



OPERAÇÃO DE CONVERSORES BACK-TO-BACK PARA APROVEITAMENTO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Mamour Sop Ndiaye

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Maurício Aredes

Luís Guilherme Barbosa Rolim

Rio de Janeiro

Março de 2013

OPERAÇÃO DE CONVERSORES BACK-TO-BACK PARA APROVEITAMENTO
DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Mamour Sop Ndiaye

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Maurício Aredes, Dr.-Ing.

Prof. Luís Guilherme Barbosa Rolim, Dr.-Ing.

Prof. Walter Issamu Suemitsu, Dr. Ing.

Prof. Pedro Gomes Barbosa, D.Sc.

Prof. Samir Ahmad Mussa, Dr. Eng.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2013

Ndiaye, Mamour Sop

Operação de Conversores back-to-back para Aproveitamento de Energia Fotovoltaica / Mamour Sop Ndiaye. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XVII, 164 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Maurício Aredes Luís Guilherme Barbosa Rolim.

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 146-158.

1. Sistemas Conectados. 2. Frequência variável. 3. Sistemas autônomos. 3. Conversor *back-to-back*. 5. Ilhamento. 6. MPPT. I Aredes, M. *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica, III. Título

Ao Meu Pai Elhadji Matar

Para minha Mae Fatou

Que vivem adormecidos

Al Ikhlass

Para meus irmãos, meu sangue

À Ndeye Fatou, Marieme e Sokhna

À Todos que lutam contra a opressão, a injustiça e a pobreza

Um homem cuja a ambição é a reflorestação da Savana não pode desistir!

AGRADECIMENTOS

Eu agradeço a Deus em primeiro lugar: o Começo, meio e fim de Tudo.

Eu exprimo minha gratidão a todas as pessoas que contribuíram cada uma da sua maneira, para a realização desta tese.

Eu gostaria de exprimir todo meu reconhecimento ao Professor Maurício Aredes por ter me acolhido no Laboratório de Eletrônica de Potência, e, sobretudo pela sua orientação e amizade.

Meu reconhecimento e gratidão aos professores Luís Guilherme Barbosa Rolim e Edson Hirokazu Watanabe que sempre foram disponíveis para discutir o trabalho e propor novas estratégias.

Agradeço meus amigos Prof. João Moor, Mauro Sandro e Marcos Paulo pela ajuda e contribuições em diversas etapas do trabalho.

Ao meu irmão Prof. Papa Matar pela proteção que ele sempre nos deu, longe de tudo e de todos.

À amiga Rita Cavaliere pela revisão do texto e pelo companheirismo em todos os momentos.

Ao Amigo o Prof. Oumar Diene pelas contribuições no projeto e ajustes do sistema de controle também pela sua disposição

Aos colegas do laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão principalmente ao Rogério, Diego pelo suporte na bancada.

Aos meus irmãos no Senegal que, apesar da distância, estão sempre presentes.

Às minhas filhas Fatou, Marieme e minha esposa Sokhna por me proporcionarem equilíbrio emocional nos momentos mais incertos.

Às secretárias do Laboratório de Eletrônica de Potência e do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE.

Agradeço ao CNPQ pelo apoio financeiro concedido ao trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos Requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

OPERAÇÃO DE CONVERSORES BACK-TO-BACK PARA APROVEITAMENTO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Mamour Sop Ndiaye

Março/2013

Orientadores: Maurício Aredes

Luís Guilherme Barbosa Rolim

Programa: Engenharia Elétrica

Os sistemas fotovoltaicos, apesar de crescerem em média 40% nos últimos 10 anos, ainda primam pelos altos custos. Existem problemas de sobredimensionamento e dificuldades de armazenamentos inerentes dos sistemas isolados. Já nos sistemas interconectados, o ilhamento ainda é o principal desafio.

Neste contexto, este trabalho propõe a utilização de um conversor “*back-to-back*” que permite um melhor aproveitamento da energia do sol, principalmente nas regiões onde a rede de distribuição é intermitente. A configuração proposta possibilita o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos em três modos de operação distintos no ponto de potência máxima e uma transição suave entre os modos sem a necessidade de utilização de baterias para armazenamento.

O sistema desenvolvido foi validado experimentalmente por meio de um protótipo de 1,1 kW considerando um conjunto de cargas (cargas locais) situadas no lado do conversor interconectado à rede. O segundo conversor alimenta um motor de indução trifásico aplicado para bombeamento de água considerado como sendo a carga isolada (carga prioritária).

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

OPERATION OF BACK-TO-BACK CONVERTERS FOR PHOTOVOLTAIC
ENERGY IMPROVEMENT

Mamour Sop Ndiaye

March/2013

Advisors: Mauricio Aredes

Luís Guilherme Barbosa Rolim

Department: Electrical Engineering

Photovoltaic systems, despite their 40 % annual growing over the 10 last years, have yet high initial installations costs. There are oversizing problems and storage difficulties inherent of isolated systems. For interconnected systems, the islanding is still the main challenge.

In this context, this work proposes the use of a "back-to-back" converter that allows the improvement of the sun's energy, especially in localities where the distribution network is intermittent. The proposed configuration enables the operation of photovoltaic systems in three different operation modes at the point of maximum power and a smooth transition between modes without the need of batteries for storage.

The system was validated experimentally on a 1.1 kW prototype considering a set of loads (local loads) situated on the side of the converter interconnected to the network. The second converter supply a three-phase induction motor used for water pumping as the isolated load (load priority).

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1:	1
INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTO.....	2
1.1.1. <i>Contexto Ambiental</i>	2
1.1.2. <i>Contexto econômico</i>	4
1.2. REQUISITOS DE INTERCONEXÃO.....	7
1.2.1. <i>Normas Regulatórias</i>	7
a) IEEE 1547 [13].....	7
b) IEC 61727 [14].....	8
c) DIN VDE 0126 [15].....	8
1.2.2. <i>Ilhamentos, Anti-ilhamentos e operação ilhada</i>	9
a) Ilhamento.....	9
b) Anti-Ilhamento.....	11
c) Operação ilhada.....	13
1.2.3. <i>Qualidade de energia</i>	13
a) Corrente CC.....	14
b) Harmônicos de correntes.....	14
c) Fator de potência.....	15
1.3. MOTIVAÇÕES DO TRABALHO.....	15
1.4. OBJETIVOS DO TRABALHO.....	17
1.5. SUMÁRIO.....	19
CAPÍTULO 2	21
MODOS DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS	21
2.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE UM ÚNICO CONVERSOR.....	23
2.1.1. <i>Sistemas fotovoltaicos isolados</i>	23
2.1.2. <i>Sistemas Fotovoltaicos Interconectados</i>	24
2.1.3. <i>Sistemas de Armazenamento PV</i>	27
2.2. CONFIGURAÇÃO PROPOSTA.....	29
2.3. NATUREZA DAS CARGAS.....	32
2.4. MODOS DE OPERAÇÃO.....	33
2.5. CONCLUSÕES PARCIAIS.....	37
CAPÍTULO 3	39
ASPETOS TECNOLÓGICOS E MODELAGEM MATEMÁTICA DAS CÉLULAS PV	39
3.1. TECNOLOGIA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	40

3.1.1	<i>Tecnologia das células cristalinas</i>	40
3.1.2	<i>Tecnologia das células de película fina (Thin Film)</i>	41
a)	Tecnologia do silício amorfo (<i>a-Si</i>).....	41
b)	Tecnologia das células CIGS.....	43
3.1.3	<i>As células multijunções</i>	44
3.1.4	<i>Células Solares de Terceira Geração</i>	47
3.2.	MODELAGEM DAS CÉLULAS PV NO PSCAD/EMTDC	49
3.2.1.	<i>Característica elétrica das células fotovoltaicas</i>	49
3.2.2.	<i>Identificação dos Parâmetros dos painéis Kc 130 da Kyocera</i>	52
3.2.3.	<i>Influência do fluxo luminoso</i>	55
3.2.4.	<i>Influência da temperatura</i>	56
3.3.	CARACTERÍSTICAS DO GERADOR FOTOVOLTAICO UTILIZADO	58
3.4.	CONCLUSÕES PARCIAIS.....	60
CAPÍTULO 4.....		61
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE UM ESTÁGIO DE CONVERSÃO: CONFIGURAÇÃO, CONTROLE E		
DETECÇÃO DE ILHAMENTOS.....		61
4.1.	CONFIGURAÇÕES DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	62
4.2.	TÉCNICAS DE CONTROLE PARA OS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	64
4.3.1.	<i>Controle CC – CC</i>	64
4.3.2.	<i>Controle CC – CA</i>	64
a)	Controle PWM de tensão	65
b)	Controle PWM de corrente	67
4.3.	O ALGORITMO MPPT	68
4.4.	SISTEMAS DE ANTI-ILHAMENTOS.....	75
4.5.	CONCLUSÕES PARCIAIS.....	81
CAPÍTULO 5.....		82
ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DA CONFIGURAÇÃO FOTOVOLTAICA PROPOSTA.....		82
5.1.	ANÁLISE DO CONVERSOR “ <i>BACK-TO-BACK</i> ” APLICADO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	83
5.2.	SISTEMA DE CONTROLE	86
5.2.1.	<i>Sistema de controle Principal</i>	88
a)	Controle das correntes injetadas.....	89
b)	Ajuste do Controlador PI da corrente.....	91
c)	Controlador de tensão.....	92
d)	Ajuste do Controlador PI da tensão.....	94
5.2.2.	<i>Sistema de controle auxiliar</i>	100
5.3.	RESULTADO DAS SIMULAÇÕES.....	102

5.3.1.	<i>Parâmetros do sistema</i>	103
5.3.2.	<i>Tensões, Correntes e Potências CC</i>	104
5.3.3.	<i>Operação interconectada (desativação do conversor #2)</i>	107
5.3.4.	<i>Operação padrão</i>	110
5.3.5.	<i>Operação em modo ilhado</i>	116
a.	<i>Detecção de Ilhamento</i>	116
b.	<i>Operação Ilhada</i>	118
c.	<i>Gerenciamento de carga</i>	120
5.4.1.	<i>Conclusões parciais</i>	124
CAPÍTULO 6		126
VALIDAÇÃO EXPERIMENTAL DO SISTEMA PROPOSTO		126
6.1.	DESCRIÇÃO DO PROJETO	127
6.2.	IMPLEMENTAÇÃO DO PROJETO	127
6.1.1.	<i>Circuitos de instrumentação e Controle</i>	127
6.1.2.	<i>Integração do Protótipo</i>	131
6.3.	RESULTADOS EXPERIMENTAIS	131
6.3.1.	<i>Controle MPPT</i>	132
6.3.2.	<i>Modos de operação padrão e conectada</i>	132
6.3.3.	<i>Operação ilhada</i>	134
6.3.4.	<i>Gerenciamento de carga</i>	136
6.3.5.	<i>Partida isolada do motor</i>	136
6.4.	CONCLUSÕES PARCIAIS	137
CAPÍTULO 7		139
CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS		139
7.1.	CONCLUSÕES	139
7.2.	CONTRIBUIÇÕES	143
7.3.	TRABALHOS FUTUROS E PERSPECTIVAS	144
7.3.1.	<i>Trabalhos Futuros</i>	144
7.3.2.	<i>Perspectivas</i>	144
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		146
APÊNDICE A		159
A1.	PROJETO DO CONTROLADOR DE CORRENTE	159
A2.	PROJETO DE CONTROLADOR DE TENSÃO	160
A3.	SINAIS DE CONTROLE	163

LISTA DAS FIGURAS

Figura 1.1: Intensidade de irradiação solar entre 2007 e 2008 [5]	4
Figura 1.2: Potência solar acumula por país em 2011.	5
Figura 1.3: Ocorrência de ilhamento dos sistemas fotovoltaicos interconectados à rede	10
Figura 1.4: Efeito dos dispositivos de anti-ilhamentos nos sistemas PV interconectados	11
Figura 1.5: Operação ilhada dos sistemas fotovoltaicos interconectados com dispositivos de gerenciamento de carga	13
Figura 2.1: Estrutura de um sistema fotovoltaico isolado	23
Figura 2.2: Configuração completa de um sistema fotovoltaico interconectado	25
Figura 2.3: Sistema de gerenciamento de cargas durante a operação ilhada	26
Figura 2.4: Composição dos custos de uma instalação fotovoltaica [34].	28
Figura 2.5: Configuração Proposta	31
Figura 2.6: Gráfico dos níveis de potência das diferentes cargas.	34
Figura 2.7: Esquema de Operação padrão: (a) $P_{PV} > P_{motor} + P_{carga}$; (b) $P_{PV} < P_{motor} + P_{carga}$	35
Figura 2.8: Esquema do modo de operação interconectada (a) $P_{PV} > P_{carga}$; (b) $P_{PV} < P_{carga}$	36
Figura 2.9: Esquema do modo de operação ilhada	36
Figura 2.10: Esquema do modo de operação ilhada com gerenciamento de carga	37
Figura 2.11: Comparação de uma célula de silício amorfo com uma célula de silício cristalino	42
Figura 2.12: Princípio de funcionamento de uma célula heterojunção	45
Figura 2.13: Princípio de funcionamento de um concentrador fotovoltaico	46
Figura 3.1: Característica ($I - V$) e ($P - V$) de uma célula fotovoltaica	49
Figura 3.2: Equivalente elétrico de uma célula PV	51
Figura 3.3: Características $I - V$ de uma célula fotovoltaica com sob efeito de sombreamento parcial.	52
Figura 3.4: Características $P - V$ (a) e $I - V$ de um gerador fotovoltaico para diferentes valores de G a temperatura constante.	56
Figura 3.5: Influência da temperatura sobre a característica $I - V$ e $P - V$ de uma célula PV ($T_1 < T_2 < T_3$)	57
Figura 3.6: Características $I - V$ e $P - V$ das células da KC 130 para diversos valores de G	59
Figura 3.7: Características $I - V$ e $P - V$ dos painéis KC 130 para diversos valores de temperatura considerando $G = 1000 \text{ W/m}^2$	59
Figura 4.1: Arranjo de painéis solares com dois estágios de conversão	63
Figura 4.2: Arranjo de painéis solares com um estágio de conversão	64
Figura 4.3: (a) Controle VSC por tensão (b) Circuito equivalente	65
Figura 4.4: Diagrama fasorial da tensão do conversor e da tensão e corrente do sistema	66
Figura 4.5: (a) Controle VSI por corrente (b) Circuito equivalente	68
Figura 4.6: Sistema fotovoltaico interconectado com dois estágios de conversão	69

