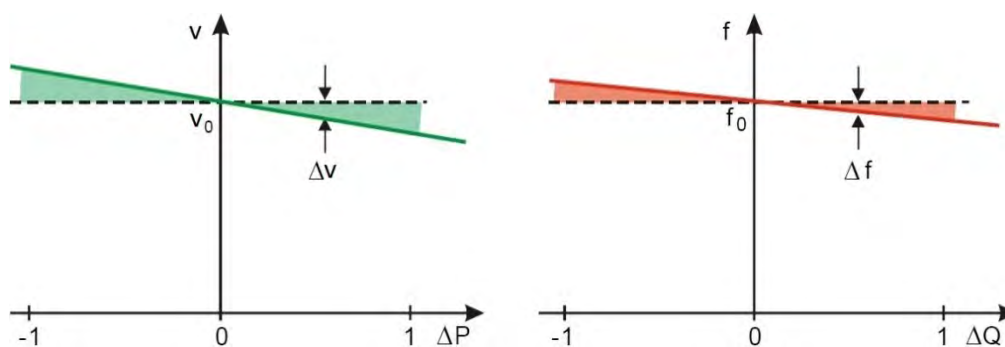


Figura 4.13 - Característica do controle *droop*
(Fonte: Hatzigiorgiou, 2002)

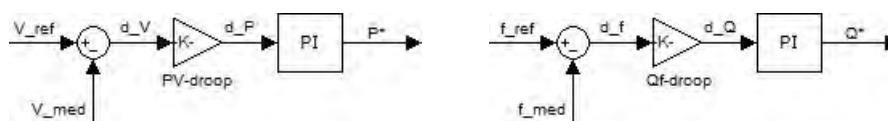


Figura 4.14 - Controle *PV-droop* (à esquerda) e controle *Qf-droop* (à direita)
(Fonte: produção do próprio autor)

A característica *droop* faz uso da relação entre potência ativa e tensão, e potência reativa e frequência, no caso de redes de baixa tensão. Se a tensão da microrrede diminui, é porque a geração não é suficiente para suprir as cargas associadas à microrrede. O controle *droop*, então, percebe esse desvio de tensão em relação à referência e injeta a potência ativa necessária para suprir as cargas, elevando a tensão. No caso contrário, se a geração é maior que o consumo, a tensão da microrrede se eleva e o controle *droop* ajusta a referência de potência ativa para que a bateria absorva o excedente de potência. No controle apresentado na Figura 4.14, a diferença entre a tensão de referência (V_{ref}) e a tensão medida (V_{med}) resulta numa variação de potência definida pela inclinação da característica do controle *droop* da bateria. A partir dessa variação de potência, é realizado o controle da injeção de potência, sendo que a saída do controlador PI (P^*) se torna a referência de potência para o controle de corrente. A abordagem é análoga para o controle *Qf-droop*.

O ajuste do ganho *droop* (K_{droop}) é feito pela característica do armazenador de energia. A Tabela 4.2 apresenta os ganhos do controle *droop* utilizados neste trabalho. Esses ganhos foram sintonizados empiricamente.

Tabela 4.2 - Ganhos do controle *droop*

Controle	K_{droop}	K_P	K_I
PQ-droop	100	1	250
Qf-droop	100	20	90

(Fonte: produção do próprio autor)

4.3 Cargas

O transformador 36 (T36) alimenta os laboratórios e os Centros Tecnológicos I, II, III e V. Por simplicidade, foi considerado que a carga total de cada prédio (iluminação, computadores, ar-condicionados, máquinas, entre outros equipamentos) está concentrada em uma única carga equivalente, referente a cada prédio, totalizando cinco cargas. A modelagem das cargas foi realizada a partir da média semanal de consumo de potência ativa e potência reativa do T36, apresentada na Figura 4.15 (Padua, 2011). Apesar de a geração do sistema fotovoltaico variar ao longo do dia de acordo com a incidência solar, para as simulações, a geração foi considerada constante por se tratar de um curto espaço de tempo.

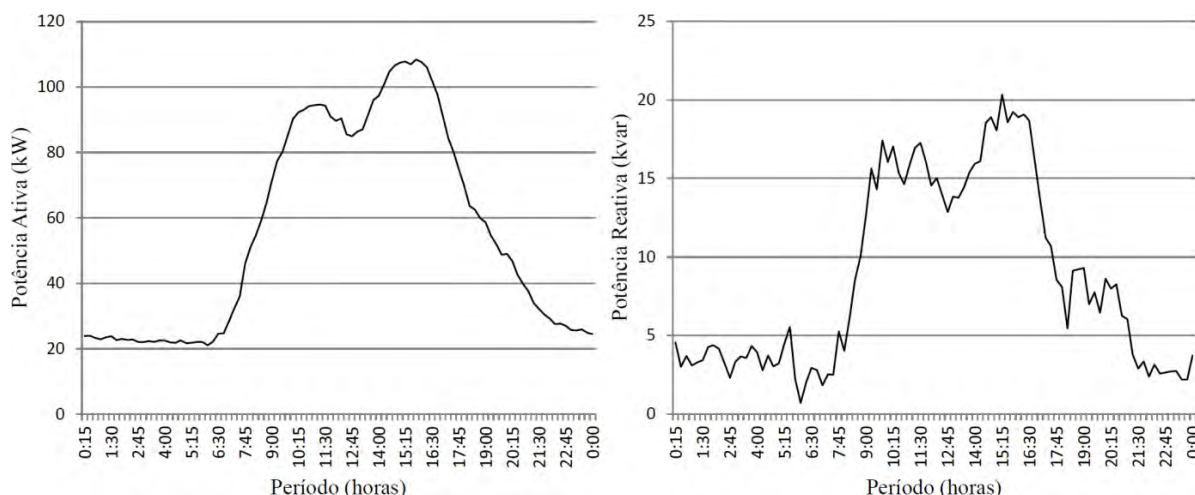


Figura 4.15 - Média semanal (seg/sex) de potência ativa e potência reativa do T36 (Fonte: Padua, 2011)

Para a modelagem das cargas, foram adotados três cenários: carga leve, média e pesada. A Tabela 4.3, Tabela 4.4 e Tabela 4.5 apresentam a divisão de potência ativa e potência reativa para cada carga nos cenários de carga leve, média e pesada, respectivamente.

Tabela 4.3 - Potência das cargas da microrrede (cenário de carga leve)

Potência	CTI	CTII	CTIII	CTV	Laboratórios	Total
Ativa (kW)	3,88	3,88	3,88	5,83	5,83	23,3
Reativa (kvar)	0,583	0,583	0,583	0,875	0,875	3,5

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 4.4 - Potência das cargas da microrrede (cenário de carga média)

Potência	CTI	CTII	CTIII	CTV	Laboratórios	Total
Ativa (kW)	5	10	15	20	10	60
Reativa (kvar)	2	2	2	2	2	10

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 4.5 - Potência das cargas da microrrede (cenário de carga pesada)

Potência	CTI	CTII	CTIII	CTV	Laboratórios	Total
Ativa (kW)	17,72	17,72	17,72	26,58	26,58	106,3
Reativa (kvar)	3,10	3,10	3,10	4,65	4,65	18,6

(Fonte: produção do próprio autor)

Com isso, calculam-se os parâmetros de resistência (R) e indutância (L) de cada carga pelas Equações (4.12) e (4.13). Os cálculos apresentados a seguir são referentes ao cenário de carga média.

$$R = \frac{V^2}{P} \quad (4.12)$$

$$L = \frac{V^2/Q}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (4.13)$$

Para a carga do CTI (5 kW, 2 kvar):

$$R = \frac{220^2}{5 \cdot 10^3} = 9,68 \, \Omega$$

$$L = \frac{220^2/2 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 60} = 0,0642 \, \text{H}$$

A potência reativa das cargas são todas iguais, portanto as indutâncias são iguais a 0,0642 H. Para a carga do CTII e dos laboratórios (10 kW, 2 kvar):

$$R = \frac{220^2}{10 \cdot 10^3} = 4,84 \, \Omega$$

Para a carga do CTIII (15 kW, 2 kvar):

$$R = \frac{220^2}{15 \cdot 10^3} = 3,2267 \, \Omega$$

E finalmente, para a carga do CTV (20 kW, 2 kvar):

$$R = \frac{220^2}{20 \cdot 10^3} = 2,42 \, \Omega$$

A Tabela 4.6 apresenta os parâmetros R e L calculados para cada carga da microrrede no cenário de carga média. Para os cenários de carga leve e pesada a metodologia de cálculo é

a mesma, bastando utilizar as Equações (4.12) e (4.13) e efetuar os cálculos com as potências referentes a cada cenário. A Tabela 4.7 e a Tabela 4.8 apresentam os parâmetros R e L para os cenários de carga leve e pesada, respectivamente. Esses valores são, então, substituídos nos blocos de carga do MATLAB/Simulink[®].

Tabela 4.6 - Parâmetros R e L das cargas da microrrede (cenário de carga média)

Parâmetro	CTI	CTII	CTIII	CTV	Laboratórios
Resistência (Ω)	9,68	4,84	3,2267	2,42	4,84
Indutância (H)	0,0642	0,0642	0,0642	0,0642	0,0642

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 4.7 - Parâmetros R e L das cargas da microrrede (cenário de carga leve)

Parâmetro	CTI	CTII	CTIII	CTV	Laboratórios
Resistência (Ω)	12,47	12,47	12,47	8,3	8,3
Indutância (H)	0,2202	0,2202	0,2202	0,1467	0,1467

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 4.8 - Parâmetros R e L das cargas da microrrede (cenário de carga pesada)

Parâmetro	CTI	CTII	CTIII	CTV	Laboratórios
Resistência (Ω)	2,73	2,73	2,73	1,82	1,82
Indutância (H)	0,0414	0,0414	0,0414	0,0276	0,0276

(Fonte: produção do próprio autor)

4.4 Cabos

Os comprimentos dos cabos de baixa tensão da microrrede foram obtidos a partir do mapa do CT obtido no *Google Earth*, como ilustrado na Figura 4.16. O mapa está em escala e mostra a distância da SE08 aos prédios que compõem as cargas da microrrede.

A Figura 4.17 mostra o detalhe do bloco do MATLAB/Simulink[®] referente ao cabo LD 1 apenas. A Tabela 4.9 mostra o comprimento dos cabos e a Tabela 4.10 mostra os parâmetros de sequência positiva e zero por quilômetro.



Figura 4.16 - Mapa do CT com as distâncias da SE08 aos prédios
(Fonte: produção do próprio autor)

Three-Phase PI Section Line (mask) (link)

This block models a three-phase transmission line with a single PI section. The model consists of one set of RL series elements connected between input and output terminals and two sets of shunt capacitances lumped at both ends of the line.

RLC elements are computed using hyperbolic corrections yielding an "exact" representation in positive- and zero-sequence at specified frequency only.

To obtain an extended frequency response, connect several PI section blocks in cascade or use a Distributed Parameter line.

Parameters

Frequency used for rlc specification (Hz):

Positive- and zero-sequence resistances (Ohms/km) [r1 r0]:

Positive- and zero-sequence inductances (H/km) [l1 l0]:

Positive- and zero-sequence capacitances (F/km) [c1 c0]:

Line length (km):

OK Cancel Help Apply

Figura 4.17 - Detalhe do bloco LD 1
(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 4.9 - Comprimento dos cabos de baixa tensão da microrrede

Linha	LD 1 (CTI)	LD 2 (CTII)	LD 3 (CTIII)	LD 4 (CTV e Labs.)
Comp. (m)	40,69	29,74	76,39	36,99

(Fonte: produção do próprio autor)

Tabela 4.10 - Parâmetros dos cabos de baixa tensão da microrrede

R1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	L1 (mH/km)	L0 mH/km	C1 (nF/km)	C0 (nF/km)
0,6	0,93028	1,162547	3,962879	10	10

(Fonte: produção do próprio autor)

4.5 Intelligent Electronic Device (IED)

Quando a microrrede se encontra ilhada e o serviço da rede principal retorna, inicia-se o processo de sincronização para posterior reconexão com a rede. Para isso, a diferença entre os níveis de tensão, frequência e defasamento angular da rede e da microrrede devem ser mínimos. Somente quando a microrrede está sincronizada com a rede, é possível fazer a reconexão, e as cargas que foram eventualmente rejeitadas durante a operação ilhada são religadas.

As medições de tensão, frequência e fase, a comparação e a verificação dos critérios de sincronização são realizadas pelo IED (*Intelligent Electronic Device*). A Figura 4.18 mostra o funcionamento do IED.

O IED é responsável por controlar a chave que conecta e desconecta a microrrede da rede. Como mostra a Figura 4.18, o IED recebe os dados de medição de tensão, frequência e fase da rede e da microrrede e faz a comparação. Se o resultado estiver dentro de um limite pré-estabelecido e a reconexão for solicitada pela CCMR, a microrrede está apta a se reconectar e a chave é fechada. A Tabela 4.11 apresenta os critérios de sincronização adotados neste trabalho (Cho et al., 2011).

A Figura 4.19 apresenta o IED implementado no MATLAB/Simulink[®]. São coletados os dados de medição de tensão, frequência e fase da rede e da microrrede e comparados com os critérios de sincronização apresentados na Tabela 4.11. Se os 3 critérios forem satisfeitos e o serviço da rede for restabelecido (detec_falta) e a CCMR tiver solicitado a reconexão (com_permissivo), a saída (com_breaker) será igual a 1 e a chave é fechada, estabelecendo a reconexão.

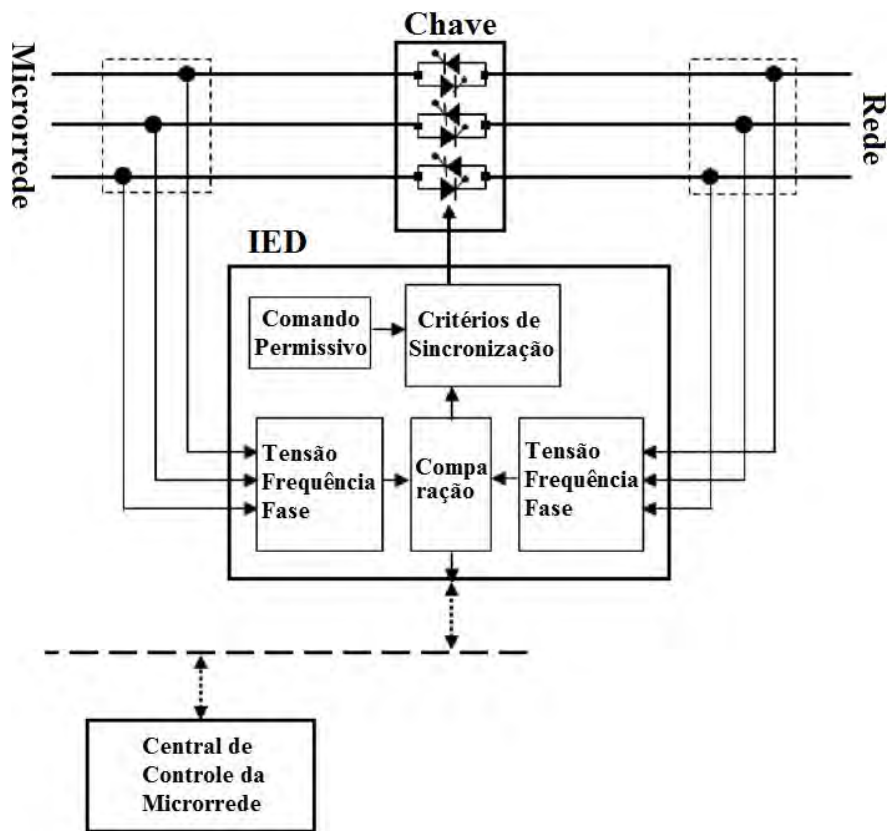


Figura 4.18 - Esquema de funcionamento do IED
(Fonte: Cho et al., 2011, modificado pelo próprio autor)

Tabela 4.11 - Critérios de sincronização

Diferença de tensão	$< \pm 3 \%$
Diferença de frequência	$< \pm 0,1 \text{ Hz}$
Diferença de fase	$< \pm 2^\circ$

(Fonte: Cho et al., 2011)

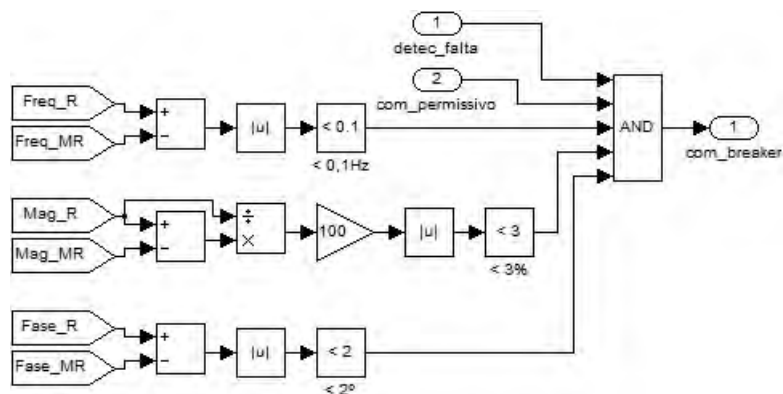


Figura 4.19 - IED implementado no MATLAB/Simulink®
(Fonte: produção do próprio autor)

4.6 Central de Controle da Microrrede (CCMR)

A Figura 4.20 mostra a estrutura do controle de sincronização implementado na CCMR. O controle gera os sinais de comando de *offset* de tensão e frequência para o controle *droop* da bateria. As entradas do controle são as diferenças de tensão (d_V), frequência (d_{Freq}) e fase (d_{Fase}) entre a rede e a microrrede. O objetivo do controle é minimizar esses três sinais para satisfazer aos critérios de sincronização, apresentados previamente na Tabela 4.11 (Cho et al., 2011).