Figura 4.7: Sistema Fotovoltaico interconectado com um único estágio de conversão	70
Figura 4.8: Técnica de detecção do PPM através da condutância experimental	72
Figura 4.9: Diagrama de bloco do algoritmo da condutância incremental [85]	74
Figura 4.10: Conceito de Zona de não-deteção	76
Figura 4.11: Teste de ilhamento	77
Figura 4.12: Variação da tensão de ilhamento em função de ΔP	79
Figura 4.13: Variação da frequência em função de ΔQ ($\Delta P=0$)	79
Figura 5.1: Estrutura do Conversor “back-to-back” 2 níveis	83
Figura 5.2: Chaveamento bipolar	84
Figura 5.3: Estrutura do geral do sistema fotovoltaico estudado (a) sistema global; (b) circuito equivalente	87
Figura 5.4: Transformação de coordenadas abc - $\alpha\beta$ - dq	88
Figura 5.5: Malha de controle de corrente	89
Figura 5.6: diagrama do controle desacoplado das correntes i_d e i_q	91
Figura 5.7: Diagrama de blocos do controle de tensão do elo CC	93
Figura 5.8: Controle de tensão detalhado do elo CC	94
Figura 5.9: Controle escalar em malha fechada.	97
Figura 5.10: Correntes de Referência	98
Figura 5.11: Estratégia de controle principal do sistema proposto interconectado	99
Figura 5.12: Sistema de controle auxiliar durante a operação ilhada	101
Figura 5.13: Obtenções das tensões de referência do controle do conversor #1 durante o ilhamento	102
Figura 5.14: Tensões e correntes do GPV e do elo CC ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T= 25^\circ \text{ C}$)	105
Figura 5.15: Potências do GPV e do elo CC ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T= 25^\circ \text{ C}$)	106
Figura 5.16: Efeitos das variações da temperatura e irradiação solar na tensão, corrente e potência CC	107
Figura 5.17: Correntes injetadas na rede e Corrente e tensão na fase A	108
Figura 5.18: Potência do elo CC e potência do GPV pelo lado CA do conversor #1	109
Figura 5.19: Balanço das potências ativas e reativas das cargas e da rede	109
Figura 5.20: Compensação da potência reativa através conversor #1	110
Figura 5.21: Toques, Velocidade e Potência eletromagnética do motor	111
Figura 5.22: Correntes injetadas na rede após a entrada do motor e corrente e tensão na fase A	112
Figura 5.23: Correntes no motor e corrente e tensão na fase A	112
Figura 5.24: Tensão e Corrente do elo CC e Potências CC, do Conversor #1 e aparente do Motor	113
Figura 5.25: Potências ativas e reativa no PCC durante a operação padrão	114
Figura 5.26: Correntes injetadas no PCC (a) e tensão e corrente da fase A (b) com queda de 66% da potência do GPV	115

<i>Figura 5.27: Tensão e corrente do elo CC e Potência ativa CC, do conversor #1 e potência aparente do motor considerando queda de 50% na potência do GPV</i>	115
<i>Figura 5.28: Ocorrência e Detecção do ilhamento pelo desvio de frequência</i>	117
<i>Figura 5.29: Potência do elo, do conversor #1, da carga e da Rede durante o ilhamento</i>	118
<i>Figura 5.30: Tensão e corrente do elo CC e Potência ativa CC, do conversor #1, da rede e potência aparente do motor considerando durante as operações interligada e ilhada</i>	119
<i>Figura 5.31: Potência do Conversor #1 e da rede na ocorrência do ilhamento</i>	119
<i>Figura 5.32: Velocidade, Potências elétricas e mecânicas do motor durante as operações interligada e ilhada</i>	120
<i>Figura 5.33: Corrente (injetada na rede (a)) e tensão e corrente da fase A (b) no PCC ao longo dos modos de operação</i>	121
<i>Figura 5.34: Correntes do Motor (a) e corrente e tensão da fase A (b) ao longo dos modos de operação</i>	122
<i>Figura 5.35: Tensão e corrente do elo CC (a) e Potência ativa CC, do conversor #1, da rede e potência do motor (b) considerando os diferentes modos de operação</i>	123
<i>Figura 5.36: Velocidade (a) e Potências do motor (b) durante os modos de operação</i>	124
<i>Figura 6.1: Digrama unifilar do sistema proposto com os sinais de medições</i>	128
<i>Figura 6.2: Esquema do sistema de instrumentação</i>	128
<i>Figura 6.3: Circuito de suporte e condicionamento dos DSPs</i>	129
<i>Figura 6.4: Circuitos de sensoriamento e medição de tensão e Corrente</i>	130
<i>Figura 6.5: Circuito de E/O</i>	130
<i>Figura 6.6: Protótipo Experimental</i>	131
<i>Figura 6.7: Medida da irradiação solar (a), Tensão, corrente e potência do elo CC (b)</i>	132
<i>Figura 6.8: Modos de operação conectada à rede e padrão</i>	133
<i>Figura 6.9: Modo de operação padrão detalhado (a) Tensões de corrente da rede (b) Tensões e corrente do motor</i>	134
<i>Figura 6.10: Tensão, corrente e potência do GPV durante o ilhamento (a), correntes das cargas (b)</i>	135
<i>Figura 6.11: Tensões e corrente do sistema durante a operação ilhada</i>	135
<i>Figura 6.12: Operação ilhada com gerenciamento de carga</i>	136
<i>Figura 6.13: Partida do motor com a presença da rede</i>	137
<i>Figura 6.14: Partida do motor sem a presença da rede</i>	137
<i>Figura A.1: Lugar das raízes e diagrama de bode da malha de corrente</i>	159
<i>Figura A.2: Resposta ao degrau da malha fechada de corrente</i>	160
<i>Figura A.3: Lugar das raízes e diagrama de bode da malha de tensão</i>	160
<i>Figura A.4: Resposta ao degrau da malha fechada de tensão</i>	162
<i>Figura A.5: Sinais de controle v_d e v_q</i>	163

A Figura A.6 comprova que quando o motor entrou em operação, a potência injetada na rede diminuiu.
Observa-se na Figura A.7 que quando a capacidade do GPV ficou reduzida, o sinal de controle de i_d ficou negativa comprovando a transferência de potência da rede para a carga isolada. _____ 163

Figura A.8: sinais de controle i_d e i_q durante a operação interconectada e padrão ($G=1000 \text{ W/m}^2$) ____ 164

Figura A.9: Controle i_d e i_q durante a operação interconectada e padrão ($G=700 \text{ W/m}^2$) _____ 164

Figura A.10: Controle i_d e i_q durante a operação interconectada e padrão com compensação de potência reativa. _____ 164

Lista das abreviações

OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PCC	Point of Common Coupling
CO ₂	Dióxido de carbono
PBT	Pay Back Time
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
OSC	Organic Solar Concentrators –
OPV	Organics Photovoltaics –
TPV	Thermo-photovoltaic
OLED	Organic Light-Emitting Diode
TiO ₂	Dióxido de Titânio
ENS	Disconnecting Device between a Generator and the Public low voltage
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MPP	Maximum Power Point
PPM	Ponto de Potência Máxima
TFSi	Thin-Film Silicon
PECVD	Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition
C _d T _e	Telureto de cádmio
CIGS	Disseleneto de cobre, gálio e índio
DSSC	Dye-Sensitised Solar Cells -
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
VSC	Voltage-Source Converter
FAE	Fontes Auxiliares de Energia
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
MSP	Mediterranean Solar Plan

Lista dos símbolos

V_{conv}	Tensão de saída do conversor no lado CA
I_{pv}	Corrente do gerador fotovoltaico
m_a	modulação de amplitude
m_f	modulação de frequência
V_s	Tensão da rede

I_s	Corrente da rede
V_{carga}	Tensão na Carga
I_{carga}	Corrente na carga
G	Intensidade de Irradiação solar
T	Temperatura do gerador fotovoltaico
R_s	Resistência série dos painéis solares
R_{sh}	Resistência Shunt dos painéis solares
I_o	Corrente de Saturação do Diodo
A	Coefficiente de não idealidade do diodo
V_{il}	Tensão de ilhamento
I_{il}	Corrente de ilhamento
ω_{il}	frequência de ilhamento
I_{ppm}	Corrente no ponto de potência máxima
V_{ppm}	Tensão no ponto de potência máxima
P_{ppm}	Potência no ponto de potência máxima
ΔP	Potência ativa da rede
ΔQ	Potência reativa da rede
P_m	Potência do motor
P_L	Potência da carga local

CAPÍTULO 1:

Introdução

A produção de energia elétrica ecologicamente correta e tecnologicamente viável tornou-se um imenso desafio de todas as sociedades, modernas ou não. Os efeitos desse novo consenso de produção dessa energia são amplamente discutíveis e são constantemente objetos de discussões em fóruns e cúpulas mundiais. Deixamos um ambiente gerido pelo conceito estrito de desenvolvimento econômico para iniciar a exploração do conceito mais amplo de desenvolvimento sustentável. No campo científico, a discussão diz respeito ao uso de tecnologias limpas, condição *sine qua non* para tal desenvolvimento. Dominar e desenvolver essas tecnologias de baixo impacto ambiental e focado na inclusão social tornou-se um desafio para pesquisadores do mundo inteiro, principalmente dos países em desenvolvimento.

Nesse contexto, as energias renováveis que são provenientes do sol (energia solar fotovoltaica ou térmica), do vento (energia eólica), do calor da terra (energia geotérmica), das quedas de água (energia hídrica), das ondas e marés (energia oceânica) e das plantas (combustíveis verdes e biomassa) estão ocupando espaços cada vez mais amplos no cenário energético mundial, tanto no ponto de vista ambiental, como também no cenário econômico.

1.1. Contexto

Impulsionada por um contexto favorável (vontade política e popular, interesse econômico e ambiental), o assunto relacionado à utilização das energias renováveis tem provocado interesse de todos os segmentos da sociedade. Esses tipos de energia, praticamente não explorados, se comparados com as fontes tradicionais (petróleo, gás, carvão, etc.), representam fontes inesgotáveis. Parte do interesse atual pelas energias limpas pode ser justificada pela consciência mundial de rever as políticas energéticas contras as emissões excessivas de CO₂ (impacto ambiental). Por outro lado, a queda vertiginosa dos preços e os incentivos fiscais adotados em alguns países têm catalisado a competitividade das fontes renováveis de energia (impacto econômico).

1.1.1. Contexto Ambiental

Do ponto de vista ambiental, diante da necessidade da construção de uma nova estratégia energética e climática mundial, o desenvolvimento das energias renováveis é apresentado como parte da solução para um mundo sustentável e pouco carbonoso. As fontes renováveis participam diretamente na luta contra o efeito estufa e as emissões de CO₂ na atmosfera.

Os resíduos e a emissão de poluentes decorrentes da produção dos módulos fotovoltaicos estão cada vez menores. Essa melhoria é devida principalmente à evolução tanto no processo de corte e aproveitamento dos materiais utilizados como também na economia no consumo de energia durante a fabricação das células fotovoltaicas [1], [2].

A ratificação do Protocolo de Quioto [3] assinado por mais de 180 nações (pelo qual os países-membros - principalmente os desenvolvidos - acordaram uma redução de mais de 5% na emissão de gases de efeito estufa em relação aos níveis dos anos 1990 no período entre 2008 e 2012) incentivou bastante a procura por fontes de energias limpas, principalmente a energia solar, apesar das metas não terem sido cumpridas.

Estudos realizados pela EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*) em colaboração com o Greenpeace [4] mostraram que se os governos adotarem maiores incentivos na utilização de energia solar fotovoltaica em sua matriz energética, a energia

solar pode trazer uma contribuição substancial para os compromissos internacionais de redução das emissões de gases de efeito estufa e conseqüentemente uma contribuição favorável para a mudança climática.

De acordo com os mesmos estudos, em 2030, o impacto da contribuição da energia solar na redução anual de emissões de CO₂ seria mais de 1,6 bilhões de toneladas. Esta redução é equivalente à produção de 450 usinas elétricas movidas a carvão (tamanho médio 750 MW). A redução cumulativa de redução de CO₂ provenientes da geração de eletricidade solar entre 2005 e 2030 terá atingido um nível de nove bilhões de toneladas.

Além disso, as guerras e instabilidades permanentes nos países da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) principalmente do Oriente Médio e os saltos recentes do preço do petróleo têm alimentado muitas discussões a respeito de penúria energética maior, favorecendo a busca por novas fontes de energia.

A problemática no uso e na segurança envolvendo a energia nuclear devida principalmente aos últimos acontecimentos no Japão e o aquecimento global têm favorecido novos incentivos sobre a penetração massiva das fontes de energias limpas e de baixa emissão de carbono na matriz energética mundial.

No que tange a energia solar, em primeiro lugar, vale ressaltar que todas outras energias renováveis são derivadas a partir da energia do sol. O vento, a radiação solar, as marés são produtos direta ou indiretamente da atividade solar. Apenas a energia geotérmica, que existiu desde a criação do universo escapa deste inventário. O sol envia anualmente à superfície da terra cerca de 10.000 vezes mais energia que a vida terrestre necessita para seu consumo. Portanto, é legítimo a tentativa de tirar proveito disso.

Além disso, a energia solar fotovoltaica possui um caráter descentralizado, bem distribuído. Mais de $\frac{3}{4}$ da população mundial fazem parte do cinturão do sol (países onde a intensidade de irradiação solar supera 1000 kWh/m² - Figura 1.1) e é consumida em geral perto do local de produção. Pode ser aproveitada tanto nos centros urbanos como nos locais remotos, isolados ou afastados das redes de energia elétrica e/ou com baixas densidades populacionais. Os sistemas fotovoltaicos são confiáveis. Os materiais utilizados (vidro e alumínio) são resistentes frente as condições climáticas adversas. Os

sistemas fotovoltaicos são modulares, facilmente expansíveis com a aplicação dos dispositivos de eletrônica de potência e podem ser utilizados em aplicações variadas.

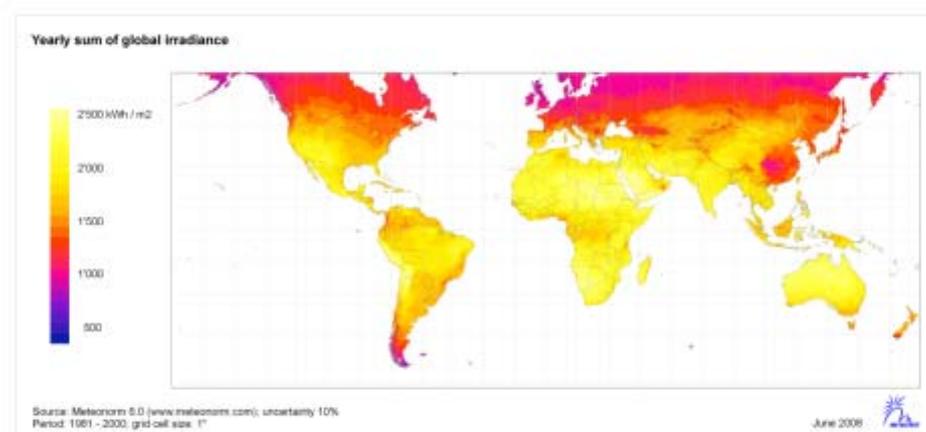


Figura 1.1: Intensidade de irradiação solar entre 2007 e 2008 [5]

1.1.2. Contexto econômico

Desde o fim da década de 90, o mercado da energia solar fotovoltaica cresce mais de 20% ao ano e 60% de aumento na produção desde 2004. Naquela época, esse segmento representava um volume de 200 MW de potência instalada e um capital estimado de mais de dois bilhões de dólares. Somente entre 2007 e 2008, a produção de células fotovoltaicas aumentou de 4,3 para 7,9 GW [6], representando um crescimento de 85%, com a capacidade acumulada de 16 GW. Um ano depois, esse valor subiu para 23 GW. Já em 2010, o mercado fotovoltaico atingiu a capacidade acumulada instalada de cerca de 40 GW em todo o mundo, com uma capacidade anual adicional de 17 GW, representando uma capacidade de geração anual de 50 TWh [7].

O crescimento vertiginoso deste mercado é devido em grande parte ao aumento dos investimentos dos países da União Europeia, principalmente a Alemanha, a Itália e a Espanha, e do interesse econômico da China em investir em novas fontes de geração de energia. A Figura 1.2 mostra a potência instalada acumulada em 2011 nos países que lideram a produção mundial em energia solar fotovoltaica.

Outro fato relevante é o tempo de retorno (*Payback Time - PBT*) cada vez menor dos investimentos fotovoltaicos. Na Itália, *Giovanni Mazzani, al.* desenvolveu em 2011

estudos que levaram em consideração vários parâmetros tais como a incidência da irradiação solar, a potência instalada em W_p (Watt pico) e os mecanismos de incentivos financeiros aplicados. Nas regiões em que a média de irradiação solar anual supera 1500 kWh/m^2 (características das regiões que fazem parte do cinturão solar), o tempo de retorno estimado de uma planta fotovoltaica (incluindo todos os componentes) variou entre 4,4 e 7,3 anos de acordo com a existência e o tipo de subsídio [8], [9].

Além disso, o aumento da eficiência dos módulos solares com a aplicação de novas tecnologias na produção das células fotovoltaicas (nanotecnologia, células orgânicas, filmes finos, etc.), a possibilidade de aproveitar a energia solar em muitas aplicações no local de produção e principalmente a possibilidade de injetar a energia produzida diretamente na rede de energia elétrica através da geração distribuída tem atraído muitos investidores no ramo solar. Como a maioria das fontes renováveis, a energia solar também contribui diretamente na gestão racional dos recursos locais e favorece a geração de emprego com programas de desenvolvimento muitas vezes apoiados por governos e organismos internacionais.

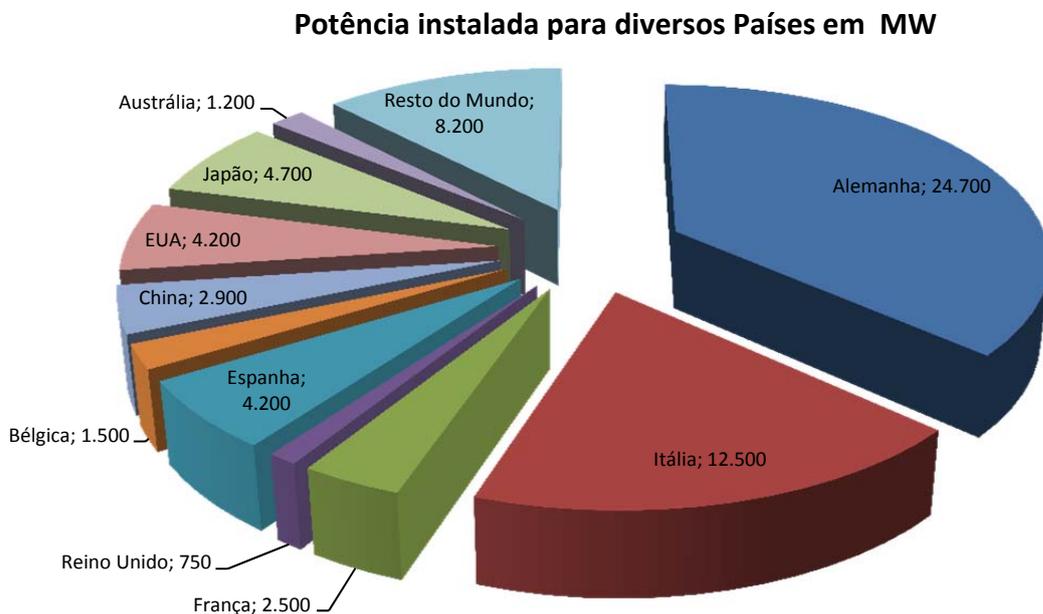


Figura 1.2: Potência solar acumulada por país em 2011.

O mercado solar mundial produz atualmente energia suficiente para alimentação de cerca de 20 milhões de famílias. A geração solar equivale à produção total de energia da África central (composta por nove países) ou a metade da energia demandada pela Grécia. O mercado solar recebe investimentos anuais de mais de 80 bilhões de dólares e gera 500.000 empregos diretos. A previsão é que os investimentos subam para mais de 340 bilhões até 2050 com mais de cinco milhões de empregados. A Tabela 1.1 apresenta a evolução anual da potência instalada, da variação do custo por quilo watt, dos investimentos anuais e o número de vagas de empregos criados entre 2008 e 2010 e a projeção para 2050 [10].

Tabela 1.1: Evolução anual de investimento em energia solar no mundo [10]

Ano	2008	2009	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Instalação Anual em MW	4.940	7.262	13.625	47.000	135.376	136.833	250.000	250.000
Custo R\$/kW	6,9	6,67	5,75	3,4477	2,1873	1,7112	1,4835	1,3708
Investimento anual	34,5	48,3	78,2	161	296,7	230	370,3	342,7
Empregos Anuais	156.965	228.149	417.010	1.372.185	3.781.553	3.546.820	5.563.681	5.346.320

No Brasil, a busca para satisfazer a crescente demanda energética por intermédio de fontes de energia renováveis está levando a matriz energética a uma crescente participação das energias renováveis. As hidrelétricas representam mais de 77% da capacidade instalada. A energia eólica e as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) têm maiores penetrações no sistema elétrico em função do sucesso que apresentaram nos últimos leilões e dos preços bastante competitivos. O país, apesar de ser membro do cinturão solar, ainda não conseguiu alavancar a participação da energia solar na sua matriz energética; conta hoje com menos de 0,005% de contribuição de energia solar fotovoltaica na sua matriz energética de acordo com os dados da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) [11]. Isso é devido em parte pela diversidade das fontes de energia disponíveis no Brasil. E, os custos dos sistemas fotovoltaicos ainda não são competitivos, comparados com as outras fontes. Além, a ausência das políticas de incentivos como é o caso dos países da união europeia e da China dificultam uma maior penetração da energia solar.

No entanto, com a previsão de leilões no mercado fotovoltaico em um futuro próximo (como aconteceu com o setor eólico) e a entrada em vigor da instrução normativa da Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que trata do acesso de

micro e minigeração distribuída no sistema de distribuição [12], espera-se uma maior penetração da energia solar no sistema elétrico brasileiro.

1.2. Requisitos de interconexão

Os sistemas fotovoltaicos são um dos meios mais adequados para a produção descentralizada de energia elétrica. Nos últimos anos, no mundo, os sistemas conectados à rede têm tido um crescimento considerável. Somente em 2011, 27,7 GW foram conectados à rede (contra 16,6 GW em 2010), o que representa um aumento de mais de 60%. Ainda em 2011, 6 países conseguiram injetar, cada um, mais de 1 GW de energia PV na sua matriz energética: Itália, Alemanha, China, EUA, França e Japão [4]. No entanto, a interconexão de sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica pode criar vários problemas técnicos: compatibilidade, confiabilidade, qualidade, operabilidade, entre outros.

1.2.1. Normas Regulatórias

Para estabelecer requisitos e requerimentos para interconexões, vários códigos de redes foram adotados através dos padrões IEEE 1547 [13], e IEC 61727 [14], VDE – DIN 126-1-1 [15] e ERDF [16]. Esta seção apresenta as principais normas para interconexão dos sistemas distribuídos à rede elétrica de baixa e média tensão que são: IEEE 1547, IEC 61727 e VDE – DIN 0126-1-1.

a) IEEE 1547 [13]

O padrão IEEE 1547 [13] criado em 2003, legisla a interconexão de sistemas de geração distribuídos. É o resultado dos estudos do SCCC21 (*Standards Coordinating Committee 21*) para sistemas fotovoltaicos. Ele reúne em um único padrão as diversas outras normas que existiam: IEEE 929-2000 [17] e UL 1741 [18] (que também regulamentavam os sistemas fotovoltaicos isolados).

Atualmente essa norma regulatória é o padrão internacional mais influente para interconexão de sistemas distribuídos com a rede elétrica. Além dos sistemas fotovoltaicos, a norma envolve também as outras formas de geração dispersas, células combustíveis e armazenamento superior a 10 MWh.

A norma engloba também as especificações técnicas para testes. Inclui as recomendações gerais, respostas para condições anormais, qualidade de energia, problemas de ilhamentos, comissionamento e manutenção. O requerimento é aplicado tanto para média quanto baixa tensão. Em 2005, foi criada a norma IEEE 1547.1-2005 [19] derivada do IEEE 1547 [13], que estabelece procedimentos de teste de conformidade para equipamentos de geração distribuída interconectada à rede elétrica.

b) IEC 61727 [14]

A norma IEC 61727, publicada em dezembro de 2004 é decorrente do comitê, o órgão do IEC voltado para a indústria fotovoltaica. É um padrão aplicado para interconexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição utilizando conversores estáticos e os requerimentos de interconexão, assim como o IEEE 1547 [13]. Em 2007, foi aprovado e publicado um aditivo: a norma IEC 62116 [20] que estabelece os procedimentos para testes e as medidas preventivas de ilhamentos.

As diferenças entre as normas IEEE e IEC são mínimas, porém os requerimentos da IEC são mais harmonizados na medida em que aceitam limites de afundamentos ou elevações de tensão e desvios de frequência maiores principalmente para detecção de anti-ilhamento, o principal desafio dos sistemas fotovoltaicos interconectados.

c) DIN VDE 0126 [15]

O mercado fotovoltaico é dominado pela Alemanha com uma capacidade de mais de 24,7 GW, o que representou 41% do potencial fotovoltaico mundial em 2011(mais que o dobro do que o segundo colocado: a Itália). A entrada em vigor da lei de promoção das energias renováveis (um modelo adotado por muitos países) em abril de 2000 incentivou muito o crescimento do uso da energia solar fotovoltaica naquele país. As normas alemãs VDE 0126 [15] voltadas para certificação, segurança e testes de sistemas fotovoltaicos representam uma referência mundial no que se refere à geração distribuída.