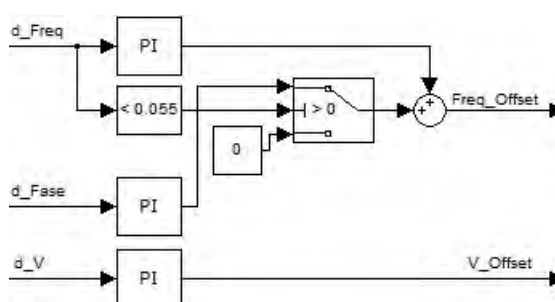


Figura 4.20 - Controle de sincronização implementado na CCMR
(Fonte: produção do próprio autor)

Quando a frequência da microrrede for igual à da rede, a chave não pode fechar se houver uma diferença de fase. Em contrapartida, se a diferença de frequência for grande, o controle de fase não deve operar, pois pode interferir com o controle de frequência e o resultado seria imprevisível. Então, o controle de fase só entra quando a diferença de frequência estiver abaixo de certo valor. Como mostra a Figura 4.20, o sinal da diferença de fase é anulado por uma chave seletora até que a diferença de frequência seja pequena o bastante. Depois disso, o sinal da diferença de fase é alimentado no controlador PI e adicionado ao sinal de controle de frequência para minimizar o erro. O limite adotado neste trabalho é de 0,055 Hz. Isso quer dizer que o controle de fase só poderá mudar o *offset* de frequência quando a diferença de frequência for menor que 0,055 Hz (Cho et al., 2011).

Como no caso do controle da diferença de frequência, o sinal da diferença de tensão alimenta um controlador PI para gerar o sinal de *offset* de tensão para o controle *droop* da bateria. A Tabela 4.12 apresenta os ganhos do controle de sincronização utilizados neste trabalho, obtidos empiricamente.

Tabela 4.12 - Ganhos do controle de sincronização

Controle	K_P	K_I
Frequência	0,1	0
Fase	0,01	0
Tensão	0,1	10

(Fonte: produção do próprio autor)

4.7 Controle de Operação da Bateria

A Figura 4.21 mostra a estrutura do controle de operação da bateria para o controle de potência ativa/reactiva e para o controle de tensão/frequência. Dependendo do estado de conexão com a rede, existem dois modos de operação. De acordo com o comando do modo de operação, a bateria muda a estrutura de controle interno para operar em modo ilhado ou conectada à rede (Cho et al., 2011).

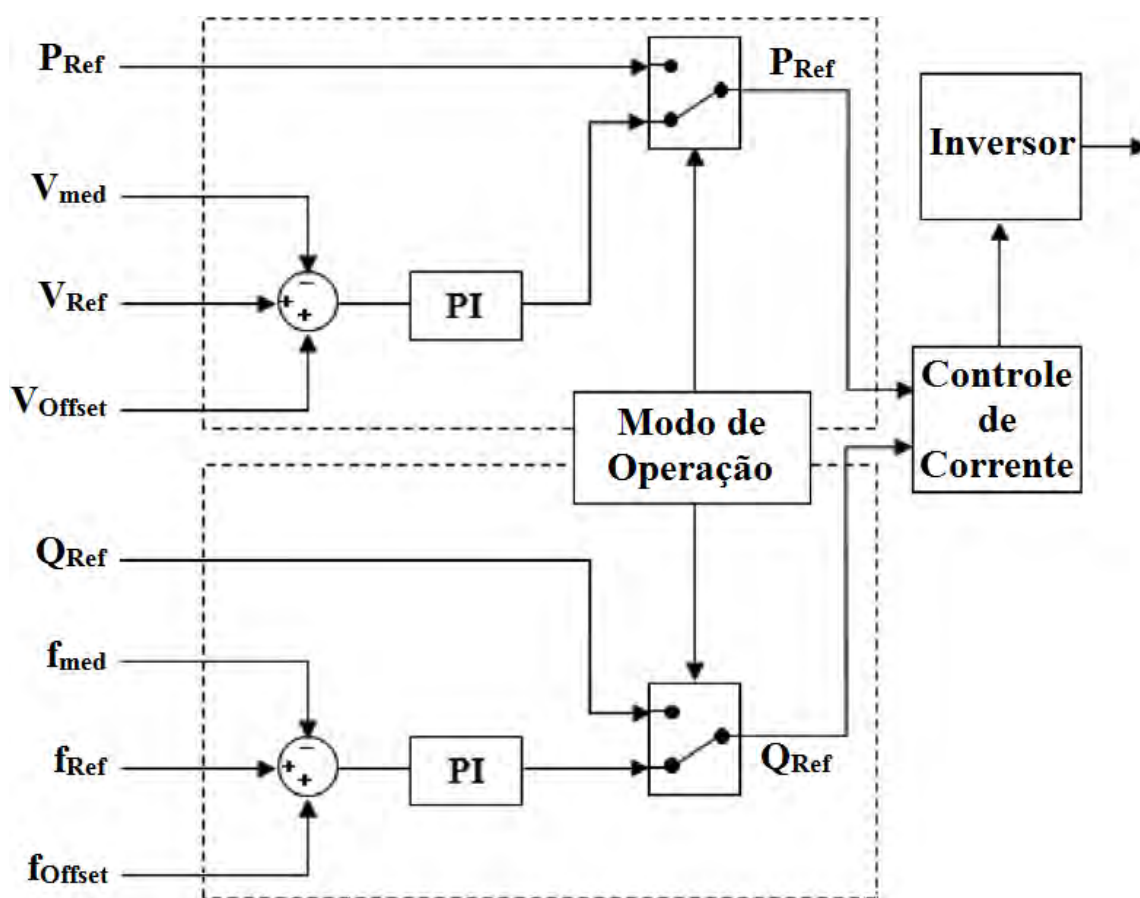


Figura 4.21 - Estrutura do controle de operação da bateria
(Fonte: Cho et al., 2011, modificado pelo próprio autor)

Pela Figura 4.21, pode-se observar que o comando do modo de operação determina a direção da chave seletora. Quando a microrrede se encontra conectada à rede, a chave seletora se encontra na posição em que as potências ativa e reativa desejadas são alimentadas diretamente no controle de corrente. Essas referências de potência são determinadas pela CCMR. No modo conectado, não é necessário que a bateria forneça potência, a não ser que seja necessário um controle local pela injeção de potência. Caso contrário, a bateria absorve potência a fim de se carregar, dependendo de seu estado de carga.

No modo ilhado, a chave seletora muda a posição para o controle *droop* para controlar tensão e frequência da microrrede. Nesse modo, o PI é alimentado pelo sinal da diferença entre a tensão/frequência de referência e tensão/frequência medida. Quando se inicia a sincronização, o sinal de *offset* do controle de sincronização é adicionado à diferença de tensão/frequência e esse novo sinal é alimentado no PI. O sinal de potência gerado pelo PI se torna então a referência de potência para o controle de corrente, que comanda o inversor e controla tensão e frequência da microrrede.

4.8 Funcionamento da Microrrede Proposta

A Figura 4.22 mostra a lógica de funcionamento da microrrede proposta nos três modos de operação: conectada à rede, ilhamento e sincronização/reconexão.

Inicialmente, a microrrede se encontra conectada à rede principal. Quando há algum problema de qualidade de energia, a microrrede tem a capacidade de se desconectar da rede, entrando no modo autônomo (ilhamento). Isolada da rede, a microrrede procura estabilizar os níveis de tensão e frequência para manter a disponibilidade e a qualidade da energia elétrica. Se a geração de energia é insuficiente para atender a demanda das cargas conectadas à microrrede, o nível de tensão reduz. Segundo as normas brasileiras (ANEEL PRODIST, 2012), para uma rede de distribuição de 220 V, o nível de tensão adequado deve ser maior que 201 V e menor que 231 V, ou seja, a queda de tensão não deve ser maior que 8,6 % e a sobretensão deve ser menor que 5 %. Para este trabalho, foi adotada uma queda de tensão de no máximo 5 % para garantir uma melhor qualidade de energia. Caso a tensão da microrrede se estabilize com uma queda de tensão maior que 5 %, a lógica de rejeição de cargas é acionada desconectando as cargas menos prioritárias até que a microrrede atinja um equilíbrio entre geração e consumo.

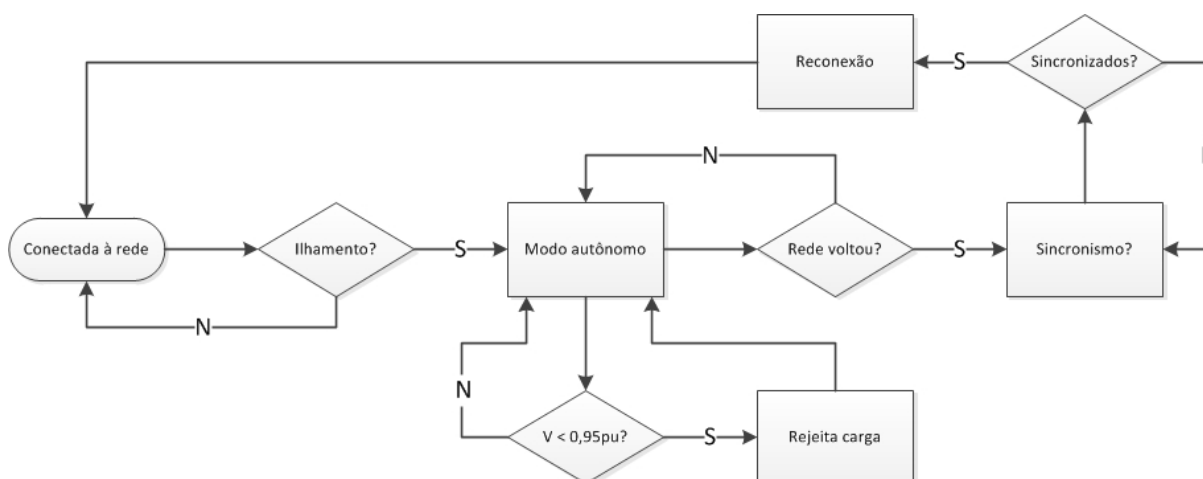


Figura 4.22 - Fluxograma de funcionamento da microrrede proposta
(Fonte: produção do próprio autor)

Quando o serviço da rede principal retorna, inicia-se o processo de sincronização para posterior reconexão da microrrede com a rede principal. Para isso, a diferença entre os níveis de tensão, frequência e defasamento angular da rede e da microrrede devem ser mínimos. Somente quando a microrrede está sincronizada com a rede, é possível fazer a reconexão e as cargas que foram eventualmente rejeitadas são religadas.

4.9 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a modelagem completa da microrrede proposta. Foi apresentado o modelo do painel fotovoltaico como fonte de corrente, juntamente com o controle do *link* CC, o controle de corrente e o projeto do filtro LCL. A bateria foi modelada como uma fonte de tensão controlada em série com uma resistência, modelo este disponível na biblioteca *SimPowerSystem* do MATLAB/Simulink[®]. Para o controle da microrrede durante o ilhamento, foi apresentado o controle *droop* que relaciona tensão com potência ativa e frequência com potência reativa, para redes de baixa tensão.

A modelagem das cargas foi realizada a partir da média semanal de consumo de potência ativa e potência reativa do transformador que alimenta o Centro Tecnológico (CT), considerando cenários de carga leve, média e pesada, enquanto que o comprimento dos cabos foram obtidos a partir do mapa em escala do CT. Por fim, foi apresentado o funcionamento do IED (*Intelligent Electronic Device*), da CCMR (Central de Controle da Microrrede) e do controle de operação da bateria.

Capítulo 5: Desempenho da Microrrede

Neste capítulo, serão abordados os resultados obtidos através de simulações do sistema modelado nos capítulos anteriores. Será analisado o desempenho da microrrede quando esta se encontra conectada à rede, durante o ilhamento e no momento da sincronização e posterior reconexão. Também serão abordados os efeitos causados pelo atraso de comunicação e processamento de sinal no controle de sincronização.

5.1 Modo Interligado

Quando conectada à rede, a microrrede é tratada como um gerador ou como uma carga controlável. As referências de tensão e frequência são determinadas pela rede e, portanto, não é necessário que a microrrede controle essas grandezas. Porém, dependendo das condições e das estratégias de controle, é possível que as microfuentes e os armazenadores de energia participem do controle local de tensão e frequência para melhorar a qualidade de energia dentro da microrrede.

Para este trabalho, a microrrede proposta não participa do controle de tensão e frequência quando conectada à rede. A bateria assume o controle PQ e se carrega dependendo de seu estado de carga (SOC), o sistema fotovoltaico produz a máxima potência ativa de acordo com a incidência solar e a potência reativa gerada é zero. A Figura 5.1 e a Figura 5.2 mostram os resultados de simulação para o cenário de carga média.

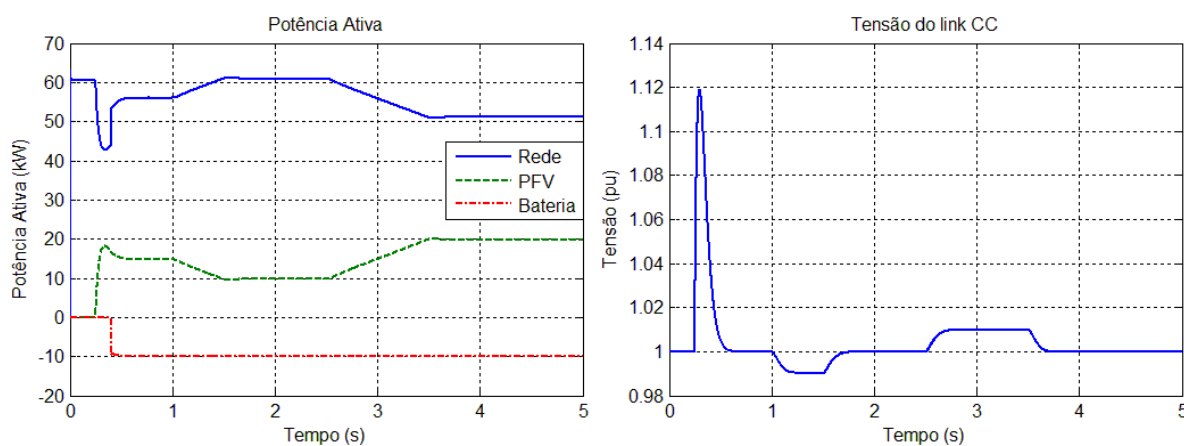


Figura 5.1 - Fluxo de potência ativa no PAC e tensão do link CC no modo interligado
(Fonte: produção do próprio autor)

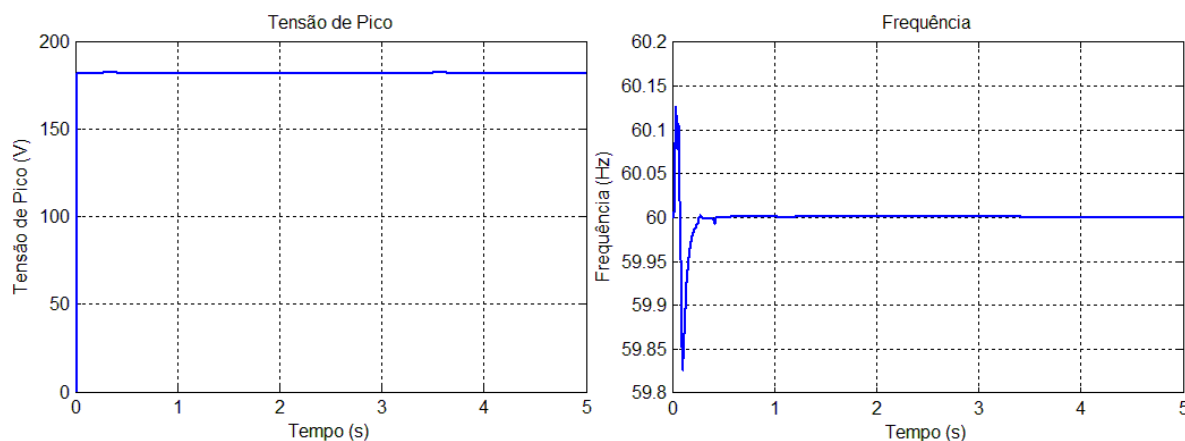


Figura 5.2 - Tensão e frequência no PAC no modo interligado
(Fonte: produção do próprio autor)

Na Figura 5.1, é apresentado o fluxo de potência ativa e a tensão do *link* CC do sistema fotovoltaico. Inicialmente, apenas a rede fornece potência às cargas da microrrede, que são de 60 kW. No instante 0,25 segundos, o sistema fotovoltaico é conectado e a bateria entra em 0,4 segundos. Como a bateria não participa do controle de tensão e frequência, nem injeta potência na rede, ela pode tanto se carregar quanto permanecer desconectada. No gráfico da Figura 5.1, a bateria absorve potência a fim de se carregar.