A norma VDE 0126-1999 [15] recomenda a desconexão automática da geração fotovoltaica da rede elétrica através de um dispositivo ENS (*Disconnecting Device between a Generator and the Public low voltage*). A desconexão ocorre quando a

impedância da interconexão sofre uma variação de $0,5 \Omega$, considerando sistemas balanceados com potência menor do que 30 kW. Porém, com o decorrer do tempo observou-se várias ocorrências de desconexão desnecessárias. Isso afetava o desempenho do sistema como um todo. Por isso em 2006, foram adotadas algumas modificações visando aumentar a estabilidade do sistema interconectado sem afetar a segurança. Assim foi criada a norma VDE 0126-1-1-2006 [15] que prevê desconexão somente quando a variação de impedância supera 1Ω . A norma também considera métodos alternativos anti-ilhamentos baseados em RLC ressonantes, parecidos com IEEE 1547 [13].

A norma inclui ainda o comportamento frente aos distúrbios de tensão e frequência, injeção de corrente contínua e problemas de aterramento. Para sistemas sem transformador, a corrente de dispersão é limitada a 300 mA e a isolamento é superior a $1 \text{ k}\Omega/\text{V}$. O que resulta em dispositivos adicionais de monitoramentos, com a consequência de aumento do custo e da complexidade do sistema.

1.2.2. Ilhamentos, Anti-ilhamentos e operação ilhada

a) Ilhamento

Os problemas de ilhamentos representam o principal desafio dos sistemas fotovoltaicos (e outras formas de geração distribuída) interconectados à rede elétrica

Ilhamentos acontecem quando os sistemas fotovoltaicos permanecem conectados à rede de energia elétrica durante a ausência da mesma. Essa ausência pode ser intencional (desligamento da rede para operações de manutenção, por exemplo) ou devida à uma ocorrência de um transitório ou outro evento mais severo na rede de energia elétrica [21]. Nesse caso, a segurança das pessoas (de manutenção) e dos equipamentos se torna uma ameaça, pois os sistemas fotovoltaicos interconectados mantêm sua capacidade de geração, mas não o suficiente para suprir todas as cargas situadas no PCC, conforme ilustrado na Figura 1.3. Essa ocorrência gera afundamentos de tensão e/ou desvio de frequência nesse ponto.

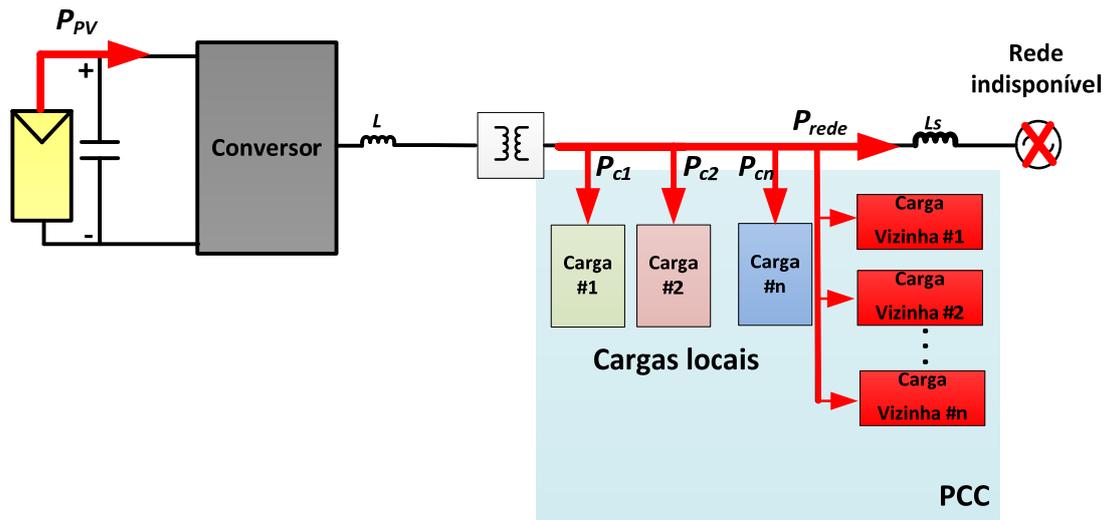


Figura 1.3: Ocorrência de ilhamento dos sistemas fotovoltaicos interconectados à rede

Recentemente, a empresa espanhola “Iberdrola”, [22], [23] encontrou um problema de ilhamento em que as proteções de várias grandes usinas fotovoltaicas interconectadas com a rede falharam durante uma operação de manutenção da rede. As sobretensões decorrentes destes ilhamentos danificaram todos os equipamentos de eletrônica de potência da usina, além de criarem um “blackout” da região afetada. As explicações técnicas para esses fenômenos não têm sido satisfatórias e ainda são objeto de vários estudos.

Há diferentes fatores que influenciam o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos diante dos ilhamentos tais como [23]:

- ✓ O sistema de controle e sincronismo;
- ✓ Relação entre a geração de energia e carga;
- ✓ Comportamento da carga (RLC, motor, etc.);
- ✓ As condições iniciais no instante ilhamento;
- ✓ Proteções de anti-ilhamento; e,
- ✓ Tipo de rede conectada.

De acordo com *Teodorescu, Marco Liserre and Pedro Rodriguez*, “os sistemas de geração distribuída devem ser totalmente desconectados da rede de energia principal durante a interrupção da mesma” [24]. Esses desligamentos podem ser intencionais (desligamento da rede local para manobra) ou outro fenômeno relativo à condição

anormal de operação (níveis elevados de harmônicos, afundamento ou sobretensões, desvio de frequência ou defeito na rede local).

b) Anti-Ilhamento

Os sistemas fotovoltaicos devem ser equipados de mecanismos adicionais que devem atuar contra os fenômenos de ilhamentos [25]. Esses dispositivos de proteção são os sistemas de anti-ilhamento [24] apresentados na Figura 1.4. Eles possibilitem a desconexão automática da geração fotovoltaica na ocorrência de ilhamentos. O tempo de desconexão varia de acordo com a norma utilizada, dos níveis de tensão e desvios de frequência.

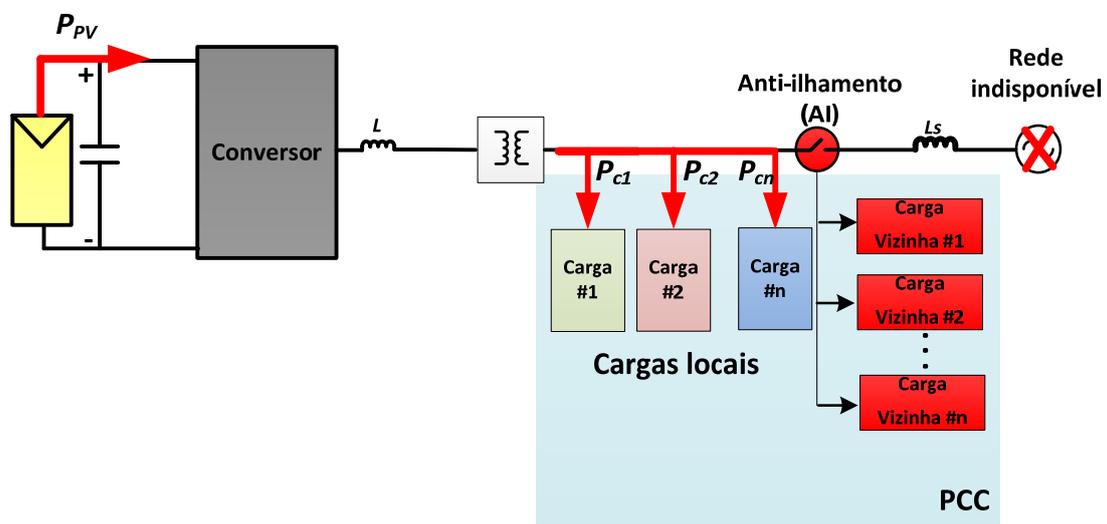


Figura 1.4: Efeito dos dispositivos de anti-ilhamentos nos sistemas PV interconectados

A Tabela 1.2 apresenta os níveis de sobretensões, subtensões e tensões intermediárias em pu medidas no PCC em função do tempo de desconexão aceita para as três normas citadas anteriormente. O inversor deve detectar a ocorrência da condição anormal de operação e cessar a energização no ponto de acoplamento comum. Mesmo assim, o inversor deve permanecer conectado à rede possibilitando o sensoriamento para a reenergização do sistema. A norma VDE 126-1-1[15] prevê menor nível de variação de tensão e menor tempo de desconexão, exigindo assim um sistema de monitoramento mais rápido, e consequentemente mais custoso.

Tabela 1.2: Tempo de desconexão de três padrões em função das variações de tensões

IEEE 1547		IEC 61727		VDE 126-1-1	
Nível de tensão (pu)	Tempo de desconexão (s)	Nível de tensão (pu)	Tempo de desconexão (s)	Nível de tensão (pu)	Tempo de desconexão (s)
$V < 0,5$	0,16	$V < 0,5$	0,10	$V \leq 0,85$ $V \geq 1,1$	0,2
$0,5 < V \leq 0,88$	2,0	$0,5 \leq V < 0,85$	2,0		
$1,1 < V < 1,2$	1,0	$1,1 < V < 1,35$	2,0		
$V \geq 1,2$	0,16	$V \geq 1,35$	0,05		

A Tabela 1.3 apresenta os limites de frequências fora das quais o sistema fotovoltaico deve cessar também a energização, de acordo com o tempo estabelecido para cada norma. Novamente a norma VDE-DIN impõe menor limite de frequência e nesse caso, de acordo com [24] a sincronização adaptativa de frequência é recomendada.

Tabela 1.3: Tempo de desconexão em função da frequência

Norma	Frequência (Hz)	Tempo de desconexão (S)
IEEE 1547	$59,3 \leq f \leq 60,5$	0,16
IEC 61727	$f_n - 1 < f < f_n + 1$	0,2
VDE 126-1-1	$47,5 < f < 50,2$	0,2

Após desconexão devida à condição anormal de operação (de frequência ou tensão) ou outro fenômeno externo, as condições de reconexão para os padrões IEEE 1547 [13] e IEC 61727 [14] do sistema fotovoltaico devem obedecer à Tabela 1.4. Observa-se que para a norma IEC, um tempo mínimo de 3 segundos deve ser considerado antes da reconexão. Esse tempo de atraso garante uma resincronização adequada, evitando assim possíveis danos.

Tabela 1.4: Condições de reconexão após situação anormal de operação

Norma	Tensão (pu)	Frequência (s)
IEEE 1547	$0,88 < V \leq 1,1$	$59,3 \leq f \leq 60,5$
IEC 61727	$0,85 < V \leq 1,1$	$f_n - 1 < f < f_n + 1$

Por outro lado, o incremento da capacidade de geração distribuída tem incentivado códigos de rede cada vez mais severos dos principais países onde a penetração das energias renováveis já é destacada.

Existem vários métodos usualmente adotados para a detecção e o tratamento dos ilhamentos: os métodos passivos, ativos e externos. Alguns desses métodos serão destacados no capítulo 4.

c) Operação ilhada

A operação ilhada inicia-se após a ocorrência do ilhamento, sua detecção e a atuação do sistema de proteção anti-ilhamento. Neste caso, a operação dos sistemas fotovoltaicos é similar aos sistemas autônomos ou isolados, garantindo o suprimento adequado das cargas locais (as cargas do consumidor responsável pelo sistema fotovoltaico) [25]. Muitas vezes, não é possível manter todas as cargas locais durante a operação ilhada. A solução usualmente adotada é a utilização de dispositivos de gerenciamento cargas, conforme apresentados na Figura 1.5.

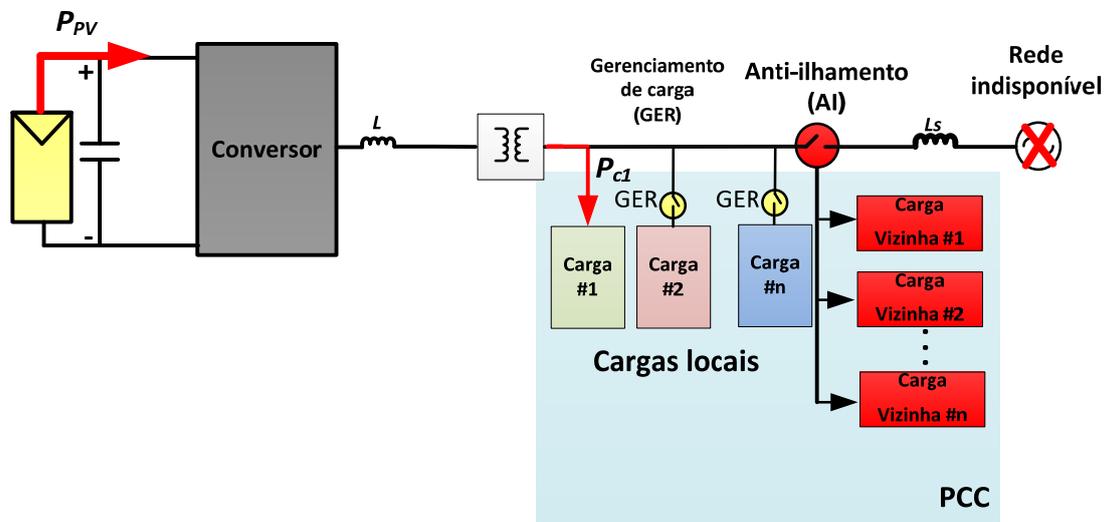


Figura 1.5: Operação ilhada dos sistemas fotovoltaicos interconectados com dispositivos de gerenciamento de carga

1.2.3. Qualidade de energia

A qualidade da energia fotovoltaica processada e entregue à rede elétrica deve obedecer aos principais critérios de qualidade estabelecidos pelas normas regulatórias.

Assim, a qualidade da tensão, as oscilações de frequências, *flickers*, níveis de harmônicos de correntes e *THD* devem ser atendidos. A violação de um destes índices de qualidades pode propiciar a desconexão do sistema fotovoltaico, de acordo os critérios apresentados na sub-seção 2.2.1.

a) Corrente CC

O nível de corrente contínua permitido varia de acordo com o padrão e a topologia escolhida. Para o padrão *IEEE*, os níveis são definidos pela norma *IEEE 1574* [13].

A injeção de corrente contínua pode acarretar saturação de transformadores. Para os sistemas sem isolamento galvânica, os níveis de correntes CC podem ocasionar superaquecimentos dos conversores e outros transitórios. Os níveis permitidos são apresentados na Tabela 1.5 de acordo com padrão escolhido.

Tabela 1.5: Níveis de correntes CC permitidos

IEEE	$I_{CC} < 0,5\%$
IEC	$I_{CC} < 1\%$
DIN	$I_{CC} < 1 \text{ A durante } 200 \text{ ms}$

b) Harmônicos de correntes

Os sistemas fotovoltaicos devem garantir limites de *THD* de correntes definidas pelas normas. Em primeiro lugar, é preciso manter os padrões de qualidade da rede de energia elétrica, mas também garantir um fornecimento de energia adequado aos equipamentos conectados à rede. Para as normas *IEEE 1547* e *IEC 61727*, a distorção máxima permitida é 5%. Esse valor corresponde à metade sugerida pela *IEEE 519* [26]. A Tabela 1.6 apresenta os níveis de harmônicos de correntes permitidos para os padrões *IEEE* e *IEC*.

Tabela 1.6: Níveis de Harmônicos aceitos para as normas IEEE, IEC e VDE-DIN

Ordem do harmônico	% em relação à fundamental
$3 < h < 11$	4,0
$11 \leq h < 17$	2,0
$17 \leq h < 23$	1,5
$23 \leq h < 35$	0,6
$H \geq 35$	0,3

c) Fator de potência

As normas IEEE e VDE não definiram limites para fator de potência. Já o padrão IEC 61727 define os valores de fatores de potência adequados de acordo com a contribuição do sistema fotovoltaico em termos de potência. Para os sistemas onde a energia solar fornece entre 10 e 50% da potência nominal, o fator de potência exigido tem que ser superior a 0,85. Quando a contribuição da parcela solar ultrapassa 50%, o fator de potência permitido deve superar 0,90.

1.3. Motivações do trabalho

O aumento do número das fontes de energia renováveis e intermitentes na matriz energética, associado com as diversas metodologias de geração distribuída tem exigido novas estratégias para a operação e controle do sistema elétrico visando manter a confiabilidade, o desempenho, qualidade e segurança do mesmo. Muitos desafios são encontrados na integração dessas fontes renováveis diante das normas, procedimentos, legislações e restrições ambientais cada vez mais acentuados com a proliferação das técnicas variadas de geração distribuída. As constantes pressões pelo uso de energias limpas associadas à queda vertiginosa dos preços dos sistemas fotovoltaicos têm aumentado cada vez mais a interconexão massiva dos sistemas fotovoltaicos com a rede de distribuição de energia elétrica. As particularidades decorrentes na integração da energia solar na matriz energética e no sistema elétrico merecem novas discussões sobre as técnicas e procedimentos de rede.

Paralelamente, os sistemas fotovoltaicos têm encontrados três problemas principais: os custos ainda consideráveis das instalações iniciais, os problemas de ilhamentos e de gerenciamento de cargas encontrados nos sistemas interconectados à rede elétrica. A intermitência e o sobredimensionamento dos sistemas isolados associados às dificuldades de armazenamento e à baixa eficiência dos painéis fotovoltaicos, incapazes de converter em eletricidade toda a energia que recebem do Sol são desafios a serem superados. No entanto, o desenvolvimento recente da tecnologia de concentradores solares orgânicos (*organic solar concentrators – OSC*) associados aos avanços obtidos na pesquisa das películas finas contribuirá e muito para um futuro mais promissor e acessível da energia solar fotovoltaica.

Por outro lado, a utilização das tecnologias envolvendo a Eletrônica de Potência tem sido bastante proveitosa para o aproveitamento das fontes de energias renováveis tanto para sistemas conectados à rede quanto para os sistemas isolados. A Eletrônica de Potência sofreu um crescimento significativo com o desenvolvimento das chaves semicondutoras cada vez mais rápidas e em potências mais altas. As técnicas de controle tornaram-se mais aprimoradas com o desempenho dos microprocessadores voltados para aplicações em tempo real.

Contudo, o comportamento dos sistemas interconectados à rede na ocorrência de ilhamentos ainda é aleatório devidos aos muitos fatores que podem provocar essas ocorrências. Contrariamente aos sistemas de geração eólica que possuem mecanismos que garantem a capacidade de operar diante de variações de tensão de curta duração (VTCD) na rede elétrica (*low-voltage ride-through*), os sistemas fotovoltaicos devem ser totalmente desconectados da rede quando ocorrem ilhamentos [24]. Muitas vezes, as cargas situadas no ponto de conexão comum (PCC) são também desconectadas. Algumas configurações preveem corte seletivo de cargas no *PCC* durante o ilhamento. Neste caso, a geração fotovoltaica como um sistema isolado, suprindo cargas locais. No entanto, neste caso, dispositivos apropriados de gerenciamento de cargas são necessários para a operação adequada do sistema. Além disso, o sistema fotovoltaico deve ser dimensionado para suprir toda a carga interligada durante algum tempo quando ocorre ilhamento. O que pode ser inviável dependendo do tamanho e da complexidade da carga conectada no *PCC*. Nessa configuração, a carga pode também desconectar-se dependendo da severidade do afundamento de tensão e o tipo de carga.

Sabe-se ainda que a rede de distribuição não é projetada para absorver gerações de energia. Nesse caso convém diagnosticar o impacto da geração distribuída, particularmente a energia solar fotovoltaica na rede de distribuição de energia elétrica. Mais ainda, com o objetivo de aumentar a segurança e a disponibilidade dos sistemas interconectados, problemas relacionados aos ilhamentos devem ser detectados e tratados com medidas apropriadas. Diante desta situação, a proposta de um sistema híbrido, auto-ilhado capaz de atender tanto aos sistemas conectados à rede como às aplicações voltadas para sistemas isolados ou ambos pode ser uma das possíveis soluções.

Outro aspecto essencial para aumentar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos é a escolha adequada do controle MPPT (*Maximum Power Point Tracking* – Rastreamento do Ponto de Potência Máxima). Estudos afirmam que dependendo da aplicação, o MPPT adequado pode contribuir no acréscimo em até 25% no aproveitamento global de energia [27]. Muitas vezes o controle MPPT é feito por um conversor CC/CC. Com esta configuração, o sistema possui dois estágios de conversão: um estágio dedicado ao rastreamento do ponto de potência máxima e à regulação de tensão do elo CC. O outro estágio de conversão possibilita a interconexão com a rede elétrica ou com a carga isolada, dependendo do sistema considerado.

1.4. Objetivos do trabalho

O objetivo da tese é a concepção e a implementação de um sistema fotovoltaico que pode operar em três modos distintos. Esta forma de operação em vários modos deve garantir a flexibilidade e a operação ótima (operação no ponto de potência máxima) do sistema tanto quando é conectado à rede, como também durante a sua operação isolada. Isto é realizado por meio de um conversor “*back-to-back*” com a geração fotovoltaica situada entre os dois conversores. Um dos conversores é interconectado à rede enquanto o outro conversor alimenta uma carga isolada, considerada prioritária, podendo operar com tensão e frequência variável. A carga prioritária considerada como exemplo neste trabalho é um motor de indução trifásico de 1 hp, para bombeamento de água.

Este sistema pode ser uma forma eficiente e efetiva de aproveitamento de energia solar em zona urbana, principalmente nos sistemas de bombeamento prediais.

Porém, sua aplicação produz melhores resultados nas comunidades e regiões remotas, onde a rede elétrica de distribuição, mesmo quando presente, apresenta qualidade muito aquém dos limites aceitáveis. A escassez energética dessas regiões freia todas as tentativas dessas comunidades serem ativamente produtivas e de terem seus direitos básicos assegurados. A implementação deste projeto nesses lugares é uma forma viável de lutar em prol da erradicação da pobreza. Isso certamente contribuirá para perspectivas promissoras das condições de vida dos cidadãos envolvidos.

A tese tem os seguintes objetivos específicos:

- i) Apresentar uma configuração fotovoltaica que possibilite o aproveitamento das vantagens tanto dos sistemas conectados à rede elétrica como também as vantagens dos sistemas fotovoltaicos autônomos. O sistema estudado é um conversor “*back-to-back*” *full converter* com uma geração fotovoltaica entre os dois conversores. Um dos conversores (conversor #1) é conectado à rede e o outro conversor (conversor #2) à carga isolada;
- ii) Analisar a operação sistêmica da configuração proposta em *i*) para a comprovar sua flexibilidade comparada com os sistemas fotovoltaicos atuais. Esta configuração será analisada para três modos distintos de operação: a operação conectada à rede na qual toda a geração fotovoltaica é entregue à rede de distribuição e as cargas situadas no PCC (cargas locais e vizinhas) através do conversor #1; operação padrão na qual a potência do gerador fotovoltaico é compartilhada entre a rede a carga isolada (operando com valores nominais de tensão e frequência); e, a operação autônoma durante o ilhamento (frequência e tensão variável para a carga e isolada e frequência e tensão fixa para as cargas locais). Com esta configuração, a complexidade dos problemas decorrentes do gerenciamento de carga dos sistemas interconectados será simplificada. Os problemas de intermitência, sobredimensionamento e armazenamento dos sistemas isolados também serão eliminados;
- iii) Implementar um protótipo laboratorial de 1,1 kW_p para a validação do sistema proposto.

1.5. Sumário

A tese está organizada em 7 capítulos principais.

O capítulo 2 apresenta algumas limitações operacionais dos sistemas fotovoltaicos de um único conversor. Em seguida, será apresentada uma configuração que possibilite o aproveitamento das vantagens dos sistemas interconectados à rede e também dos sistemas isolados. Esta configuração baseada em um conversor “*back-to-back*” permitirá a concepção e operação de um sistema fotovoltaico interconectado à rede e/ou isolado. O sistema concebido, quando interconectado à rede, funcionará com tensão e frequência nominal através do dispositivo de sincronismo. Porém, na operação isolada (durante o ilhamento), o sistema deve ter a capacidade de suprir uma carga isolada (motor de indução trifásico para bombeamento, de frequência variável conectado ao outro conversor). Além disso, em função das condições de irradiação solar e da temperatura, o sistema deve manter uma carga de frequência e tensão fixa no barramento do PCC.

O capítulo 3 discute o problema da baixa eficiência das células fotovoltaicas e apresenta uma revisão bibliográfica das tecnologias mais recentes utilizadas na fabricação dessas células. Essas tecnologias têm como principal objetivo o aumento do rendimento das células fotovoltaicas e redução dos preços dos painéis para níveis competitivos comparados com as outras fontes de energias limpas.

O Capítulo apresenta ainda a modelagem de células PV utilizadas. Um modelo matemático completo que permite uma reprodução fiel dos painéis da Kyocera KC 130 foi desenvolvido no PSCAD/EMTDC. Esse modelo é baseado na identificação dos parâmetros das células e considera tanto as variações de temperatura como também da intensidade de irradiação solar.

O capítulo 4 apresenta as principais configurações e arranjos de sistemas fotovoltaicos com a aplicação da eletrônica de potência. Será apresentado o conversor fonte de tensão (*Voltage Source Converter - VSC*) aplicado para sistemas fotovoltaicos e as duas formas de controle: controle por tensão ou por corrente.

Este capítulo discute ainda o algoritmo MPPT baseado na condutância incremental e sua aplicação para a detecção do ponto de potência máxima para conversores de um único estágio, assim como suas principais vantagens e limitações.

Por fim, o capítulo apresenta a revisão das principais técnicas utilizadas para a detecção e tratamento de ilhamentos.

O capítulo 5 detalha as estratégias de controle (composto de um controle principal e outro auxiliar) do conversor “*back-to-back*” aplicado em sistemas fotovoltaicos. As estratégias de controle possibilitam a operação confiável e flexível em três modos distintos de operação. A transição entre os modos deve ser suave, transparente às cargas, dependendo apenas das condições da rede e do gerador fotovoltaico.

Será discutida através de simulações realizadas no PSCAD/EMTC a operação sistêmica da configuração proposta, evidenciando a flexibilidade e a confiabilidade do sistema, sem a necessidade da utilização de baterias para armazenamento.

O capítulo 6 apresenta os resultados experimentais de um protótipo laboratorial de 1,1 kW_p composto de 9 painéis solares KC 130 da Kyocera.

O capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho assim como as propostas para trabalhos futuros.

A tese apresenta ainda as referências bibliográficas, e em anexo, o projeto dos controladores do sistema de controle.

CAPÍTULO 2

Modos de Operação de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos

A energia solar fotovoltaica pode ser aproveitada de duas maneiras distintas: interconectada à rede ou dimensionada para suprir instalações isoladas. Nos dois casos, a utilização de dispositivos de eletrônica de potência é imprescindível para viabilizar o uso da energia gerada pelos painéis solares [28]. No entanto, as tecnologias solares ainda representam uma parcela desprezível na matriz energética mundial (menos de 1%), comparada com as outras formas de geração de energia. Isso é devido pelos altos custos das instalações fotovoltaicas. Além disso, as normas e legislações mais rígidas dificultam uma maior penetração da energia solar.