A potência de referência inicial do sistema fotovoltaico é de 15 kW, como mostra no gráfico. Em seguida, foi dada uma referência de 10 kW e depois uma de 20 kW, mostrando a eficiência do controle do *link* CC e do controle de corrente. Ainda na Figura 5.1, é mostrada a tensão do *link* CC. Note que quando a geração do sistema fotovoltaico diminui (de 15 kW para 10 kW), a tensão do *link* CC também diminui pois, naquele instante, a potência de entrada do conversor é menor que a potência de saída. O controle do *link* CC, então, atua de forma a equilibrar a potência de entrada e de saída, mantendo a tensão em 1 pu. Inversamente, quando a geração aumenta (de 10 kW para 20 kW), a tensão aumenta pois a potência de entrada é maior que a de saída, e o controle recupera a tensão para 1 pu.

O sistema fotovoltaico por si só não é suficiente para suprir as cargas da microrrede e o carregamento da bateria. Então é necessário que haja fluxo de potência proveniente da rede. Esse fluxo de potência, no entanto, é definido pelo balanço interno de geração e consumo da microrrede. Quando a geração do sistema fotovoltaico varia, a potência que está sendo importada da rede também varia na mesma proporção.

A Figura 5.2 mostra a tensão e a frequência da microrrede. A variação inicial de frequência é causada pela inicialização do sistema e pode ser desprezada. Além disso, é

possível observar que a tensão e a frequência não são afetadas pela variação de potência do sistema fotovoltaico já que essas grandezas são impostas pela rede principal.

5.2 Ilhamento

Diante de um eventual problema de qualidade de energia, a microrrede se desconecta da rede e mantém o funcionamento no modo autônomo. Para verificar o desempenho do controle durante o ilhamento, foram realizadas simulações em diferentes cenários de carga: carga leve, média e pesada.

A Figura 5.3 apresenta o fluxo de potência ativa e reativa da microrrede e a Figura 5.4 apresenta a tensão e a frequência para o cenário de carga média. Nesta simulação, o ilhamento foi intencional e ocorreu no instante 0,5 segundos.

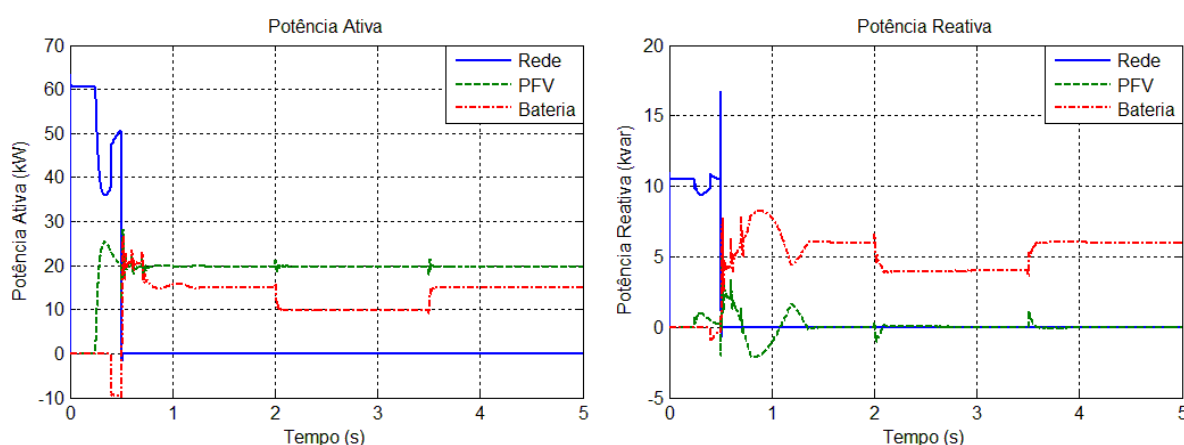


Figura 5.3 - Fluxo de potência ativa e reativa durante o ilhamento (carga média)
(Fonte: produção do próprio autor)

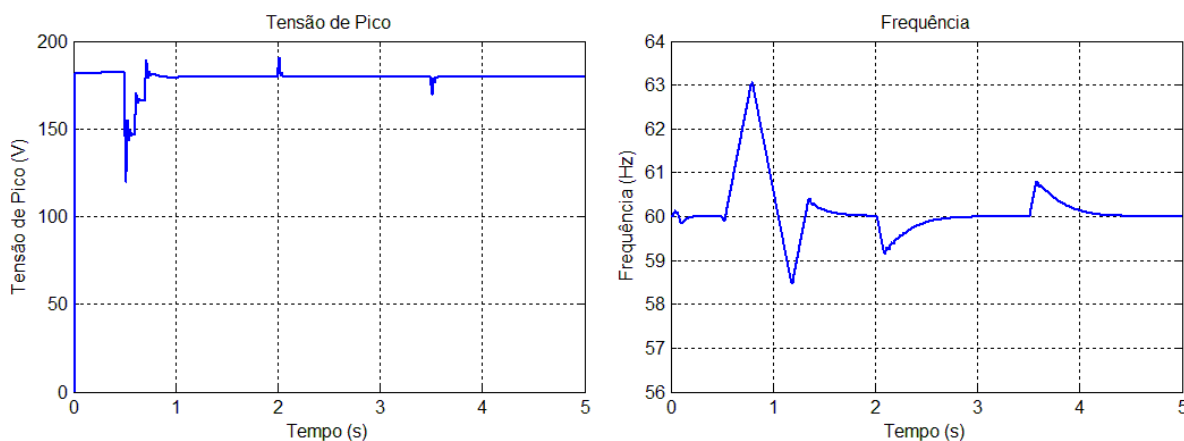


Figura 5.4 - Tensão e frequência durante o ilhamento (carga média)
(Fonte: produção do próprio autor)

No momento que ocorre o ilhamento, a microrrede não possui mais a referência da rede principal. Para manter a estabilidade da microrrede, a bateria muda a estratégia de controle e funciona como uma fonte de tensão controlada (VSI). A bateria, então, controla o fluxo de potência ativa e reativa de forma a garantir os níveis de tensão e frequência, de acordo com o controle *droop*. A bateria, que antes estava carregando, agora passa a fornecer ou absorver potência de acordo com a necessidade. Enquanto isso, a geração do sistema fotovoltaico é constante e igual a 20 kW.

A partir do instante 0,5 segundos, instante em que ocorre o ilhamento, o consumo interno da microrrede é maior que a capacidade de geração. Em consequência disso, a tensão da microrrede diminui e se estabiliza com um valor reduzido, como mostra o gráfico de tensão na Figura 5.4. Se essa queda de tensão é maior que 5%, valor estabelecido para este trabalho, cargas são rejeitadas segundo uma ordem de prioridade. Neste trabalho, foi considerado que a carga referente aos laboratórios era a mais prioritária e as cargas referentes aos departamentos eram menos prioritárias. No instante 0,6 segundos, a carga de 15 kW referente ao CTIII é rejeitada e a tensão se estabiliza com um valor maior, porém ainda abaixo do valor limite. Então mais uma carga deve ser rejeitada. Em 0,7 segundos a carga de 10 kW referente ao CTII é rejeitada e a tensão se estabiliza no valor nominal, pois agora a geração da microrrede é suficiente para suprir as cargas remanescentes, totalizando 35 kW. Desses 35 kW, 20 kW é fornecido pelo sistema fotovoltaico e o restante (15 kW) é fornecido pela bateria, como mostra o gráfico de potência ativa da Figura 5.3. Para a potência reativa, a bateria fornece 6 kvar referente às 3 cargas remanescentes de 2 kvar cada. A rede não fornece potência pois a microrrede está desconectada, enquanto que a referência de potência reativa para o sistema fotovoltaico foi definida como zero. Essa transição de fluxo de potência reativa causa um desequilíbrio de frequência mas o controle *droop* da bateria consegue estabilizar a frequência em 60 Hz, como mostra o gráfico de frequência da Figura 5.4.

O sistema permanece assim até ser solicitada a sincronização. Porém, ainda nesta simulação, a carga de 5 kW referente ao CTI foi desconectada no instante 2 segundos e reconectada em 3,5 segundos. No gráfico de potência ativa, a geração do sistema fotovoltaico não sofre alteração pois não participa do controle de tensão e frequência. A bateria, por outro lado, diminui a geração devido à desconexão da carga de 5 kW. Nesses momentos, a tensão e a frequência sofrem pequenas alterações devido à mudança no fluxo de potência, mas o controle consegue estabilizar novamente a microrrede.

A Figura 5.5 e a Figura 5.6 apresentam os resultados de simulação para o cenário de carga leve. Nesta situação, não há a necessidade de rejeitar cargas pois o sistema fotovoltaico

e a bateria são capazes de suprir a demanda de energia. O sistema fotovoltaico então fornece a máxima potência, e a bateria fornece o restante para equilibrar os níveis de tensão e frequência da microrrede. A partir do gráfico de tensão da Figura 5.6, é possível observar que o nível de tensão no modo conectado é maior que durante o ilhamento. Isso ocorre pois o T01 opera com *tap* de -5%, elevando a tensão de saída. E como este é um cenário de carga leve, a queda de tensão provocada pelas cargas é pequena, provocando uma tensão acima da nominal. Porém, quando ocorre o ilhamento, a microrrede não possui mais a referência da rede e o controle regula a tensão em seu valor nominal de 179,6 V de pico.

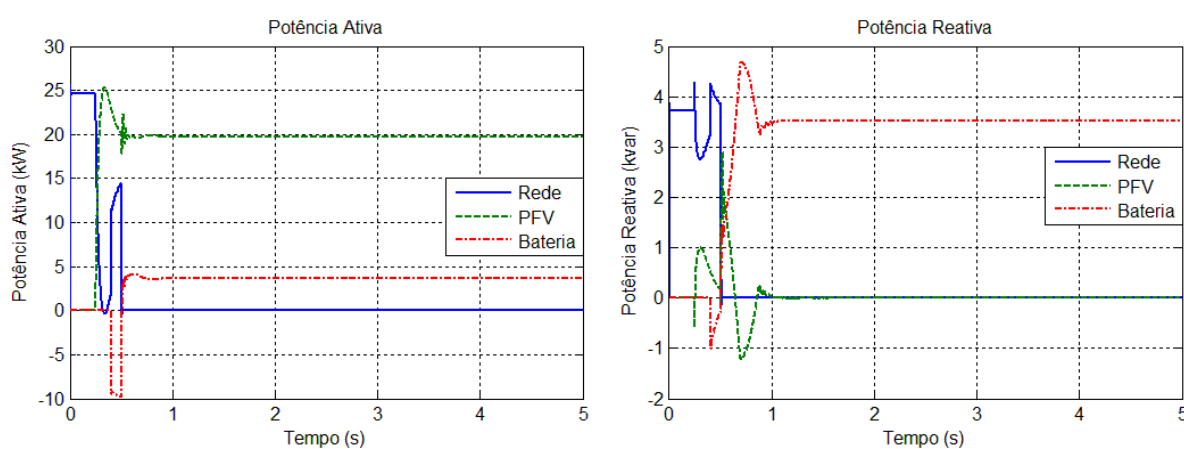


Figura 5.5 - Fluxo de potência ativa e reativa durante o ilhamento (carga leve)
(Fonte: produção do próprio autor)

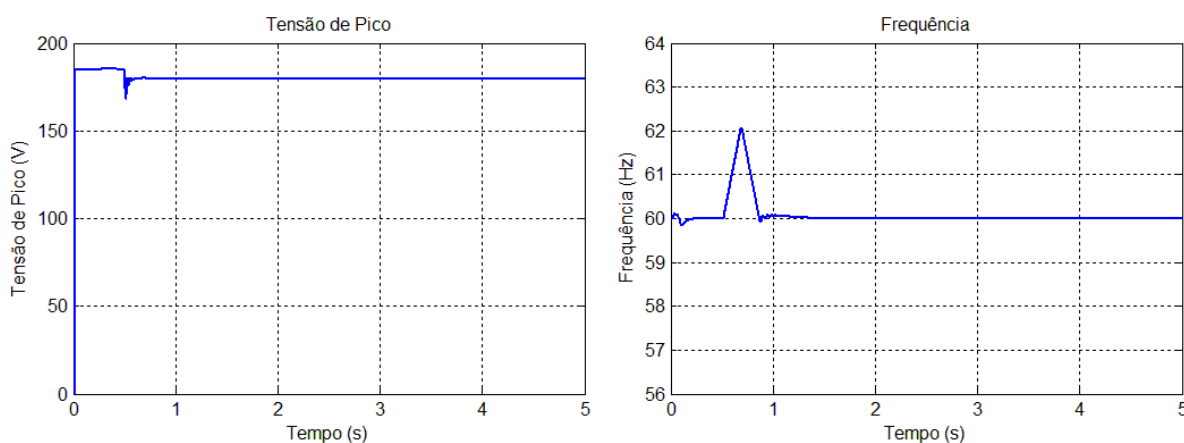


Figura 5.6 - Tensão e frequência durante o ilhamento (carga leve)
(Fonte: produção do próprio autor)

Para o cenário de carga pesada, os resultados de simulação são apresentados na Figura 5.7 e na Figura 5.8. Semelhantemente ao cenário de carga média, no cenário de carga pesada houve a necessidade de rejeitar cargas. Nesse caso, quatro cargas tiveram que ser

desconectadas para manter a tensão da microrrede em seu valor nominal. Observe pelo gráfico de tensão na Figura 5.8 que a tensão no modo conectado é menor quando comparado ao cenário de carga leve, pois a rede agora opera com o carregamento máximo. Portanto há uma queda de tensão na rede. Se fosse o caso dessa tensão ser menor que a nominal, a microrrede manteria a tensão em seu valor nominal durante o ilhamento.

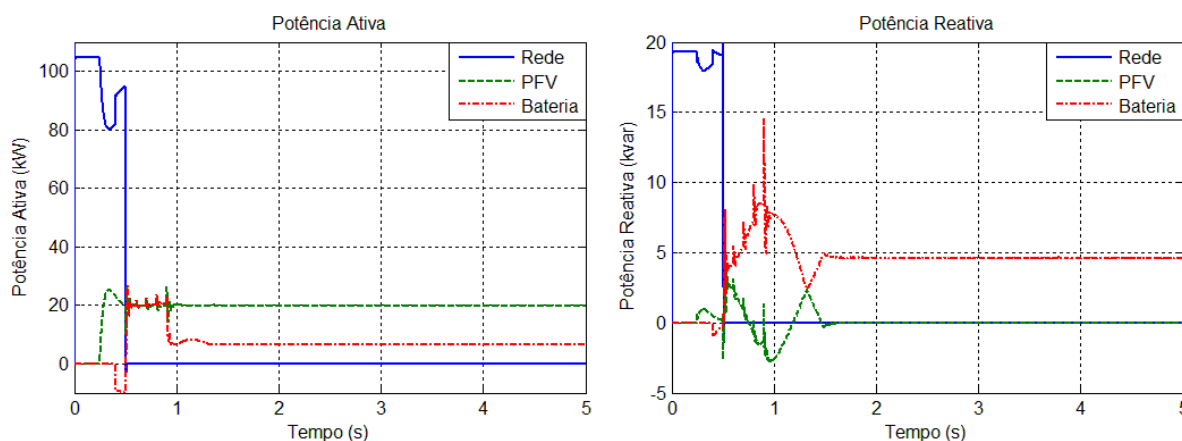


Figura 5.7 - Fluxo de potência ativa e reativa durante o ilhamento (carga pesada)
(Fonte: produção do próprio autor)

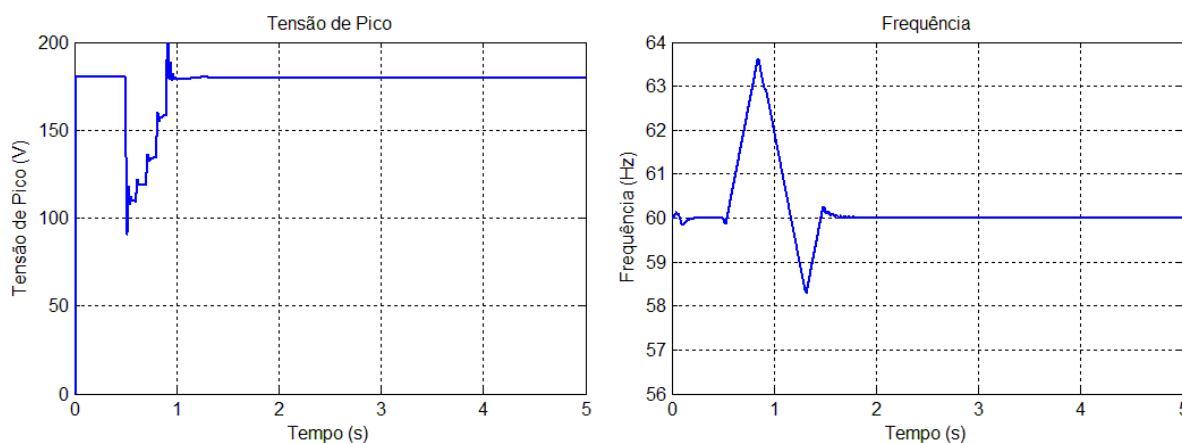


Figura 5.8 - Tensão e frequência durante o ilhamento (carga pesada)
(Fonte: produção do próprio autor)

5.3 Sincronização e Reconexão

Quando o serviço da rede principal retorna, é desejável que a microrrede se reconecte à rede o mais rápido possível. Porém, os níveis de tensão, frequência e fase da rede e da microrrede podem ser diferentes. Para que a reconexão aconteça de forma suave, sem

transitórios indesejáveis, é necessário que a diferença entre essas grandezas seja mínima. Somente quando a microrrede está sincronizada com a rede, é que a reconexão deve ser estabelecida. Após a reconexão, as cargas que foram eventualmente rejeitadas são religadas.