Além disso, a concepção de sistemas fotovoltaicos otimizados é por natureza complexa, devido essencialmente às características não lineares das curvas $I - V$ (e consequentemente $P - V$) das células solares. Do lado da fonte, a geração de energia fotovoltaica varia fortemente em função da irradiação, da temperatura, do envelhecimento global do sistema e das demais condições climáticas e ambientais. Do lado da carga (contínua ou alternada), a principal dificuldade é o comportamento aleatório de cada tipo de carga.

No caso dos sistemas isolados, o problema é a intermitência e a necessidade da utilização de sistemas de armazenamento, além da necessidade de sobredimensionar a planta fotovoltaica com potência nominal muito acima da carga a ser suprida.

Para os sistemas interconectados, o principal desafio é assegurar a estabilidade do sistema e preservar todos os indicadores de qualidade de energia (distorção harmônica, níveis de tensão, *flicker*, transitórias, etc.) na interconexão com a rede.

Torna-se então essencial o desenvolvimento de uma configuração e um mecanismo adicional que permitam o aproveitamento de toda a capacidade de geração dos painéis fotovoltaicos quando interconectados à rede ou suprindo cargas isoladas, resguardando todos os indicadores de qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica.

Este capítulo discute as limitações dos sistemas fotovoltaicos isolados e interconectados. Como alternativa, será apresentada uma configuração que possibilite a operação do sistema em três modos distintos.

Essa estrutura baseada em um conversor “*back-to-back*” aplicados para sistemas fotovoltaicos visa obter uma operação mais confiável e flexível com reflexos economicamente positivos. Isto porque se terá com a proposta ora apresentada vantagens operacionais, as quais se destacam:

- Garantia de operação adequada da carga isolada sem a necessidade de sobredimensionar a geração fotovoltaica, nem da utilização de baterias para armazenamento, fato que não ocorre em sistemas fotovoltaicos autônomos normalmente adotados;
- Possibilidade de aproveitamento da energia fotovoltaica quando a desconexão da rede por carga leve é exigida (sobretensão);
- Troca de energia com a rede (consumo ou geração) dependendo da demanda de carga que está sendo solicitada pela carga prioritária;
- Garantia de máximo aproveitamento de potência para todos os modos de operação;
- Operação de cargas não muito sensíveis às variações de tensão na ocorrência de ilhamentos.

Nesse cenário, o impacto na operação do sistema será acentuada, proporcionando uma confiabilidade em garantir o suprimento de potência máxima em todos os modos de operação, além da operação flexibilizada na troca de energia com a rede.

Para este trabalho, a carga isolada é considerada como sendo a carga prioritária que deve ser mantida durante o ilhamento e baixa geração fotovoltaica. É um motor de indução trifásico voltado para bombeamento de água.

2.1. Sistemas fotovoltaicos de um único conversor

2.1.1. Sistemas fotovoltaicos isolados

As primeiras aplicações dos sistemas fotovoltaicos para geração de energia elétrica eram isoladas, conforme apresentado na Figura 2.1. Em geral, a energia solar era utilizada como alternativa, quando a rede elétrica não está presente, o que é o caso dos satélites e algumas aplicações espaciais. No início do século XX, os sistemas fotovoltaicos isolados começaram a ganhar uma relevância na aplicação residencial, principalmente nas comunidades isoladas onde a baixa densidade populacional e o afastamento do sistema de suprimento não compensavam os investimentos em redes de distribuição de energia [29].

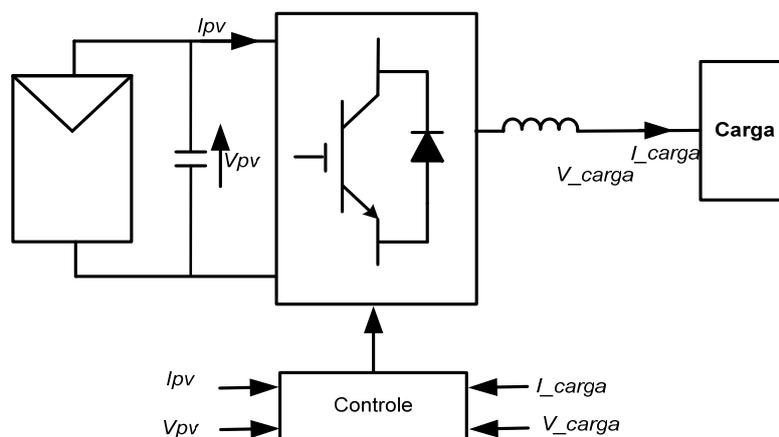


Figura 2.1: Estrutura de um sistema fotovoltaico isolado

O controle dos sistemas fotovoltaicos isolados é simples. Normalmente, o sinal de referência possui frequência e amplitude fixas. A tensão senoidal no lado da carga é ajustada em função do índice de modulação. Algumas configurações podem associar dispositivos de gerenciamento de cargas no seu sistema de controle. Esses dispositivos preveem cortes seletivos de cargas em função da variação na geração fotovoltaica.

A principal limitação dos sistemas isolados é o sobredimensionamento e a intermitência. Normalmente, as instalações fotovoltaicas isoladas são sobredimensionadas com capacidade de geração muito acima da carga a ser suprida e devem ser capazes de operar nos momentos de baixos índices de irradiação solar. A solução usualmente adotada para garantir a continuidade do suprimento na ausência ou insuficiência na geração fotovoltaica é a utilização de sistemas de armazenamentos como baterias [28].

2.1.2. Sistemas Fotovoltaicos Interconectados

A possibilidade de interconectar as fontes de energias renováveis à rede elétrica de baixa ou média tensão através da interface eletrônica de potência é a principal responsável para o crescimento vertiginoso da inserção dos sistemas fotovoltaicos na matriz energética.

A presença da rede elétrica possibilita uma melhoria na controlabilidade e na estabilidade dos sistemas interconectados. A tensão da rede pode fornecer os sinais de sincronismos adequados, controle do elo CC e outros sinais de controle adicionais como proteção contra ilhamentos necessários para uma operação equilibrada do sistema.

A rede também torna desnecessário o armazenamento comumente empregado nos sistemas isolados. Contudo, surgem outros problemas relacionados aos ilhamentos, qualidade de energia, confiabilidade na interconexão.

A estrutura completa de um sistema fotovoltaico distribuído interconectado à rede sem o sistema de armazenamento é apresentada na Figura 2.2. O sistema é composto de uma geração fotovoltaica, da rede elétrica, de um transformador (que entre outras funções assegura a isolação galvânica entre o conversor e a rede), de uma

proteção para ilhamentos, um dispositivo de gerenciamento de carga e das cargas locais e vizinhas interconectadas ao PCC [24].

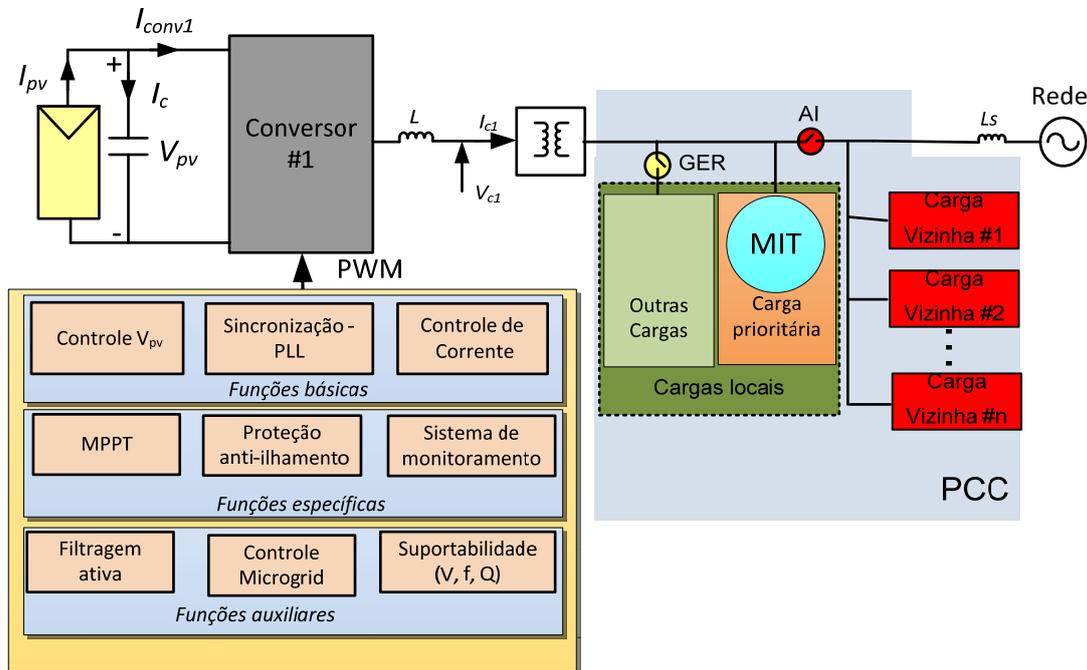


Figura 2.2: Configuração completa de um sistema fotovoltaico interconectado

Além das funções básicas (Controle da Tensão do elo CC, sistema de sincronismo composto por um PLL (*Phase Locked Loop*) e controle de corrente injetada na rede), o sistema de controle pode envolver funções específicas como a garantia da transferência de potência máxima entre o sistema PV e a rede pelo algoritmo MPPT, sistema de anti-ilhamento e de monitoramento. Além disso, o controle pode envolver também funções auxiliares como a necessidade da filtragem ativa, controle da microgeração e fornecimento de potência reativa.

Essa configuração possibilita o suprimento das cargas locais pelo sistema fotovoltaico. O excedente da geração solar é injetado na rede. Do mesmo, a rede também compensará o déficit de geração fotovoltaica para o suprimento das cargas do consumidor produtor (o consumidor responsável pelo sistema fotovoltaico).

Na ocorrência de ilhamento, o sistema de proteção anti-ilhamento (AI) atuará desconectando a rede da geração fotovoltaica. Nesse caso, a operação do sistema é similar à de um sistema fotovoltaico autônomo suprindo apenas as cargas locais.

Em função da capacidade da geração fotovoltaica, um dispositivo de proteção adicional de gerenciamento de carga (GER) pode ser acionado para garantir apenas o suprimento das cargas locais prioritárias, desconectando as outras cargas locais, conforme detalhado na Figura 2.3.

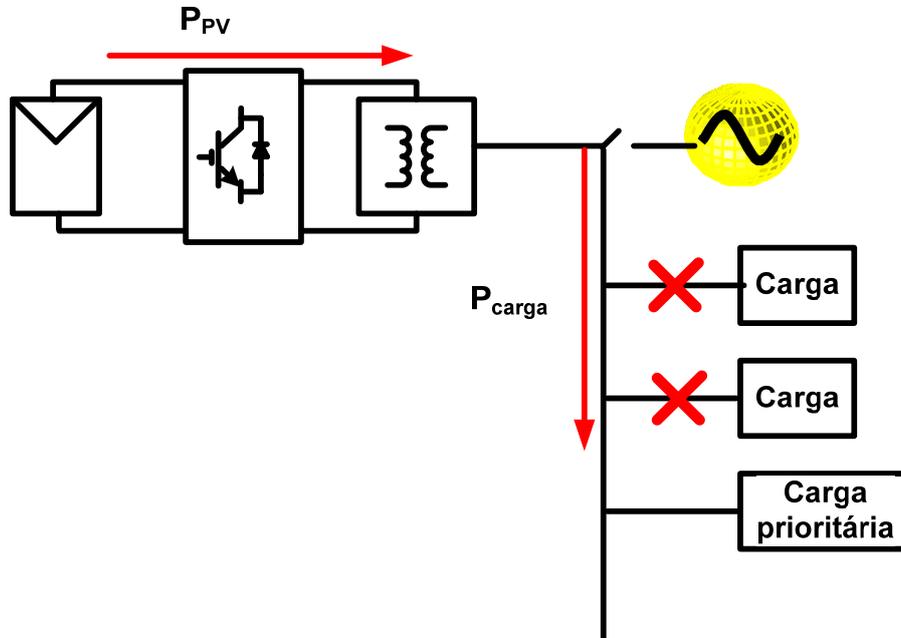


Figura 2.3: Sistema de gerenciamento de cargas durante a operação ilhada

Uma alternativa ao sistema de gerenciamento de cargas é a utilização de sistemas de armazenamentos que podem auxiliar no suprimento de todas as cargas locais durante o ilhamento.

Essa configuração é muito utilizada em sistemas fotovoltaicos distribuídos e tem apresentado resultados satisfatórios em condição normal de operação. A operação autônoma também é possível para alguns casos, porém ineficiente. Na ocorrência de ilhamentos, o sistema é controlado através de referências de tensão e frequência fixas. Neste caso, a amplitude da tensão do lado alternada (CA) é controlada através do índice de modulação (relação entre amplitude do sinal de referência senoidal e da portadora triangular na modulação por largura de pulso – PWM).

No entanto, com essa topologia, não há garantia quanto à operação no ponto de potência máxima durante a operação autônoma. Pode haver então uma grande diferença

entre a potência produzida pelo sistema fotovoltaico e a potência efetiva transferida para as cargas locais.