Para a análise da sincronização, a microrrede se encontra ilhada até o instante 2 segundos. Nesse instante, é solicitada a reconexão e o processo de sincronização é iniciado. A Figura 5.9 apresenta os gráficos de tensão e frequência da microrrede a partir do instante 2 segundos, instante em que se inicia a sincronização, e a Figura 5.10 mostra os gráficos de fase da microrrede e do *offset* de tensão e frequência para o controle *droop*. Esta simulação foi realizada apenas para o cenário de carga média.

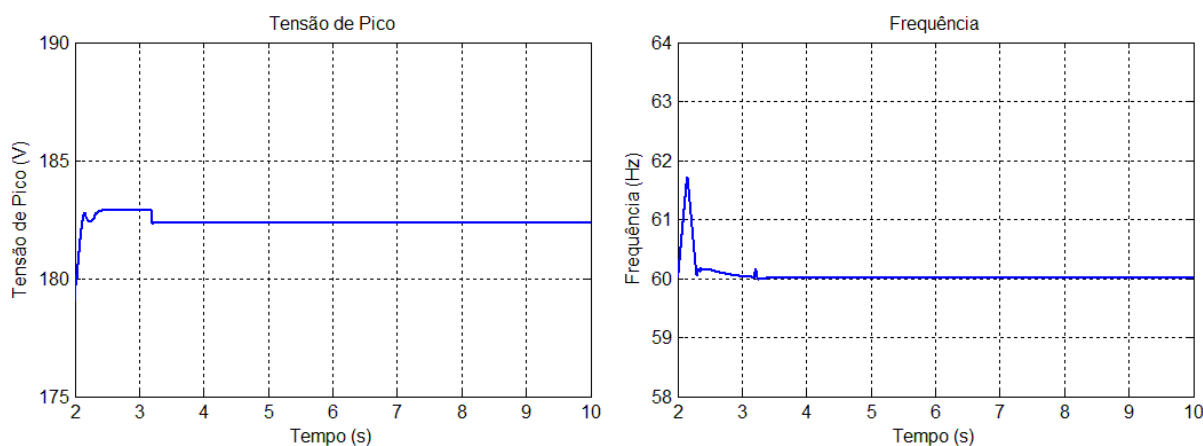


Figura 5.9 - Tensão e frequência da microrrede durante a sincronização e reconexão
(Fonte: produção do próprio autor)

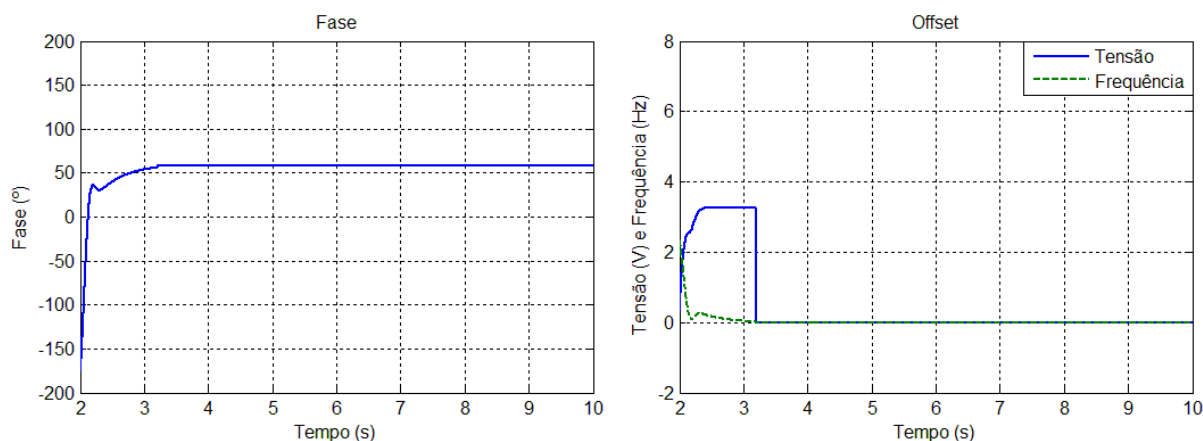


Figura 5.10 - Fase e *offset* de tensão e frequência durante a sincronização e reconexão
(Fonte: produção do próprio autor)

Pelo gráfico de tensão, observa-se que, antes de se iniciar a sincronização, a tensão da microrrede era de 179,6 V (valor de pico). Porém, a tensão da rede é maior que a da microrrede. O controle de sincronização, então, ajusta essa diferença e envia um sinal de

offset de tensão ao controle *droop* da bateria, a fim de elevar a tensão da microrrede e se igualar com a da rede. O mesmo ocorre com a fase. Devido à mudança de fluxo de potência dentro da microrrede, a fase sofre um defasamento em relação à fase da rede. O controle de sincronização verifica essa diferença de fase e envia um sinal de *offset* de frequência para o controle *droop* da bateria, reduzindo a diferença de fase. Neste caso, a frequência da rede e da microrrede são iguais, mas é necessário alterar a velocidade angular da microrrede em relação à da rede para que as fases fiquem sincronizadas. Caso a diferença de frequência no início da sincronização fosse elevada, o controle primeiramente buscaria solucionar a diferença de frequência e, só quando esta fosse pequena, é que o controle buscaria solucionar a diferença de fase. Quando as 3 condições são satisfeitas, a chave fecha. Isso acontece no instante 3,19 segundos. A queda de tensão no momento da reconexão se deve à conexão das cargas que foram rejeitadas durante o ilhamento.

A Figura 5.11 mostra a atuação do controle de sincronização na tensão. No intervalo inicial, nota-se a diferença de fase entre as ondas de tensão da rede e da microrrede. Com o passar do tempo, as ondas vão se aproximando até que ficam completamente em fase.

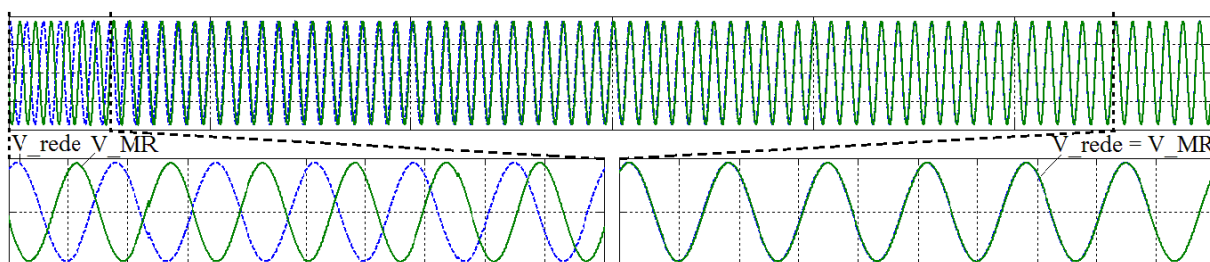


Figura 5.11 - Detalhe da sincronização de tensão
(Fonte: produção do próprio autor)

5.4 Efeitos do Atraso de Comunicação na Sincronização

Como o controle de sincronização depende das informações de medição das grandezas elétricas da rede e da microrrede, se houver atraso na obtenção e envio desses dados, o desempenho do controle pode ser comprometido. Esse atraso pode ocorrer quando a medição dos sinais da rede se encontra a grandes distâncias ou devido a atraso de processamento dos dados obtidos. Assim, com o objetivo de verificar os efeitos causados pelo atraso de comunicação e processamento de sinal na sincronização, foram realizadas simulações com tempos de atraso de 50, 100 e 150 ms, apenas para o cenário de carga média. Para cada caso,

são apresentados os resultados de tensão, frequência, fase e o *offset* de tensão e frequência para o controle *droop* da bateria. A partir dos resultados, é possível concluir a respeito do tempo de atraso aceitável para que o controle responda corretamente, fazendo com que a microrrede mantenha a estabilidade e que ocorra a posterior reconexão com a rede (Cho et al., 2011).

5.4.1 Atraso de 50 ms

A Figura 5.12 e a Figura 5.13 apresentam os resultados de tensão, frequência, fase e *offset* quando há um atraso de comunicação de 50 ms. Devido ao atraso, o controle encontra maior dificuldade em sincronizar a microrrede com a rede. Apesar da oscilação na tensão e na frequência, a microrrede alcança a estabilidade e consegue se sincronizar com a rede. A conexão ocorre no instante 3,56 segundos.

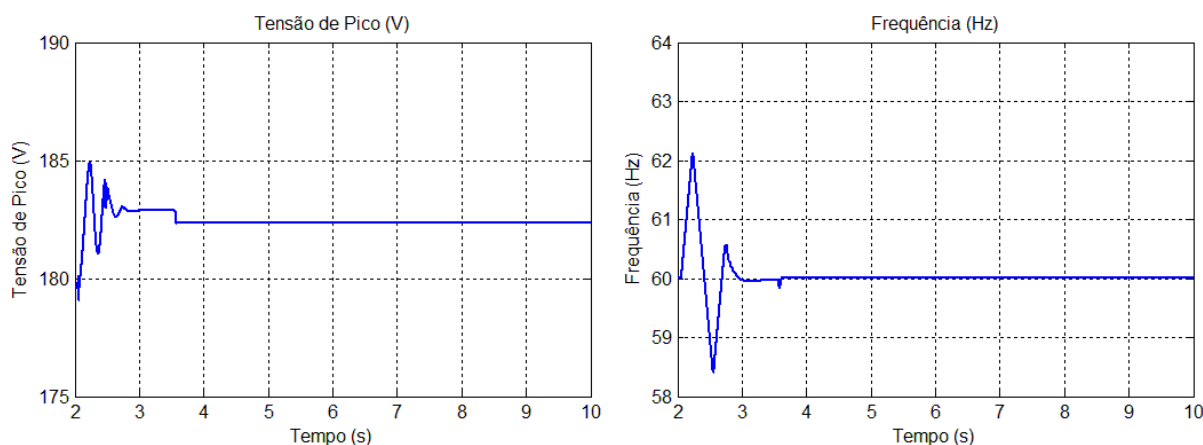


Figura 5.12 - Tensão e frequência durante a sincronização para um atraso de 50 ms
(Fonte: produção do próprio autor)

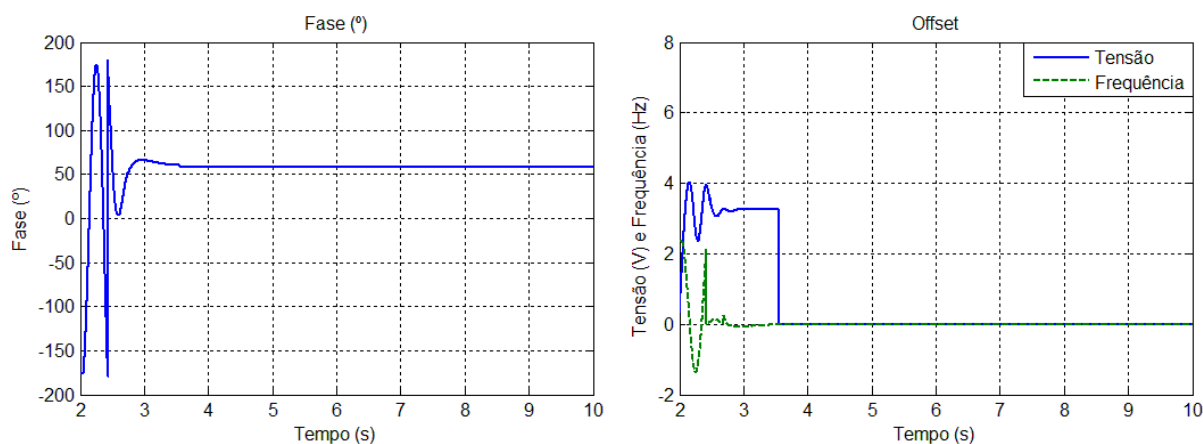


Figura 5.13 - Fase e *offset* durante a sincronização para um atraso de 50 ms
(Fonte: produção do próprio autor)

5.4.2 Atraso de 100 ms

Com um atraso de 100 ms, o controle conseguiu sincronizar a microrrede com a rede e a conexão ocorreu em 4,43 segundos, como mostram os resultados da simulação na Figura 5.14 e na Figura 5.15. Porém, a tensão e a frequência se tornaram oscilatórios e atingiram valores elevados. Isso ocorre devido à velocidade com que o controle tenta corrigir a diferença de sinal para compensar o tempo de atraso elevado, causando sobressinal. Mesmo assim, a reconexão foi possível.

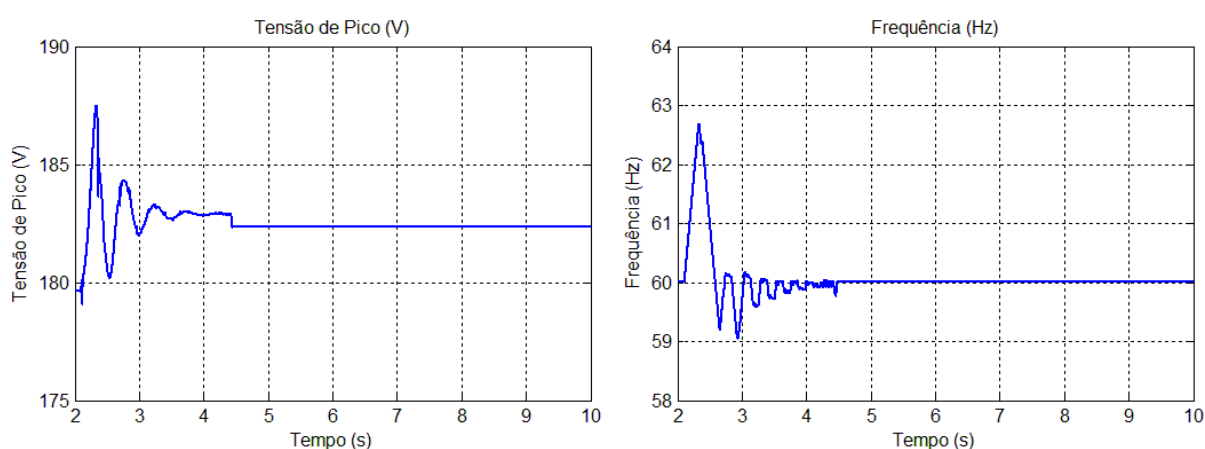


Figura 5.14 - Tensão e frequência durante a sincronização para um atraso de 100 ms
(Fonte: produção do próprio autor)

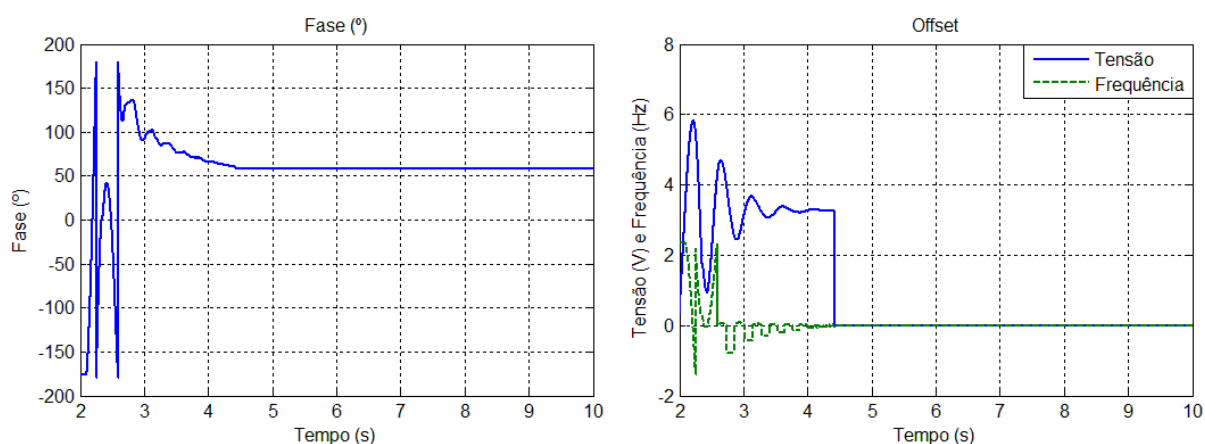


Figura 5.15 - Fase e *offset* durante a sincronização para um atraso de 100 ms
(Fonte: produção do próprio autor)

5.4.3 Atraso de 150 ms

Para um atraso de 150 ms, o controle não alcançou a sincronização dentro do tempo de simulação, como mostram os resultados na Figura 5.16 e na Figura 5.17. O controle conseguiu manter a frequência e a fase com pequenas oscilações. No entanto, o nível de tensão ficou muito oscilatório e o máximo atingiu valores elevados.

Pelo gráfico de tensão, observa-se que há uma tendência de estabilidade, já que a onda de tensão diminui de amplitude com o tempo. Isso quer dizer que, para um tempo de simulação maior, a sincronia poderia ser alcançada. Porém, para um atraso igual ou maior que 150 ms, a sincronização já não é viável com o controle proposto pois a qualidade de energia da microrrede é comprometida.

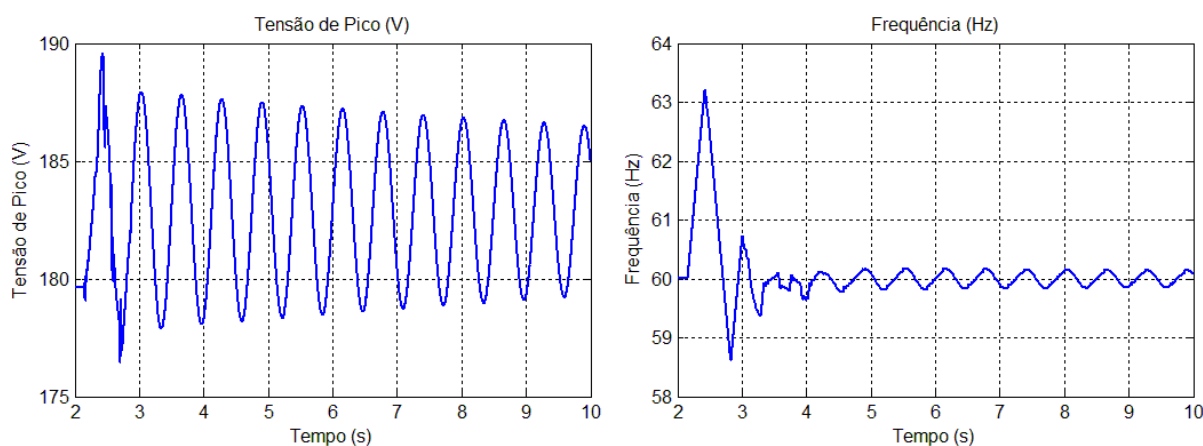


Figura 5.16 - Tensão e frequência durante a sincronização para um atraso de 150 ms (Fonte: produção do próprio autor)

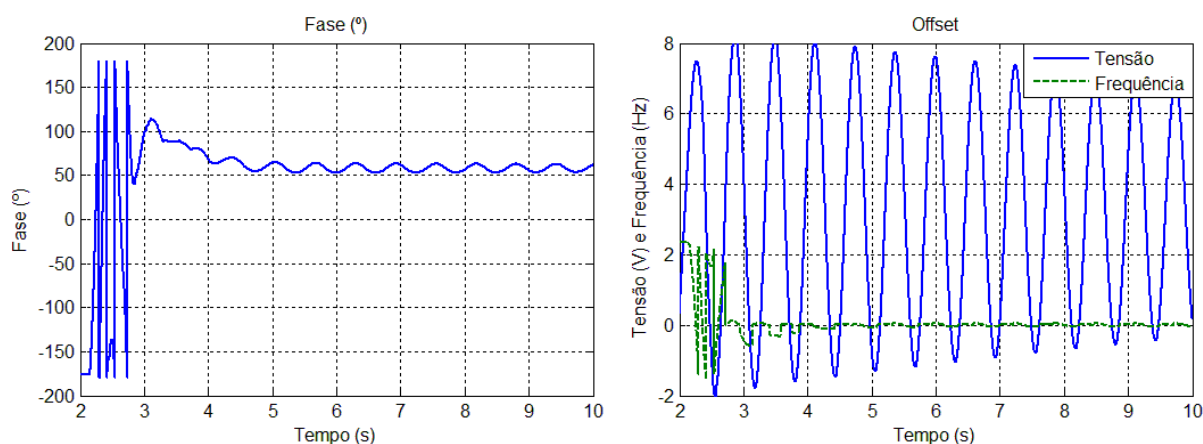


Figura 5.17 - Fase e *offset* durante a sincronização para um atraso de 150 ms (Fonte: produção do próprio autor)

5.4.4 Análise

Com os resultados das simulações, foi possível observar a influência do atraso de comunicação na resposta do controle. Esse atraso prejudica a estabilidade da microrrede e pode dificultar a sincronização.

Devido às oscilações de tensão, frequência e fase durante a sincronização, as condições de sincronismo podem, em certo instante, ser satisfeitas. Para evitar isso, o controle verifica as condições por alguns ciclos. Quando as condições permanecem satisfeitas durante esse tempo, significa que a microrrede se estabilizou e a reconexão pode ser feita.

Para melhor visualizar a influência do atraso na estabilidade da microrrede, foi calculado o Erro Médio Quadrático (EMQ), do momento da sincronização (no instante 2 segundos) até o fim da simulação (no instante 10 segundos). O EMQ quantifica a diferença entre valores reais e estimados que, no caso, representam os sinais de tensão da rede e da microrrede. O resultado é apresentado na Figura 5.18. Nela é possível observar uma característica crescente do erro com o tempo de atraso. A Figura 5.18 também mostra o tempo que o controle leva para sincronizar a microrrede com a rede e fechar a chave. Quanto maior o atraso, mais tempo o controle necessita para estabilizar a microrrede, até um ponto em que a sincronização se torna inviável ou impossível.

Apesar de a microrrede ter se conectado com a rede com um atraso de 100 ms, a oscilação de tensão foi elevada, podendo ser prejudicial para algumas cargas sensíveis. Portanto, a partir dos resultados, foi constatado que um atraso de no máximo 50 ms é aceitável e o controle é capaz de sincronizar a microrrede com a rede. Para tempos maiores que 50 ms, o controle não garante a eficiência da sincronização.

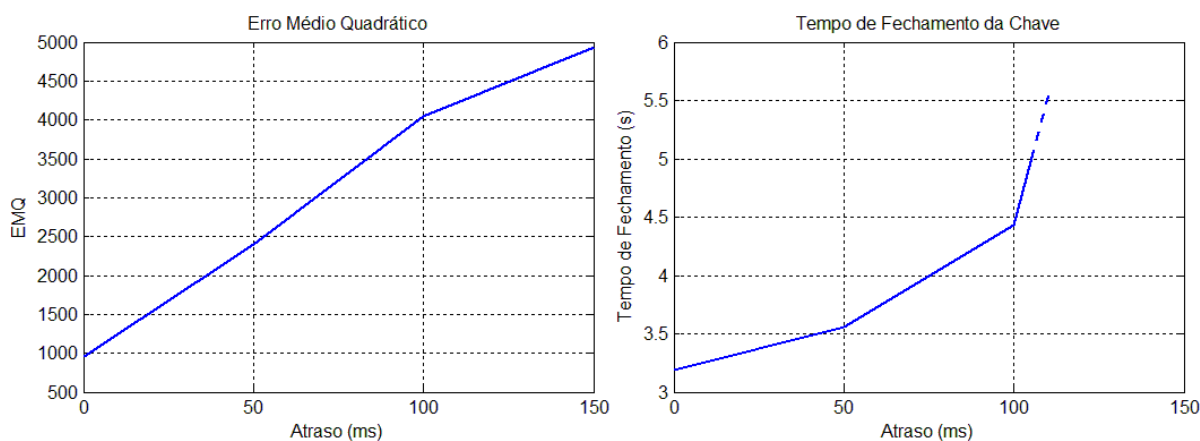


Figura 5.18 - Erro Médio Quadrático e tempo de fechamento da chave
(Fonte: produção do próprio autor)

5.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os resultados das simulações do sistema modelado e foi possível observar o comportamento da microrrede nos diferentes modos de operação. No modo interligado foi visto que os níveis de tensão e frequência são definidos pela rede, enquanto que o sistema fotovoltaico procura gerar a sua capacidade máxima, e a bateria se carregar. Durante o ilhamento, o controle *droop* da bateria obteve sucesso em manter o funcionamento da microrrede mesmo diante às variações de carga. Na sincronização, foi visto a eficiência do controle para reduzir as diferenças de tensão, frequência e fase a fim de se estabelecer a reconexão. E, por fim, foi visto a influência do atraso de comunicação na sincronização e constatado que, para um atraso máximo de 50 ms, a resposta do controle de sincronização é aceitável.

Capítulo 6: Conclusão

Neste trabalho, foi desenvolvido um modelo da rede de distribuição da UFES contemplando os transformadores principais, as linhas de transmissão e cargas equivalentes. Baseado no modelo concebido, foi proposto o desenvolvimento de uma microrrede localizada no CT/UFES composta por um sistema fotovoltaico, uma bateria e cargas distintas que correspondem aos prédios do CT/UFES.

De forma a comprovar o desempenho da microrrede, foram apresentados os resultados de simulação da mesma nos três modos de operação: conectada à rede, ilhamento e sincronização/reconexão. No modo de operação normal, conectada à rede, a microrrede se manteve estável assumindo os valores de tensão e frequência impostas pela rede principal. O sistema fotovoltaico fornece a máxima potência de acordo com a incidência solar e a bateria absorve potência a fim de se carregar. No modo autônomo, ilhamento, foi possível observar que a microrrede se manteve estável provando a eficácia do controle *droop* da bateria. Além disso, foi possível observar que a microrrede foi capaz de identificar o desequilíbrio entre geração e consumo, rejeitando cargas não prioritárias, mantendo tensão e frequência constantes. Por fim, no momento do sincronismo, o controle obteve sucesso reduzindo a diferença de tensão, frequência e fase entre a rede principal e a microrrede, possibilitando a reconexão da mesma.

A estratégia de controle adotada para a sincronização obteve sucesso até mesmo quando há atraso de comunicação. Porém, para um atraso grande, o controle não consegue manter a estabilidade da microrrede e a conexão não pode ser efetuada. Quando não há atraso, o tempo de sincronização foi de 3,19 s; para 50 ms de atraso, o fechamento da chave ocorreu em 3,56 s; para 100 ms de atraso, o tempo foi de 4,43 s; e para 150 ms de atraso, não foi possível obter a sincronização. Apesar de a microrrede ter alcançado a sincronização com um atraso de 100 ms, a oscilação de tensão foi elevada, podendo ser prejudicial para algumas cargas sensíveis. Portanto, a partir dos resultados, foi constatado que um atraso de no máximo 50 ms é aceitável e o controle é capaz de sincronizar a microrrede com a rede. Para tempos maiores que 50 ms, o controle não garante a eficiência da sincronização.

Dessa forma, o desempenho da microrrede proposta foi satisfatório nos três modos de operação garantindo qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica para as cargas associadas.

6.1 Contribuições da Dissertação

A plataforma de simulação desenvolvida já tem previsão de ser utilizada em análise futura de desempenho de microrrede contendo outras microfontes e também com outras situações de operação, como o *Black Start*. Esta dissertação teve como contribuições:

- A consolidação da pesquisa no tema de microrredes na UFES;
- A modelagem da rede elétrica da UFES;
- A modelagem de uma microrrede contendo um sistema fotovoltaico, bateria, e cargas;
- O desenvolvimento de uma plataforma de simulação incluindo controle das microfontes, o controle central e o controle de sincronização;
- A flexibilidade da plataforma de simulação para inclusão de outras microfontes e armazenadores de energia.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido nesta dissertação não esgota os temas de pesquisa e desenvolvimento em microrredes. Muito pelo contrário, um de seus principais objetivos é o desenvolvimento de ferramentas e técnicas que possam ser utilizadas futuramente para novos estudos nessa área. Portanto, os modelos aqui desenvolvidos permitem uma série de outros estudos não abordados neste trabalho. Assim, alguns tópicos pertinentes no contexto de microrredes e que merecem atenção em trabalhos futuros são listados a seguir:

- Estudo e implementação de técnicas de detecção de ilhamento e de rejeição de cargas;
- Análise da qualidade de energia no sistema elétrico quanto à geração de harmônicas devido à conexão de microfontes que utilizam conversores estáticos;
- Estudo e implementação de estruturas de proteção de microrredes;
- Inclusão de outras microfontes na microrrede proposta;
- Implementação do gerenciamento do estado de carga da bateria;
- Modelagem da curva diária de carga da UFES juntamente com a modelagem da curva de geração do sistema fotovoltaico;
- Utilização de técnicas mais avançadas para o projeto dos controladores (controle robusto e controle adaptativo, por exemplo);
- Estudo de redes de comunicação e envio de dados dentro de uma microrrede;
- Modelagem da microrrede utilizando outros *softwares* de análise de sistemas elétricos.

Referências Bibliográficas

- Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195 – 204, 2001.
- Adamidis, G., Tsengenes, G., Kelesidis, K. (2010). Three Phase Grid Connected Photovoltaic System with Active and Reactive Power Control Using “Instantaneous Reactive Power Theory”. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREQP’10)*, Granada (Spain), March 2010.
- Anand, S., Fernandes, B. G. (2010). Optimal Voltage Level for DC Microgrids. *36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2010*.
- ANEEL (2012). Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012.
- ANEEL PRODIST (2012). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 1 – Introdução, Revisão 6, 2012.
- Arghandeh, R., Pipattanasomporn, M., Rahman, S. (2012). Flywheel Energy Storage Systems for Ride-through Applications in a Facility Microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 3, No. 4, December 2012.
- Barbosa, A. C., Souza, M. M. (2013). Incentivos às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) PROINFA e MDL. *Observatório de Energias Renováveis para América Latina e Caribe*, Portal de Compartilhamento de Conhecimento. Junho, 2013.
- Barsali, S., Ceraolo, M., Pelacchi, P., Poli, D. (2002). Control techniques of Dispersed Generators to improve the continuity of electricity supply. *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE*, pp. 789-794.
- Bona, F. S., Ruppert Filho, E. (2004). As microturbinas e a geração distribuída. *Encontro de Energia no Meio Rural*. Disponível em: <<http://www.proceedings.scielo.br/>>. Acesso em: 01 mar. 2014.
- Caldon, R., Rossetto, F., 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.

- Chakraborty, S., Simões, M.G. (2005). Fuzzy ARTMAP Based Forecast of Renewable Generation for a High Frequency AC Microgrid. Industrial Electronics Society, 2005. IECON 2005. 31st Annual Conference of IEEE.
- Cho, C., Jeon, J., Kim, J., Kwon, S., Park, K., Kim, S. (2011). Active Synchronizing Control of a Microgrid. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, NO. 12, December 2011.
- Considine, T., Cox, W., Cazalet, E. G. (2012). Understanding Microgrids as the Essential Architecture of Smart Energy. Grid-Interop Forum 2012.
- Costa, W. T. da, 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, 2008.
- CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (2014). Tutorial de Energia Eólica. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 01 mar. 2014.
- Degobert, P., François, B., Robyns B. (2008). Multi-Level Representation for the Control Design of a Super Capacitor Storage System for a Microgrid Connected Application. International Conference of Renewable Energy and Power Quality (ICREPPQ'08).
- Maxwell Technologies (2014). General Purpose Modules. Disponível em: <<http://www.maxwell.com/>>. Acesso em: 27 fev. 2014.
- Fitzgerald, A. E., Kingsley, C. Jr., Umans, S. D. (2008). Máquinas Elétricas com introdução à eletrônica de potência. Editora artmed, 6ª ed., 2008.
- Hagiwara, M., Maeda, R., Akagi, H. (2011). Control and Analysis of the Modular Multilevel Cascade Converter Based on Double-Star Chopper-Cells (MMCC-DSCC). IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, NO. 6, June 2011.
- Hatziargyriou, N. (2002). MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids. National Technical University of Athens, School of Electrical and Computer Engineering.
- Hu, W., Wang, Y., Song, X., Wang, Z. (2009). An Improved DC-Link Voltage Control Method for Multiple Grid Connected Converter in Direct Drive Wind Power Generation System. Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2009. APEC 2009. Twenty-Fourth Annual IEEE.