E, como se sabe, a energia oriunda do sol é ainda uma forma cara de produzir energia elétrica, devida principalmente ao baixo rendimento das células fotovoltaicas, incapazes de converter em eletricidade toda a energia que recebem do sol. Além disso, a dificuldade no armazenamento da energia produzida, principalmente nos momentos de pouca demanda e alta capacidade de geração também representa um obstáculo para os sistemas fotovoltaicos. Daí a necessidade de investigar sistemas e configurações que permitirão o aproveitamento de toda a energia gerada a todo instante, independentemente das condições de operação da rede elétrica e da potência das cargas a serem supridas.

2.1.3. Sistemas de Armazenamento PV

Os sistemas de armazenamentos são muito utilizados nas fontes de energias renováveis, devido principalmente às suas características intermitentes e a forte variação na geração no caso dos sistemas isolados. Para os sistemas interconectados, sistemas de armazenamentos auxiliares são utilizados como alternativa durante a operação ilhada. Além de injetar energia na rede, o gerador fotovoltaico também pode suprir sistemas de armazenamentos que podem garantir o funcionamento adequado das cargas locais durante o ilhamento [30].

Diferentes tecnologias de armazenamento de energia principalmente das fontes renováveis têm sido investigado nos últimos anos [31]. O armazenamento por meio de baterias é tradicionalmente o mais utilizado. As baterias possuem tempos de cargas e descargas rápidas que podem ser melhoradas em função da composição química utilizada na sua fabricação. Além disso, o preço desse tipo de armazenamento é mais competitivo comparado com as outras formas [31]. No entanto, a principal limitação dos sistemas de armazenamento em aplicações fotovoltaicas é o custo inicial alto, necessidade de manutenção regular, furtos, tempo de vida curta e os danos ambientais associados à sua inutilização.

Estudos demonstraram que a vida média de uma instalação fotovoltaica é superior a 20 anos enquanto que a vida útil de um banco de bateria é de aproximadamente 4

anos. *Jacqueline et al.* [32] afirma que mesmo com manutenção regular, a porcentagem de falhas das baterias supera 30% comparada com os outros componentes envolvendo os sistemas fotovoltaicos. É comum então as baterias falharem prematuramente encarecendo demasiadamente os custos operacionais [32] [33].

Outros trabalhos enfatizaram os riscos ambientais associados ao descarte das baterias. Os componentes das baterias, além de serem cancerígenas e tóxicas, podem provocar doenças neurológicas (chumbo), dificuldades motoras (cádmio, mercúrio), etc.. Em alguns países desenvolvidos, os fabricantes são obrigados de adotar políticas de descartes e reciclagem das baterias. O que não é o caso de muitos países em desenvolvimento onde as políticas de separação seletiva de lixo, principalmente tóxico são ineficientes, quando existem.

Outros sistemas de armazenamentos como os supercapacitores, *flywheels*; hidrogênio, ar comprimido, bobinas supercondutoras estão sendo integradas com os sistemas fotovoltaicos, principalmente quando interconectados à rede. Porém os custos ainda elevados desencorajem o uso desses sistemas em aplicações fotovoltaicas [31].

A Figura 2.4 [34] apresenta os custos dos componentes de uma instalação inicial de um sistema fotovoltaico. Somente os custos do banco de bateria representam 30% do capital inicial, para um tempo de vida de 4 anos.

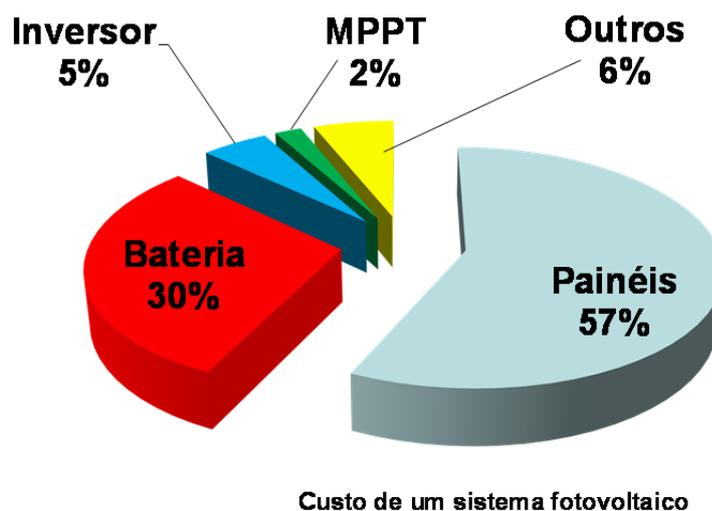


Figura 2.4: Composição dos custos de uma instalação fotovoltaica [34].

2.2. Configuração proposta

Sabe-se que os custos dos sistemas fotovoltaicos ainda são altos, apesar das quedas drásticas dos preços nos últimos anos. Convém então a proposta de uma configuração que possibilite a garantia de máxima transferência de potência entre o sistema e as cargas, tanto para operação interconectada quanto ilhada, além de minimizar os custos de instalação e de manutenção.

A aplicabilidade da configuração proposta foi considerada para uma região rural remota, pouco povoada, caracterizada por um sistema de suprimento característico de uma rede fraca: muitas interrupções e má qualidade no fornecimento. Esse fato faz da energia solar fotovoltaica uma das apostas futuras do mundo rural em termos energéticos [35] contra o isolamento. A replicação deste trabalho nesses locais favorece melhorias das condições de acesso à saúde, abastecimento em água, irrigação e agricultura, sistemas de refrigeração e conservação de alimentos, acesso aos serviços de telecomunicações. Isso contribuirá para a estabilização dessas populações em seus lugares de origens, diminuindo os problemas migratórios energéticos, climáticos e econômicos.

Muitas aplicações com esse propósito foram realizadas através de políticas governamentais, organismos internacionais e algumas das empresas mais relevantes do mundo, principalmente do setor elétrico [36] [37] [38] [39].

A Organização das Nações Unidas para a agricultura e a alimentação (*FAO – Food and Agriculture Organization*) tem executado alguns projetos voltados para agricultura utilizando sistemas fotovoltaicos dotados de dispositivos de bombeamento de água e sistemas de refrigeração para a conversão de alimentos [36]. Os projetos muitas vezes apoiados por países ricos, universidades, programas de cooperação internacionais e organismos como a União Europeia tem beneficiado muitos países em desenvolvimento. Programas de inclusão das populações rurais através da integração das energias renováveis têm melhorado a qualidade de vida de muitas comunidades, principalmente no quesito alimento e abastecimento de água potável pelo processo de dessalinização (osmose) [37] [38].

Outros projetos como a Produção Agroecológica Integrada e Sustentável – PAIS, cuja meta principal é o desenvolvimento de técnicas de produção agrícola sustentável para o pequeno produtor pode ser um exemplo de aplicação [39]. O critério de aplicabilidade desse projeto é escolher os lugares onde a rede de energia elétrica está presente. A sua replicação em alguns países africanos, que em geral apresentam crises energéticas somente seria viável mediante instalação de outras formas de geração de energia, como proposto nesse trabalho.

A configuração proposta deve suprir dois tipos de cargas distintas:

- i) Um conjunto de pequenas cargas alimentadas com tensão e frequência fixas, mas que não sejam muito sensíveis a possíveis interrupções. Entre essas cargas, podem ser citados sistemas de iluminação, notebooks para escolas, carregadores para celulares ou alguns equipamentos para posto de saúde (refrigerador para vacinas ou esterilizador, etc.); e,
- ii) Um motor de bombeamento trifásico para suprimento de água (para consumo humano, irrigação, agricultura etc.) que poderá operar com velocidade variável e conseqüentemente com tensão (V) e frequência (f) também variáveis, ainda mantendo a relação V/f constante [40].

Chen et al [41] e *M. Bellar et al* [42] citam algumas vantagens dos motores trifásicos em relação aos motores monofásicos. Obtêm-se valores mais elevados de torque de partida, menos vibrações e ruídos para determinada potência consumida. Contudo, a utilização deste tipo de motor depende da disponibilidade de sistemas de alimentação trifásicos. Caso contrário, a utilização de um conversor monofásico para trifásico [43], [44] é necessário para o aproveitamento dos motores trifásicos.

A configuração assim proposta é apresentada na Figura 2.5. O sistema é um conversor “*back-to-back*” com a geração fotovoltaica situada entre os dois conversores, sem a necessidade de um sistema de armazenamento.

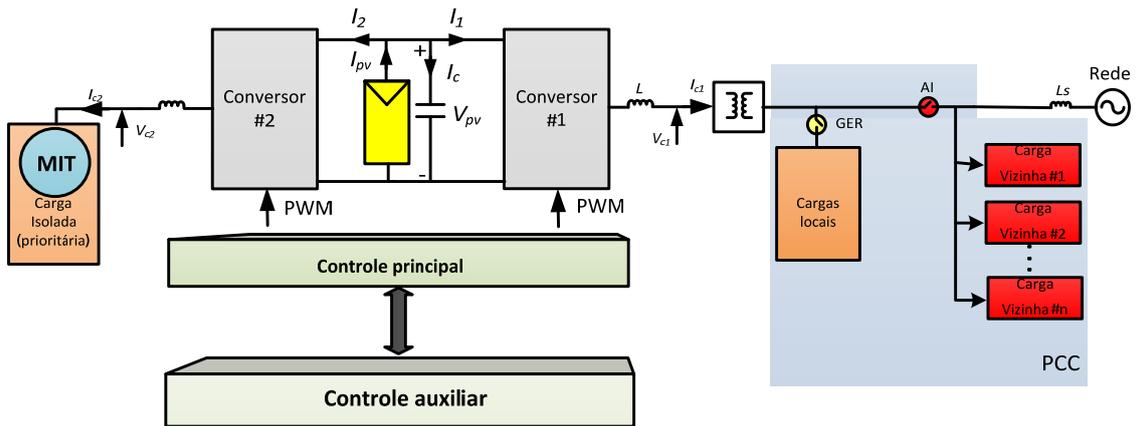


Figura 2.5: Configuração Proposta

Em aplicações envolvendo energias renováveis, os conversores “*back-to-back*” já estão sendo utilizadas há algum tempo em sistemas voltados para geração de energia eólica, principalmente em máquinas *DFIG* (*Doubly-Fed Induction Generator*), máquinas de indução e síncrona [45].

Para aplicações envolvendo sistemas fotovoltaicos, os conversores “*back-to-back*” estão sendo utilizados como condicionador de energia, conforme relatado por *Cavalcanti et al.* [46].

Contudo, nenhuma das configurações citadas a garante operação isolada da carga na ocorrência de ilhamentos. Nesse sentido, com intuito de propiciar uma operação mais confiável e flexível, propõe-se a utilização do conversor “*back-to-back*” de maneira a possibilitar a operação do sistema em três condições distintas: operação totalmente interconectada, operação totalmente isolada, ou operação compartilhada (troca de energia entre o sistema fotovoltaico, carga e rede).

O sistema é composto dos tipos de cargas citados, de dois conversores, sendo que o conversor #1 opera com frequência fixa e o conversor #2 pode operar com tensão e frequência variáveis em função do modo de operação. O sistema de proteção anti-ilhamento (AI) deve atuar desconectando as cargas do consumidor produtor da rede e das cargas vizinhas no PCC. O dispositivo de gerenciamento de carga (GER) possibilita a desconexão e religamento das cargas locais não prioritárias em função da capacidade de geração fotovoltaica na ocorrência de ilhamento, como é o caso na configuração convencional. O sistema possui ainda o transformador de isolamento galvânico, os

indutores de comutação e um sistema de controle (composto por um controle principal e outro auxiliar que devem atuar em função do modo de operação) que assegura a operação equilibrada e flexível do conjunto.

2.3. Natureza das cargas

A melhoria da eficiência dos sistemas fotovoltaicos depende da escolha adequada dos tipos de cargas a serem supridas, da aplicação desejada e o sistema de controle utilizado. Para os sistemas interconectados, a rede pode absorver todo o excedente de energia da geração fotovoltaica, garantindo a todo instante a máxima transferência de potência. Para as cargas com características de impedância ou corrente constante, o sistema poderá não operar no ponto de potência máxima, fornecendo apenas a potência demandada por essas cargas. Para as cargas com características de “potência constante”, em função da aplicação desejada, o sistema pode operar no ponto de potência máxima a todo instante por meio de um controle adequado.

Um exemplo dessas aplicações é um Motor de Indução Trifásica (MIT) para bombeamento de água. Essa carga, além de ser vantajosa técnica e economicamente permite um controle de velocidade através de um controle escalar (V/f constante) ou vetorial [47], [48]. A potência fornecida pelo sistema fotovoltaico varia na mesma proporção que a velocidade de rotação do motor. Ou seja, uma queda de 50% na geração fotovoltaica acarreta em uma redução de 50 % na velocidade de rotação do motor, e conseqüentemente da vazão ou pressão de um sistema de bombeamento [47].

A literatura apresenta diversas aplicações voltadas para o bombeamento fotovoltaico. ALAAN (2006) [47] estima em 150.000 as aplicações conhecidas em 2010. No Brasil, muitos sistemas de bombeamento fotovoltaicos já foram instalados através de programas Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM) e da iniciativa privada.

O bombeamento de água representa uma das melhores formas de armazenamento de energia, tanto do ponto de vista ambiental, como também pelo lado econômico. A água é armazenada quando as condições de irradiação e temperatura

permitem e pode ser aproveitada posteriormente em diversas aplicações [48], inclusive para gerar energia através dos combustíveis verdes (biodiesel).

Alguns dos tipos de bombas mais utilizadas no mercado são as de positivo (torque constante) e centrífugas (torque variável) [49].

As bombas de deslocamento positivo podem ser de vários tipos: helicoidal, diafragma, ou pistão.