- INEE, Instituto Nacional de Eficiência Energética (2001). Notas Sobre Geração Distribuída - Introdução. Fórum de Cogeração, Julho 2001.
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B., Robba, E. J. (2010). Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Editora Edgard Blucher, 2ª ed., 2010.
- Katiraei, F., Iravani, M. R., Lehn, P. W. (2005). Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 1, January 2005.
- Laaksonen, H., Saari, P., Komulainen, R. (2005). Voltage and Frequency Control of Inverter Based Weak LV Network Microgrid. International Conference on Future Power Systems.
- Lasseter, R., Akhil, A., Marnay, C., Stephens, J., Dagle, J., Guttromson, R., Meliopoulos, A. S., Yinger, R., Eto, J. (2002). The CERTS MicroGrid Concept. White Paper on Integration of Distributed Energy Resources, April 2002.
- Lasseter, R., Erickson, M. (2009). Integration of Battery-Based Energy Storage Element in the CERTS Microgrid. Final Report Task 4. Value and Technology Assessment to Enhance the Business Case for the CERTS Microgrid. University of Wisconsin-Madison. October 27, 2009.
- Matos, F. F., Sousa, C. V., Rezende, G. M., Toledo, R. A. N., Seleme Jr., S. I., Silva, S. R. (2010). Projeto e Construção de Filtro LCL para Conversores PWM. Departamento de Engenharia Elétrica UFMG, XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Setembro 2010, Bonito-MS.
- Mendonça, L. P. (2011). Introdução às Microrredes e seus Desafios. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Colegiado do Curso de Engenharia Elétrica- Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- MIT Technology Review (2012). Energy News. Disponível em: <<http://www.technologyreview.com/>>. Acesso em: 27 fev. 2014.
- Mohan, N., Undeland, T. M., Robbins, W. P. (1995). Power electronics: converters, applications, and design. 2nd ed., John Willey & Sons, Inc.
- Moreira, C. C. L. (2008). Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures. Faculty of Engineering of University of Porto, doctoral thesis, July 2008.

- Padua, D. B. (2011). Modelagem e Análise do Sistema Elétrico de Distribuição em 11,4 kV do Campus de Goiabeiras da UFES. Projeto de Graduação, UFES, Vitória.
- Peças Lopes, J. A., Moreira, C. L., Madureira, A. G. (2006). Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, NO. 2, May 2006.
- Rese, L. (2012). Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- Silva, F. L. (2011). Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
- Silva, M. B. O. (2014). Análise e Modelagem de uma Microrrede. Projeto de Graduação, Universidade Federal do Espírito Santo, Departamento de Engenharia Elétrica. Fevereiro, 2014.
- Sun, W., Chen, Z., Wu, X. (2009). Intelligent Optimize Design of LCL Filter for Three-Phase Voltage-Source PWM Rectifier. Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC '09, IEEE 6th International.
- Tremblay, O., Dessaint, L., Dekkiche, A. (2007). A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. Electrical Engineering Department, Ecole de Technologie Superieure.
- WiredCosmos (2013). Let's Explore Flywheel Energy Storage Devices. Disponível em: <<http://wiredcosmos.com/2013/02/27/lets-explore-flywheel-energy-storage-devices/>>. Acesso em: 27 fev. 2014.

Apêndice A: Produção Científica

Durante a realização deste trabalho, um artigo foi aprovado em congresso científico:

- Artigo: Simulação dos Modos de Operação de uma Microrrede de Baixa Tensão com Sistema Fotovoltaico.
- Situação: Artigo apresentado no V Congresso Brasileiro de Energia Solar (V CBENS) no dia 03 de abril de 2014, em Recife / PE.

SIMULAÇÃO DOS MODOS DE OPERAÇÃO DE UMA MICRORREDE DE BAIXA TENSÃO COM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Gabriel Antônio Taquêti Silva – gtaqueti@hotmail.com

Jussara Farias Fardin – jussara@ele.ufes.br

Lucas Frizera Encarnação – lucas@ele.ufes.br

Universidade Federal de Espírito Santo, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. *Uma microrrede é o agrupamento de gerações distribuídas (GDs), cargas e armazenadores de energia que trabalham de forma coordenada para serem tratadas pela rede principal como um gerador ou uma carga controlável. Normalmente, a microrrede opera em paralelo com a rede. Porém, eventuais problemas de qualidade de energia podem fazer a microrrede se desconectar da rede e operar em modo autônomo, com a habilidade de rejeição de cargas caso a geração interna não seja suficiente. Quando o serviço da rede principal retorna, a microrrede pode mudar seu modo de operação de forma a sincronizar-se com a rede principal e, posteriormente, reconectar-se à rede, retornando ao seu estado inicial. Este artigo propõe a modelagem e simulação de uma microrrede conectada à rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) para verificar o seu comportamento quando conectada à rede, durante o ilhamento e na sincronização e reconexão. A microrrede proposta neste trabalho é composta de um sistema fotovoltaico, uma bateria e cargas. A partir dos resultados das simulações realizadas no MATLAB/Simulink[®], é comprovado que as estratégias de controle fornecem à microrrede estabilidade e confiabilidade no fornecimento de energia para as cargas associadas.*

Palavras-chave: *Microrrede, Ilhamento, Rejeição de carga, Sincronização, Painel fotovoltaico*

1. INTRODUÇÃO

Com o aumento da demanda de energia elétrica e de incentivos econômicos, tecnológicos e ambientais, a geração distribuída (GD) vem sendo bastante difundida mundialmente. Geração distribuída é a geração de energia elétrica, conectada diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores. Do ponto de vista da rede, as GDs eliminam o custo, complexidade e ineficiência associadas à transmissão e distribuição (Dias et al., 2005). A GD engloba o uso de várias tecnologias, tais como geradores a combustão interna, microturbinas, células a combustível, painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, entre outras. A maioria dessas tecnologias necessita de um inversor para o controle e para fazer a interface com o sistema elétrico de distribuição (Lasseter e Piagi, 2004).

A rede de distribuição não possui a habilidade de controlar as GDs. As microrredes (MRs), no entanto, são capazes de coordenar as GDs de tal forma que geração e cargas associadas são vistas como um subsistema, comportando-se como uma entidade única e controlada. Uma microrrede, portanto, é um sistema que possui pelo menos uma fonte de energia distribuída, chamada de microfonte, cargas e armazenadores de energia tais como baterias, capacitores e volantes de inércia, e deve ter a capacidade de manter o funcionamento em modo autônomo e de se reconectar novamente à rede se a causa do ilhamento for solucionada. Do ponto de vista do consumidor, as microrredes fornecem energia elétrica, aumentam a confiabilidade, reduzem emissões e melhoram a qualidade de energia (Hatzigiorgiou, 2002).

O estado de uma microrrede pode ser dividido em três modos de operação: conectada à rede, ilhamento e sincronização/reconexão. No modo de operação normal, ou seja, conectada à rede, a microrrede pode absorver ou fornecer potência à rede. Nesse modo, as microfones operam injetando potência ativa, podendo ou não regular a tensão local, enquanto a bateria pode se carregar, podendo ou não regular a tensão local (Peças Lopes et al, 2006).

Quando há alguma falta elétrica, ou uma parada para manutenção na rede, ou simplesmente porque a qualidade da energia não é satisfatória, a microrrede deve ter a capacidade de se desconectar da rede, entrando no modo autônomo, também chamado de ilhamento. As práticas atuais de operação da rede não permitem a operação autônoma de uma microrrede por motivos de segurança e para cumprir com as restrições de controle e proteção existentes do sistema de distribuição (ANEEL, 2012). Entretanto, para compreender todos os benefícios das GDs, a operação autônoma das microrredes deve ser considerada (Katiraei et al., 2005).

Quando o serviço da rede principal retorna, inicia-se o processo de sincronização. A habilidade de manter o sincronismo antes da reconexão é condição necessária para a estabilidade do sistema. Para isso, a diferença entre os níveis de tensão, frequência e defasamento angular da rede e da microrrede devem ser mínimos. Os métodos tradicionais usados para a sincronização podem ser agrupados em dois tipos: o método manual em que o operador monitora o sincronismo com o auxílio de medidores, e o método automático em que o sistema de controle verifica as diferenças e ajusta as referências de tensão, frequência e fase da microrrede de forma a propiciar a reconexão (Cho et al., 2011).

Este artigo propõe a modelagem e simulação de uma microrrede para verificar o seu comportamento quando conectada à rede, durante o ilhamento e no momento da sincronização/reconexão. A rede elétrica modelada é a rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), e a microrrede proposta está localizada no Centro Tecnológico (CT), abrangendo os laboratórios e os departamentos de Engenharia Elétrica, Civil e Mecânica.

2. MODELAGEM DO SISTEMA

A rede elétrica modelada teve como base a rede de distribuição da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), cujo esquema é apresentado na Fig. 1. A rede da UFES recebe na subestação 01 (SE01) a alimentação do sistema EDP ESCELSA em 34,5kV. A tensão é abaixada para 11,4kV e é distribuída por todo o *campus* através de um sistema em anel aberto. A rede possui cabeamento aéreo de mais de 3800 metros, e 1000 metros de cabeamento subterrâneo para a alimentação das subestações. Nas subestações, a tensão é abaixada e distribuída em 220V. A rede possui um total de 13 subestações e 64 transformadores, sendo que o transformador principal (T01) possui uma capacidade de 5MVA e *tap* de -5% (Padua, 2011).



Figura 1 - Rede elétrica da UFES.

O modelo de rede utilizado neste trabalho representa a rede da UFES do ponto de entrega de energia (PEE), localizado na SE01, até o transformador que alimenta o Centro Tecnológico (CT), o transformador 36 (T36), localizado na subestação 08 (SE08). A Fig. 2 apresenta o modelo da rede desenvolvido no *software* MATLAB/Simulink®.

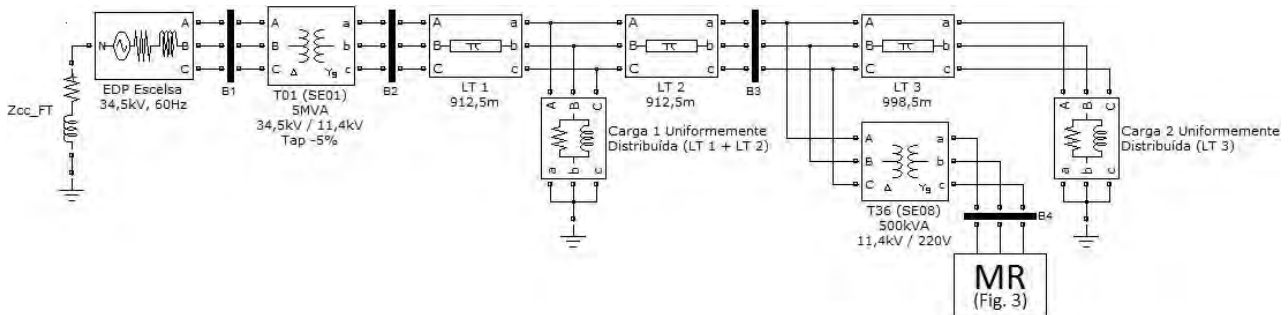


Figura 2 - Modelo da rede elétrica da UFES no MATLAB/Simulink®.

Os dados de potência de curto-circuito trifásico e fase-terra, capacidade e parâmetros dos transformadores, e comprimento e impedância das linhas de transmissão (LTs) da rede e das linhas de distribuição (LDs) da microrrede estão apresentados na Tab. 1, na Tab. 2 e na Tab. 3 (Padua, 2011). A carga total do trecho superior do anel, representada pela carga 1, é concentrada na metade do trecho, indicada na Fig. 1 e na Fig. 2 pelas linhas LT 1 e LT 2, conforme representação de cargas uniformemente distribuídas. Da mesma forma, a carga 2 representa a carga total do trecho inferior do anel e está concentrada na metade da linha LT 3 (Kagan et al., 2010).

Tabela 1 - Dados de curto-circuito no ponto de entrega de energia.

Curto-circuito	Módulo [MVA]	Ângulo [°]	R [Ω]	XL [Ω]
Trifásico	626,6	-84,2	0,192	1,8898
Fase-terra	715,2	-84,7	0,0512	0,5524

Tabela 2 - Dados dos transformadores do modelo da rede elétrica da UFES.

Transformador	Potência [kVA]	Tensão [V]	Tap	R1, R2 [pu]	L1, L2 [pu]	Rm [pu]	Lm [pu]
T01	5000	34500 / 11400	-5%	0,002576	0,030943	680,1241	100,6769
T36	500	11400 / 220	-	0,016368	0,015145	476,1905	84,6395

Tabela 3 - Parâmetros das linhas de transmissão e distribuição.

Linha	Tensão [V]	Comprimento [km]	R1 [Ω /km]	R0 [Ω /km]	L1 [mH/km]	L0 [mH/km]
LT 1	11400	0,9125	0,601961644	0,779605479	1,102035337	5,29647302
LT 2	11400	0,9125	0,601961644	0,779605479	1,102035337	5,29647302
LT 3	11400	0,9985	0,599484226	0,777140711	1,103989646	5,35583879
LD 1	220	0,04069	0,6	0,93028	1,162547	3,962879
LD 2	220	0,02974	0,6	0,93028	1,162547	3,962879
LD 3	220	0,07639	0,6	0,93028	1,162547	3,962879
LD 4	220	0,03699	0,6	0,93028	1,162547	3,962879

2.1 Microrrede

Uma microrrede envolve uma rede elétrica de média ou baixa tensão, cargas (algumas delas podendo ser interrompidas), microfuentes controláveis e não-controláveis, armazenadores de energia e uma hierarquia de controle. O funcionamento da microrrede é gerenciado pela Central de Controle da Microrrede (CCMR). Em um segundo nível hierárquico de controle, existem os controles das microfuentes e cargas (Peças Lopes et al., 2005).

A microrrede proposta neste trabalho é composta de um sistema fotovoltaico e uma bateria, ambos de 20kW, e as cargas do CT. Os cabos de baixa tensão (LD 1 a LD 4) foram modelados de acordo com a disposição de cargas do CT, dividida entre os prédios do CTI, CTII, CTIII, CTV e laboratórios. A bateria e o sistema fotovoltaico estão localizados próximos ao transformador do CT e sobre o prédio do CTV, respectivamente. A Fig. 3 mostra a microrrede desenvolvida no MATLAB/Simulink®.

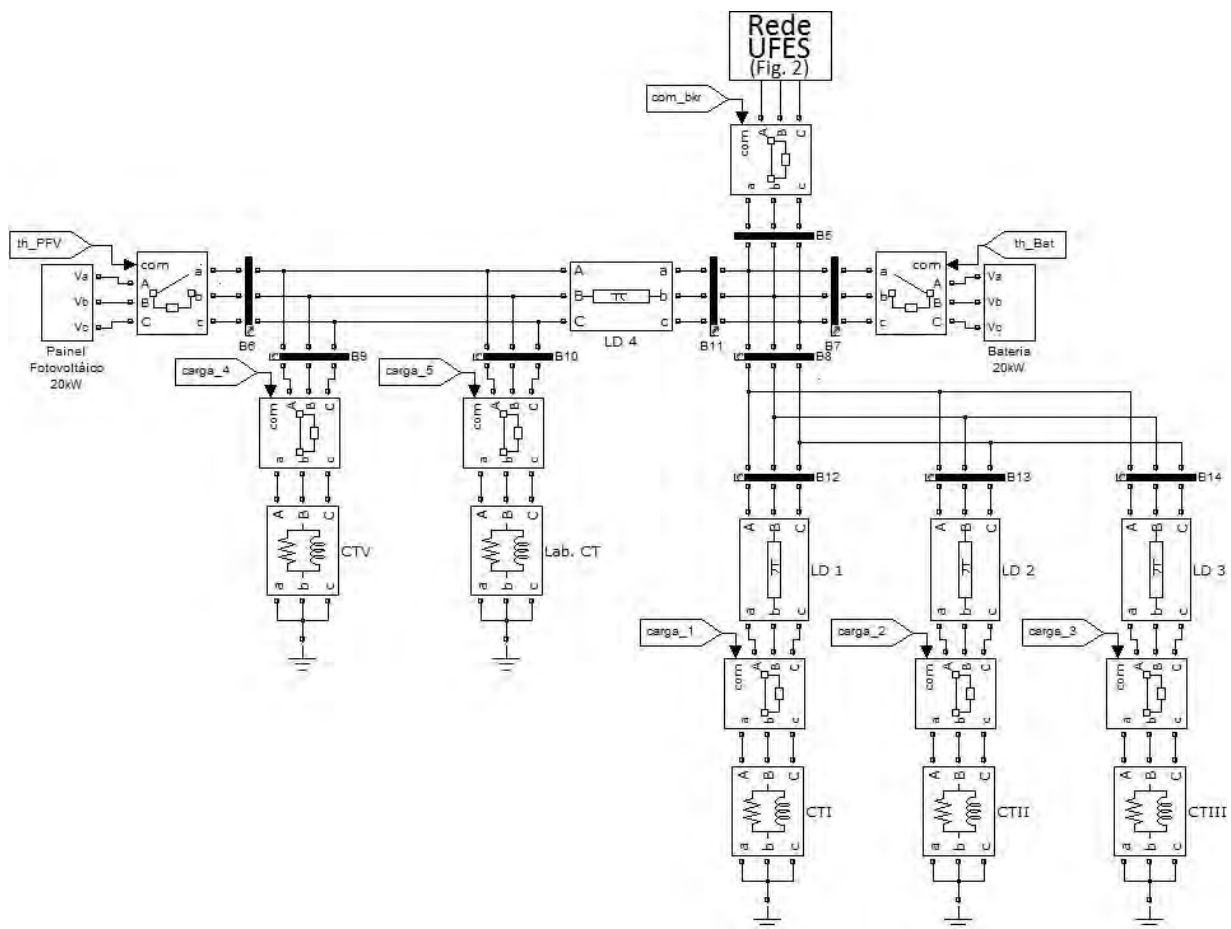


Figura 3 - Microrrede proposta modelada no MATLAB/Simulink®.

2.2 Sistema fotovoltaico

Uma célula fotovoltaica funciona como uma fonte de corrente dependente da radiação solar e temperatura, e a associação série e paralelo de células fotovoltaicas constituem um painel fotovoltaico (Adamidis et al., 2010).

Para este trabalho, o painel fotovoltaico foi modelado como uma fonte de corrente com geração máxima de 20kW. Os terminais do painel são conectados a um inversor trifásico de meia ponte através de um capacitor, e os sinais de pulso são fornecidos por um controle de corrente cuja referência de potência é dada pelo controle do *link* CC. A Fig. 4 mostra o modelo do sistema fotovoltaico desenvolvido no MATLAB/Simulink®, e a Fig. 5 e a Fig. 6 mostram o controle de corrente e o controle de tensão do *link* CC, respectivamente. O projeto do filtro LCL teve como base a metodologia apresentada em (Matos et al., 2010) e (Sun et al., 2009).

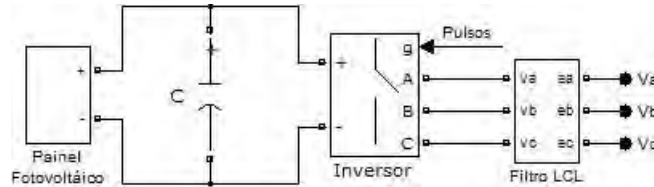


Figura 4 - Modelo do sistema fotovoltaico.

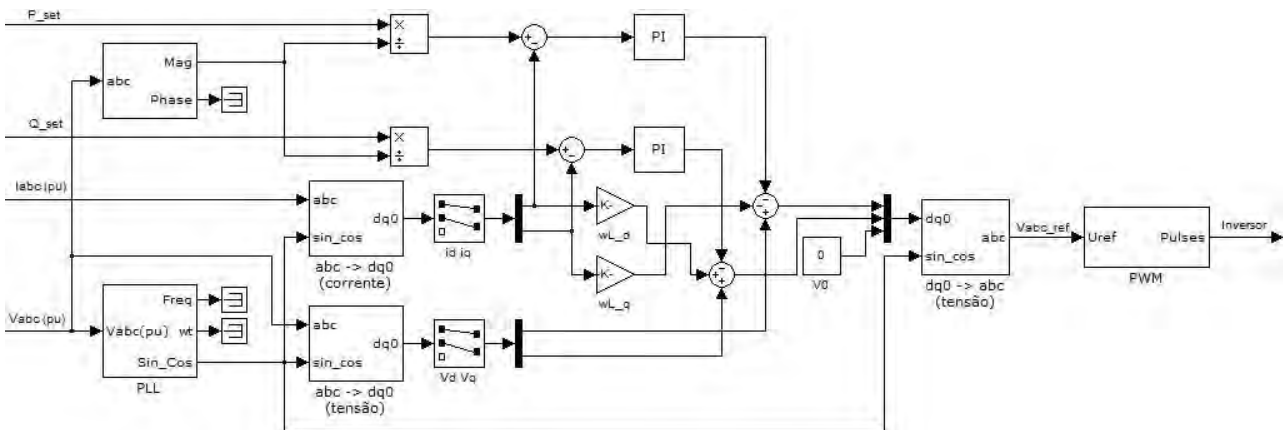


Figura 5 - Controle de corrente para o acionamento do inversor.

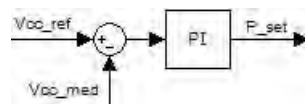


Figura 6 - Controle de tensão do *link* CC.

No controle de corrente, a partir dos sinais de referência de potência, é calculada a corrente de referência baseada nas coordenadas síncronas do eixo dq. A referência de potência ativa (P_{set}) é calculada pelo controle de tensão do *link* CC e a referência de potência reativa (Q_{set}) foi definida como zero. O controle do *link* CC atua de forma a manter tensão constante no *link* CC, garantindo o equilíbrio de potência incidente e transmitida. V_{abc} (pu) e I_{abc} (pu) são as tensões e correntes medidas no ponto de conexão do sistema fotovoltaico e da bateria, cada qual com sua medição independente. A partir da tensão de referência, é gerado um sinal PWM que aciona o inversor (Hagiwara et al., 2011).

2.3 Bateria

Em microrredes sem a utilização de geradores síncronos, a manutenção da tensão e da frequência do sistema durante o ilhamento se torna uma tarefa difícil. Uma possível solução para contornar a ausência de geradores síncronos é usar uma bateria operando como uma fonte de tensão controlada (controle VSI – *Voltage Source Inverter*) (Xu et al., 2012).

O modelo de bateria utilizado neste trabalho é o de uma fonte de tensão controlada em série com uma resistência (Tremblay, 2007). Esse modelo está disponível na biblioteca *SimPowerSystems* do MATLAB/Simulink®. A interface da bateria com a microrrede é feita através de um inversor trifásico de meia ponte e os sinais de disparo são gerados a partir do controle de corrente previamente apresentado na Fig. 5.

A bateria pode assumir duas estratégias de controle, dependendo do modo de operação da microrrede: controle PQ e controle VSI. Quando a microrrede está conectada à rede, a bateria assume o controle PQ e não participa do controle de tensão e frequência da microrrede. O controle PQ, então, atua injetando potência ativa (P) e potência reativa (Q) de

acordo com as referências enviadas pela CCMR. No modo conectado, a bateria pode se carregar, dependendo do seu estado de carga (SOC - *state of charge*). Quando ocorre o ilhamento, a estratégia de controle da bateria alterna para o controle VSI e a mesma funciona como uma fonte de tensão controlada a fim de regular tensão e frequência e equilibrar geração e consumo. Nesse controle, a referência para as potências ativa e reativa são calculadas a partir do controle *droop*.

Em redes de transmissão, a reatância é consideravelmente maior que a resistência ($X \gg R$) e a resistência pode ser desprezada. Dessa forma, os fluxos de potência ativa e reativa dependem, respectivamente, da diferença angular e da diferença de tensão entre o terminal emissor e receptor. Porém, em redes de distribuição, a resistência é maior que a reatância ($R \gg X$) e a relação se inverte: o fluxo de potência ativa passa a depender principalmente da diferença de tensão e o fluxo de potência reativa da diferença angular (Laaksonen et al., 2005).

Baseado na relação entre tensão e potência ativa e entre frequência e potência reativa, foi desenvolvido o controle PV-*droop* e Qf-*droop* adequados para o controle da tensão e frequência durante o ilhamento da microrrede. A Fig. 7 mostra o princípio do controle *droop* de tensão e frequência (Hatziaergyriou, 2002) e a Fig. 8 mostra o controle em blocos implementado no MATLAB/Simulink® (Laaksonen et al., 2005).

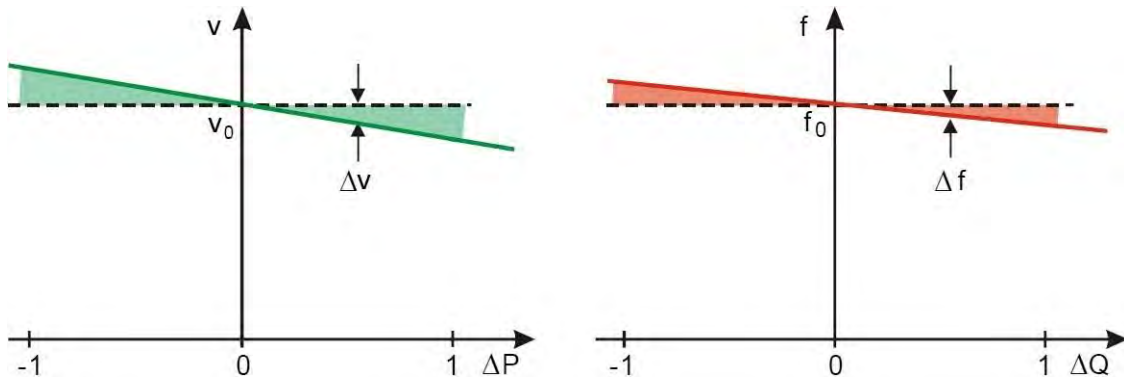


Figura 7 - Característica do controle *droop* de tensão e frequência.

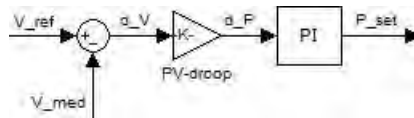


Figura 8 - Controle PV-*droop*.

A diferença entre a tensão de referência (V_{ref}) e a tensão medida (V_{med}) resulta numa variação de potência definida pela inclinação da característica do controle *droop* da bateria. A partir dessa variação de potência, é realizado o controle da injeção de potência, sendo que a saída do controlador PI (P_{set}) se torna a referência de potência para o controle de corrente. A abordagem é análoga para o controle Qf-*droop*.

2.4 Cargas

O transformador 36 (T36) alimenta os laboratórios, o CTI, CTII, CTIII e CTV e a carga total de cada prédio foi concentrada em uma única carga equivalente. A modelagem das cargas foi realizada a partir da média semanal de consumo de potência ativa e potência reativa do T36, que marca o ponto de conexão da microrrede com a rede principal, (Padua, 2011).

Dois cenários foram considerados para a microrrede: um com carga leve e outro com carga pesada. A carga leve é de 23,3kW e 3,5kvar enquanto a carga pesada é de 106,3kW e 18,6kvar, e foram divididas da seguinte forma: 50% dividido igualmente entre os laboratórios e o CTV e os outros 50% dividido igualmente entre o CTI, CTII e CTIII.

3. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO DOS MODOS DE OPERAÇÃO DA MICRORREDE

A Fig. 9 mostra a lógica de funcionamento da microrrede proposta nos três modos de operação: conectada à rede, ilhamento e sincronização/reconexão.

Inicialmente, a microrrede se encontra conectada à rede principal. Quando há alguma falta elétrica, ou uma parada para manutenção na rede, ou simplesmente porque a qualidade da energia não é satisfatória, a microrrede tem a capacidade de se desconectar da rede, entrando no modo autônomo (ilhamento). Isolada da rede, a microrrede procura estabilizar os níveis de tensão e frequência para manter a disponibilidade e a qualidade da energia elétrica. Se a geração de energia é insuficiente para atender a demanda das cargas conectadas à microrrede, o nível de tensão reduz. Segundo as normas brasileiras (ANEEL, 2012), para uma rede de distribuição de 220V, o nível de tensão adequado deve ser maior que 201V e menor que 231V, ou seja, a queda de tensão não deve ser maior que 8,6% e a sobretensão deve ser

menor que 5%. Para este trabalho, foi adotada uma queda de tensão de no máximo 5% para garantir uma melhor qualidade de energia. Caso a tensão da microrrede se estabilize com uma queda de tensão maior que 5%, a lógica de rejeição de cargas é acionada desconectando as cargas menos prioritárias até que a microrrede atinja um equilíbrio entre geração e consumo.

Quando o serviço da rede principal retorna, inicia-se o processo de sincronização para posterior reconexão da microrrede com a rede principal. Para isso, a diferença entre os níveis de tensão, frequência e defasamento angular da rede e da microrrede devem ser mínimos. Somente quando a microrrede está sincronizada com a rede, é possível fazer a reconexão e as cargas que foram eventualmente rejeitadas são religadas.

Para a microrrede proposta, composta de um sistema fotovoltaico e uma bateria, a Tab. 4 apresenta as estratégias de controle adotadas em cada modo de operação.

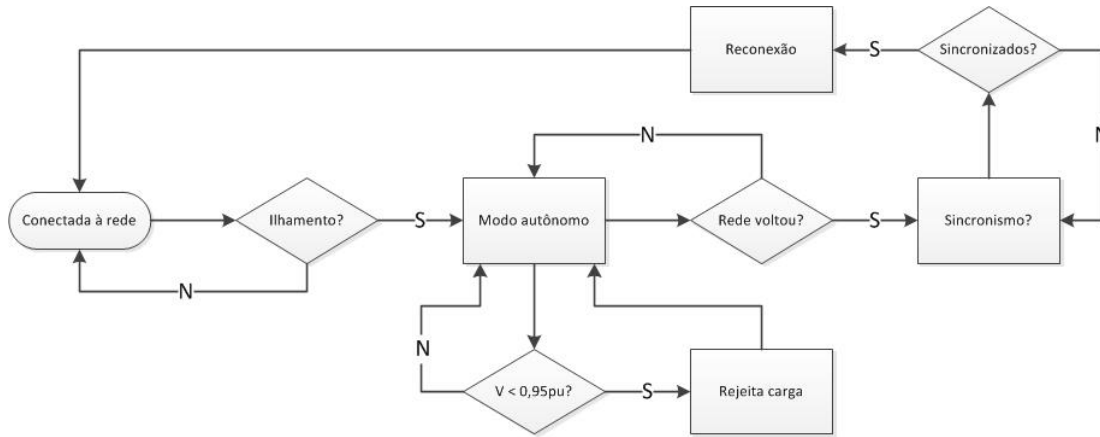


Figura 9 - Fluxograma de funcionamento da microrrede.

Tabela 4 - Estratégias de controle em cada modo de operação.

Modos de Operação	Sistema Fotovoltaico	Bateria	Características
Conectada à rede	PQ	PQ	Sistema fotovoltaico fornece potência máxima e bateria se carrega.
Ilhamento	PQ	VSI	Bateria controla tensão e frequência pelo controle <i>droop</i> .
Sincronização e Reconexão	PQ	VSI/PQ	O controle <i>droop</i> recebe novas referências para regular tensão, frequência e fase, garantindo a sincronização e a reconexão.

3.1 Conectada à rede

Quando conectada à rede, a microrrede é tratada como um gerador ou como uma carga controlável. Conforme detalhado anteriormente, neste modo de operação, a bateria assume o controle PQ e se carrega, o sistema fotovoltaico produz a máxima potência ativa de acordo com a incidência solar e a potência reativa gerada é zero. Além disso, os níveis de tensão e frequência são determinados pela rede principal. A Fig. 10 mostra o fluxo de potência ativa, tensão e frequência no ponto de acoplamento comum (PAC) para os casos de carga leve e carga pesada.

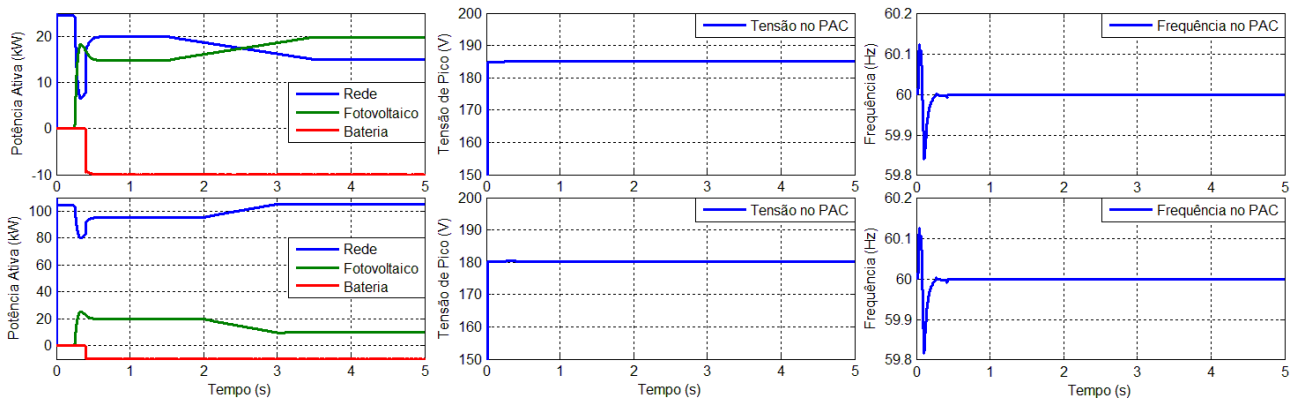


Figura 10 - Resultados da simulação no modo normal para os cenários de carga leve (1ª linha) e carga pesada (2ª linha).

O sistema fotovoltaico é conectado no instante 0,25 segundos e a bateria no instante 0,4 segundos. A variação inicial de frequência é causada pela inicialização do sistema e pode ser desprezada. Note que quando há uma variação

da injeção de potência do sistema fotovoltaico, a rede varia na mesma proporção para atender a demanda de energia. Além disso, é possível observar que a tensão e a frequência não são afetadas pela variação de potência do sistema fotovoltaico já que essas grandezas são impostas pela rede principal.

3.2 Ilhamento

Diante de um eventual problema de qualidade de energia, a microrrede se desconecta da rede e mantém o funcionamento no modo autônomo. Para este caso, foi novamente analisado a resposta do sistema para os cenários de carga leve e pesada. Na simulação, o ilhamento intencional ocorre no instante 0,5 segundos. Os resultados estão mostrados na Fig. 11.

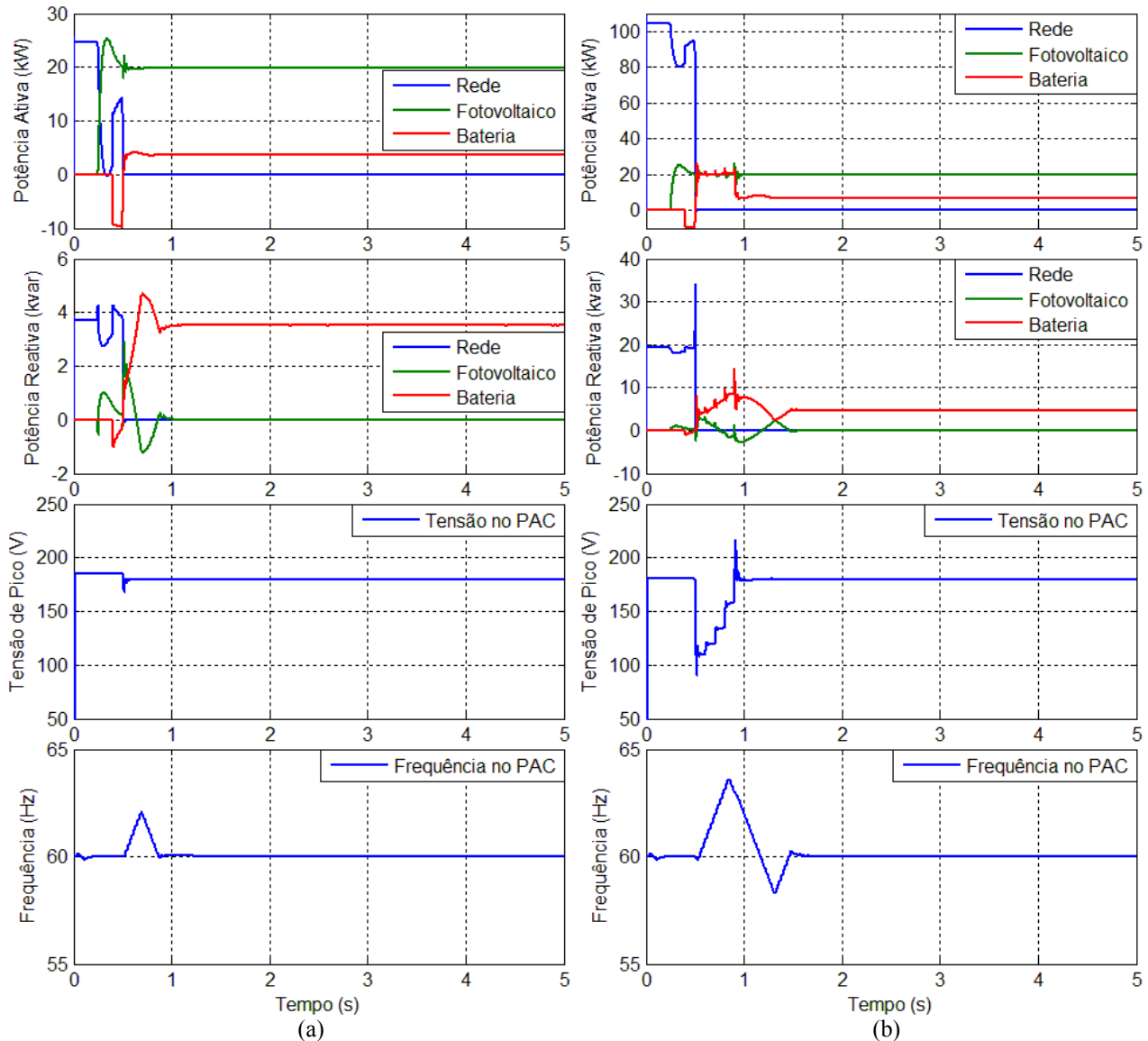


Figura 11 - Resultados da simulação no modo autônomo para os cenários de (a) carga leve e (b) carga pesada.

No momento que ocorre o ilhamento, a microrrede não possui mais a referência da rede principal. Para manter a estabilidade da microrrede, a bateria muda a estratégia de controle e funciona como uma fonte de tensão controlada (VSI). A bateria, então, controla o fluxo de potência ativa e reativa de forma a garantir os níveis de tensão e frequência, de acordo com o controle *droop*. A bateria, que antes estava carregando, agora passa a fornecer ou absorver potência de acordo com a necessidade.

Para o cenário de carga leve (23kW), a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é constante (20kW) e a bateria fornece a potência restante. Observe que, antes do ilhamento, a tensão estava com um valor acima do nominal e, quando ocorre o ilhamento, o controle VSI da bateria atua de forma a garantir a tensão nominal. Neste caso, não houve a necessidade de rejeitar cargas, pois a geração de energia atendeu a demanda de consumo das cargas. A frequência sofre uma variação devido ao fluxo de potência reativa, mas estabiliza rapidamente em 60Hz.

Para o cenário de carga pesada (106kW), a geração da microrrede não é o suficiente para suprir a demanda e a tensão estabiliza com um valor abaixo da nominal. Quando há uma queda de tensão de mais de 5%, cargas são

rejeitadas segundo uma ordem de prioridade. No gráfico, é possível observar que há rejeição de quatro cargas, as cargas do CTI, CTII, CTIII e CTV, até a tensão permanecer em seu valor nominal ou com uma queda de tensão menor que 5%. Após a rejeição, tensão e frequência estabilizam e a microrrede funciona ilhada apenas com a carga referente aos laboratórios, tratada como uma carga prioritária.

3.3 Sincronização/reconexão

Para a microrrede ilhada se reconectar à rede, é preciso que tensão, frequência e fase estejam sincronizadas. A Fig. 12 mostra a estratégia de controle adotada para a sincronização (Cho et al., 2011).

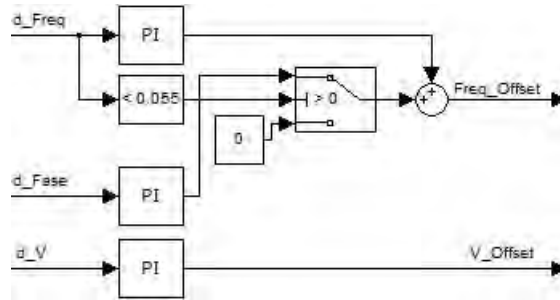


Figura 12 - Controle da tensão, frequência e fase para a sincronização.

As entradas do controle são as diferenças de tensão, frequência e fase entre a rede e a microrrede. O objetivo do controle é minimizar esses três sinais para satisfazer aos critérios de sincronização, apresentados na Tab. 5. O controle gera os sinais de *offset* para o controle *droop*.

Tabela 5 - Critérios de sincronização.

Diferença de tensão	$< \pm 3\%$
Diferença de frequência	$< \pm 0,1\text{Hz}$
Diferença de fase	$< \pm 2^\circ$

A Fig. 13 e a Fig. 14 mostram os resultados da simulação durante a sincronização e no momento da reconexão. Se a rede principal estiver disponível e a microrrede estabilizada no modo autônomo, dá-se início ao processo de sincronização. Na simulação, o ilhamento foi intencional e o controle de sincronismo foi acionado no instante 3 segundos. A partir da diferença entre tensão, frequência e fase, são gerados novos valores de referência a fim de reduzir a diferença dessas grandezas a um mínimo aceitável, estabelecendo o sincronismo. Uma vez que a diferença satisfaz aos critérios de sincronização, ocorre a reconexão através do fechamento do disjuntor. O ilhamento intencional ocorre no instante 0,5 segundos (estado 0 do disjuntor) e a reconexão automática definida pelo controle proposto ocorre no instante 3,9 segundos (estado 1 do disjuntor) para o cenário de carga leve e no instante 3,8 segundos para o cenário de carga pesada. A partir dos gráficos, é possível observar a rapidez com que o controle atua para reduzir a diferença de tensão, frequência e fase e efetuar a reconexão.

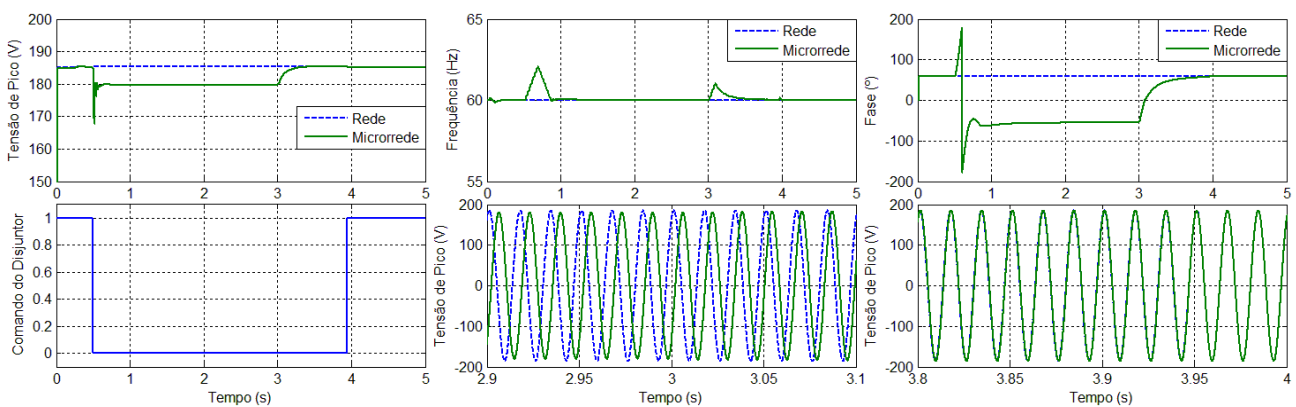


Figura 13 - Resultados da simulação durante a sincronização para o cenário de carga leve.

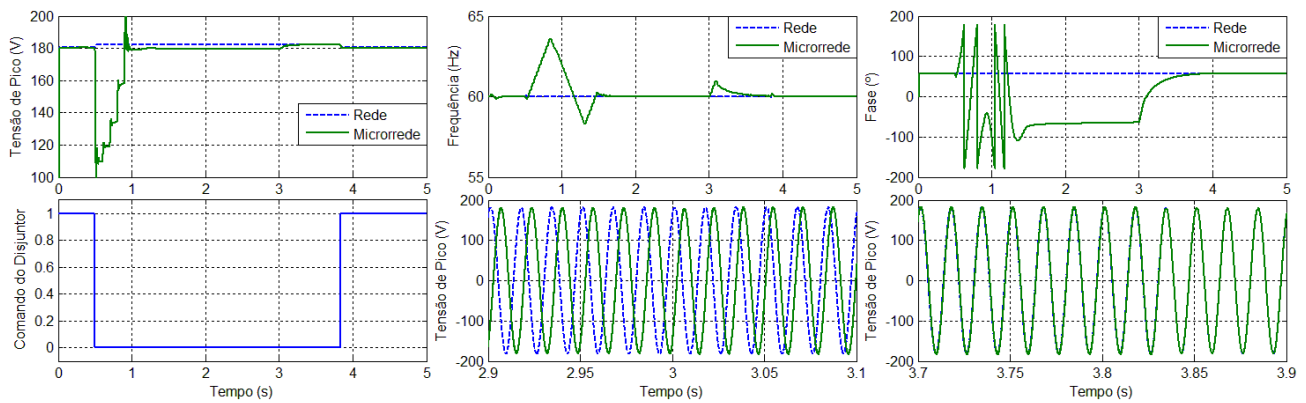


Figura 14 - Resultados da simulação durante a sincronização para o cenário de carga pesada.

4. CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi desenvolvido um modelo da rede de distribuição da UFES contemplando os transformadores principais, as linhas de transmissão e as cargas durante o carregamento leve e pesado. Baseado no modelo concebido, foi proposto o desenvolvimento de uma microrrede localizada no CT/UFES composta por um sistema fotovoltaico, uma bateria e cargas distintas que correspondem aos prédios do CT/UFES. O sistema fotovoltaico modelado mostrou ter um desempenho adequado a partir do controle de corrente para o acionamento do inversor e do controle de tensão para manter a tensão do *link* CC constante.

De forma a comprovar o desempenho da microrrede, foram apresentados os resultados de simulação da mesma nos três modos de operação nos cenários de carga leve e pesada. No modo de operação normal, conectada à rede, a microrrede se manteve estável assumindo os valores de tensão e frequência impostas pela rede principal. No modo autônomo, ilhamento, foi possível observar que a microrrede se manteve estável provando a eficácia do controle *droop* da bateria nos cenários de carga leve e pesada. Além disso, no cenário de carga pesada, foi possível observar que a microrrede foi capaz de identificar o desequilíbrio entre geração e consumo, rejeitando cargas não prioritárias, mantendo tensão e frequência constantes. Por fim, no modo de sincronismo, o controle obteve sucesso reduzindo a diferença da tensão, frequência e fase entre a rede principal e a microrrede, possibilitando a reconexão da mesma.

Dessa forma, o desempenho da microrrede proposta obteve uma resposta satisfatória nos três modos de operação garantindo qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia para as cargas associadas.

REFERÊNCIAS

- Adamidis, G., Tsengenes, G., Kelesidis, K., 2010. Three Phase Grid Connected Photovoltaic System with Active and Reactive Power Control Using “Instantaneous Reactive Power Theory”. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ’10), Granada (Spain), March 2010.
- ANEEL, 2012. Resolução Normativa N° 482, de 17 de Abril de 2012.
- Cho, C., Jeon, J., Kim, J., Kwon, S., Park, K., Kim, S., 2011. Active Synchronizing Control of a Microgrid. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, NO. 12, December 2011.
- Dias, M. V. X., Borotni, E. C., Haddad, J., 2005. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, Revista Brasileira de Energia, Vol. 11 / N° 2.
- Hagiwara, M., Maeda, R., Akagi, H., 2011. Control and Analysis of the Modular Multilevel Cascade Converter Based on Double-Star Chopper-Cells (MMCC-DSCC). IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 26, NO. 6, June 2011.
- Hatziaargyriou, N., 2002. MICROGRIDS – Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids. National Technical University of Athens, School of Electrical and Computer Engineering.
- Hu, W., Wang, Y., Song, X., Wang, Z., 2009. An Improved DC-Link Voltage Control Method for Multiple Grid Connected Converter in Direct Drive Wind Power Generation System. Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC 2009, Twenty-Fourth Annual IEEE.
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B., Robba, E. J., 2010. Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Editora Edgard Blucher, 2ª ed., 2010.
- Katiraei, F., Irvani, M. R., Lehn, P. W., 2005. Micro-Grid Autonomous Operation During and Subsequent to Islanding Process. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 1, January 2005.
- Laaksonen, H., Saari, P., Komulainen, R., 2005. Voltage and Frequency Control of Inverter Based Weak LV Network Microgrid. International Conference on Future Power Systems.
- Lasseter, R. H., Piagi, P., 2004. Microgrid: A Conceptual Solution. University of Wisconsin-Madison, PESC’04 Aachen, Germany.

- Matos, F. F., Sousa, C. V., Rezende, G. M., Toledo, R. A. N., Seleme Jr., S. I., Silva, S. R., 2010. Projeto e Construção de Filtro LCL para Conversores PWM. Departamento de Engenharia Elétrica UFMG, XVIII Congresso Brasileiro de Automática, Setembro 2010, Bonito-MS.
- Padua, D. B., 2011. Modelagem e Análise do Sistema Elétrico de Distribuição em 11,4 kV do Campus de Goiabeiras da UFES. Projeto de Graduação, UFES, Vitória.
- Peças Lopes, J. A., Moreira, C. L., Resende, F. O., 2005. Microgrids Black Start and Islanded Operation. INESC Porto, FEUP. 15th PSCC, Liege, 22-26 August 2005.
- Peças Lopes, J. A., Moreira, C. L., Madureira, A. G., 2006. Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, NO. 2, May 2006.
- PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 8 – Qualidade de Energia, Revisão 4, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 26 nov. 2013.
- Sun, W., Chen, Z., Wu, X., 2009. Intelligent Optimize Design of LCL Filter for Three-Phase Voltage-Source PWM Rectifier. Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC '09, IEEE 6th International.
- Tremblay, O., Dessaint, L., Dekkiche, A., 2007. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles. Electrical Engineering Department, Ecole de Technologie Supérieure.
- Xu, L., Miao, Z., Fan, L., 2012. Control of a Battery System to Improve Operation of a Microgrid. Department of Electrical Engineering, University of South Florida, Tampa, FL, USA.

SIMULATION OF THE OPERATION MODES OF A LOW VOLTAGE MICROGRID WITH PHOTOVOLTAIC SYSTEM

Abstract. *A microgrid is a cluster of distributed generations (DGs), loads and energy storages that work in a coordinate way to be treated by the main grid as a generator or a controllable load. Typically, a microgrid operates in parallel with the main grid. However, eventual energy quality issues may force the microgrid to disconnect from the main grid and operate in autonomous mode, with load shedding ability when internal generation is not enough. When grid service returns, the microgrid can change its operational mode in order to synchronize with the main grid and, later, reconnect to the grid, returning to its initial state. This paper proposes the modeling and simulation of a microgrid connected to the distribution grid of the Federal University of Espírito Santo (UFES) to verify its behavior when connected to the main grid, during islanding and at synchronization and reconnection. The microgrid proposed in this paper is composed of a photovoltaic system, a battery and loads. From the results obtained through simulation in MATLAB/Simulink[®], it is proven that the control strategies provide to the microgrid stability and reliability in power supply to associated loads.*

Key words: *Microgrid, Islanding, Load shedding, Synchronization, Photovoltaic panel*