As bombas centrífugas podem ter poucos ou muitos estágios. Quanto maior o número de estágios maior será a pressão e a altura manométrica de operação dessas bombas.

Em aplicações fotovoltaicas de pequena potência (até 400 Wp), as bombas de deslocamento positivo de diafragma centrífugas de poucos estágios são as mais apropriadas.

Para aplicações em potências maiores do que 400 Wp e/ou alturas manométricas elevadas, as bombas de deslocamento positivo tipo helicoidal ou as bombas centrífugas multiestágios são recomendadas.

Ressalta-se também na prática, muitos sistemas de bombeamento fotovoltaicos têm encontrado problemas operacionais decorrentes de falta de manutenção preventiva e corretiva, devida em parte pelas dificuldades em encontrar mão de obra especializada e custos operacionais não previstos na instalação do sistema [47].

2.4. Modos de operação

A Configuração proposta prevê três modos de operação distintos:

- Operação padrão em que todas as cargas estão conectadas, o sistema PV e a rede de distribuição também estão ativos (os dois conversores estão operando);
- Operação interconectada em que a rede, o sistema fotovoltaico e as cargas locais estão ligados (o conversor #2 é desligado); e,

- Operação autônoma ou ilhada em que a rede está desconectada, mas os dois conversores estão atuando.

O gráfico da Figura 2.6 apresenta a curva $P - V$ do sistema fotovoltaico, da potência das cargas locais P_L e da potência do Motor P_M (carga isolada considerada prioritária). Para este trabalho, os dois tipos de cargas são dimensionados abaixo da capacidade máxima de geração fotovoltaica. A condição de máxima geração fotovoltaica acontece quando a irradiação solar G é igual 1000 W/m^2 para uma temperatura de 25° C . A potência do motor é $P_M = 1 \text{ hp}$ e da potência da carga local é $P_L = 200 \text{ W}$.

Todavia, a carga isolada poderia ser dimensionada acima da capacidade da geração fotovoltaica. Porém nesse cenário, durante o ilhamento, toda a potência seria transferida para a carga isolada (prioritária). Portanto, nesse caso, as cargas locais (não prioritárias) ficariam fora de operação.

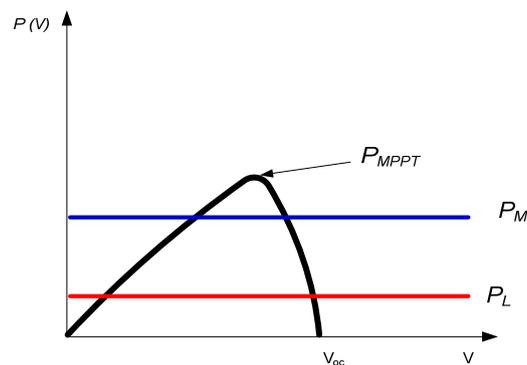


Figura 2.6: Gráfico dos níveis de potência das diferentes cargas.

2.4.1. Operação Padrão (os dois conversores estão atuando e a rede conectada)

Esse é o modo de operação desejada. Na operação padrão, o conversor #1 é sincronizado por meio de um PLL cuja frequência é fornecida pela rede, como acontece com os sistemas fotovoltaicos atuais. Já o conversor #2 opera com os valores nominais de tensão frequência do motor (220 V e 60 Hz respectivamente). Toda potência demanda pelas cargas locais e pelo motor é fornecida pelo sistema fotovoltaico. O excedente de energia é entregue à rede, conforme ilustrado no esquema da Figura 2.7 a. Nessa

configuração, a rede fornecerá a diferença de potência necessária para o funcionamento do motor em condição nominal, caso haja necessidade (Figura 2.7 b).

O conversor #1 trabalha com PWM com referência de injeção de corrente e forçando o PV a operar em MPPT, enquanto o conversor #2 aciona o motor que bombeia água na potência nominal (velocidade nominal ω). O conversor #2 está, portanto, atuando em regime permanente com tensão e frequência nominal (controle V e f fixos no valor nominal).

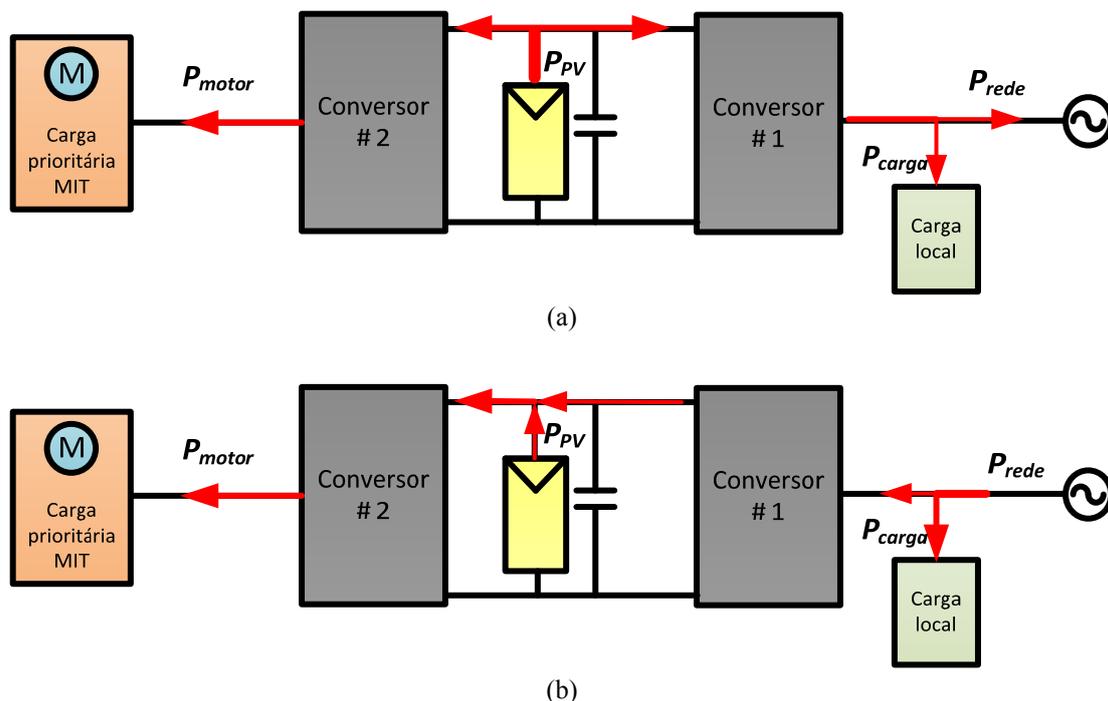


Figura 2.7: Esquema de Operação padrão: (a) $P_{PV} > P_{motor} + P_{carga}$; (b) $P_{PV} < P_{motor} + P_{carga}$

2.4.2. Operação interconectada (conversor #2 desativado)

Nesse modo de operação, o motor está desativado (conversor #2). Esse desligamento pode ser devido por vários motivos (caixa de água cheia, problemas operacionais ou defeitos no motor, etc.). Toda a potência demanda pelas cargas locais (P_{carga}) é assegurada pela geração fotovoltaica (P_{PV}). O excedente de energia, se houver, é entregue à rede (P_{rede}) através do conversor #1 (Figura 2.8 – a). Também a rede garantirá a continuidade no suprimento das cargas locais caso haja deficiência na

geração solar (Figura 2.8 – a). O sistema de controle é similar ao descrito na operação padrão.

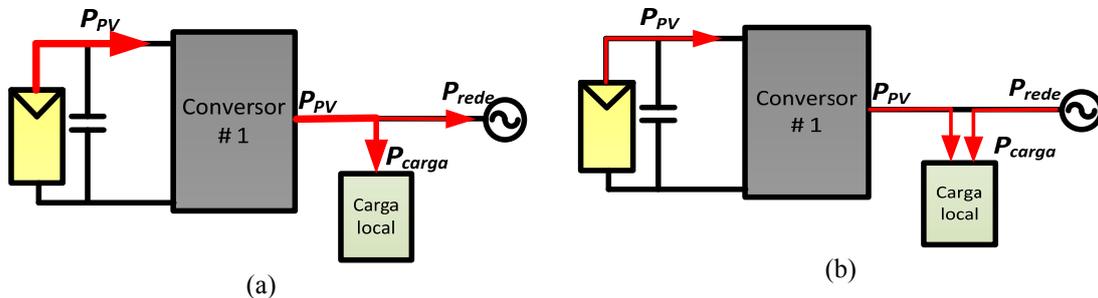


Figura 2.8: Esquema do modo de operação interconectada (a) $P_{PV} > P_{carga}$; (b) $P_{PV} < P_{carga}$

2.4.3. Operação ilhada ou autônoma (a rede está desconectada)

Para melhorar a confiabilidade e a qualidade do suprimento (redução da duração e frequência das interrupções), ambos os conversores do sistema fotovoltaico devem ser capazes de continuar operando de forma autônoma quando a rede estiver desligada. Nesse caso, os dois controladores dos conversores mudam de filosofia de controle:

O conversor #1 passa para controle PWM de tensão e frequência fixas, correspondentes aos seus valores nominais, 127 V e 60 Hz, respectivamente.

O conversor #2 controla o balanço entre carga e geração variando a rotação do motor que aciona o bombeamento. O controle escalar possibilita a variação da frequência de rotação do motor para a realização do MPPT e determinar o novo ponto de operação do elo CC (V_{mppt} de referência).

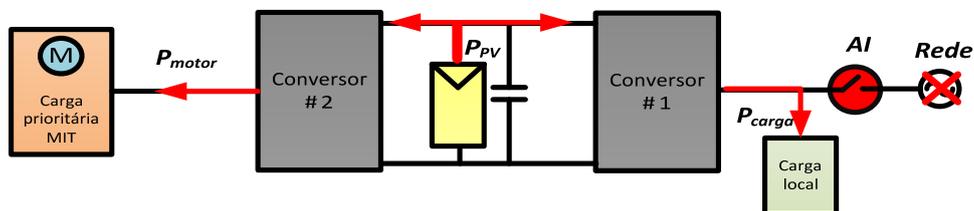


Figura 2.9: Esquema do modo de operação ilhada

Esse modo de operação também prevê o desligamento do conversor #1 (cargas locais) em função da demanda da carga isolada (considerada prioritária). Quando a

geração fotovoltaica abaixo para mais de 50% do valor nominal da potência do motor (em torno de 370 W), o conversor #1 deve ser desconectado. O funcionamento do sistema neste caso é representado na Figura 2.10.

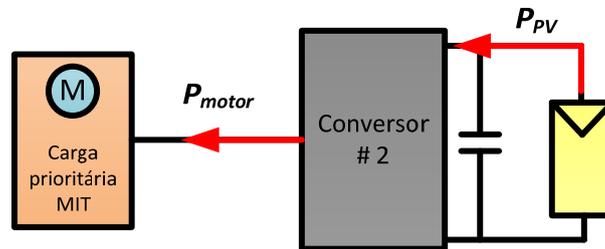


Figura 2.10: Esquema do modo de operação ilhada com gerenciamento de carga

2.5. Conclusões parciais

Esse capítulo detalhou os problemas na operação dos sistemas fotovoltaicos distribuídos em modo ilhado. Também enfatizou todas as limitações dos sistemas isolados, principalmente o sobredimensionamento e a intermitência. A solução usualmente adotada que é a utilização de baterias, além de ser ineficiente e custosa tanto na instalação como na manutenção, reposição e descarte, apresenta muitos riscos ambientais e ameaças para a saúde pública, principalmente nos países em desenvolvimento.

Como solução para todos esses problemas identificados, foi proposta uma configuração que não necessita de baterias para armazenamento de energia, que pode operar tanto nos sistemas interconectados como nos sistemas isolados (quando ocorre ilhamento), garantindo a operação no ponto de potência máxima em ambos os casos. Essa configuração baseada na topologia do conversor “*back-to-back*” e em uma escolha adequada das cargas a serem supridas permite a operação com tensão e frequência nominais quando a rede está presente e operação em frequência e tensão fixas (conversor #1) e tensão e frequência variáveis (conversor #2) na ocorrência de ilhamento.

Todavia, a presença do segundo conversor pode encarecer essa configuração comparada com as topologias tradicionais de sistemas fotovoltaicos. Porém, a ausência

do sistema de armazenamento e o aumento da flexibilidade na operação podem justificar sua utilização.

Essa configuração tem sua aplicabilidade garantida para a maioria das plantas fotovoltaicas, mas sua utilização nos meios rurais pode ser uma alternativa viável na luta contra a erradicação da pobreza e no abastecimento das populações isoladas.

CAPÍTULO 3

Aspetos Tecnológicos e Modelagem matemática das células PV

Em um contexto global de melhorias na eficiência dos sistemas fotovoltaicos (PV) e na redução dos altos custos de instalações iniciais, cabe inicialmente estabelecer uma breve revisão no processo tecnológico das principais células existentes e a perspectiva de evolução das pesquisas em andamento. Assim, a compreensão dos fundamentos de cada tecnologia permite conhecer suas propriedades de conversão, mas também suas limitações.

Cabe ainda um estudo de um modelo matemático mais completo possível, que inclui as principais características das células fotovoltaicas e a influência da irradiação e da temperatura. Isso possibilita a obtenção de um modelo confiável que permite a reprodução exata das características dos painéis da Kyocera KC 130 no PSCAD/EMTDC.

Os resultados desse capítulo são de suma importância para a escolha de um modelo de conversor apropriado, além de obter resultados de simulações com melhor acurácia para a configuração proposta.

3.1. Tecnologia das células fotovoltaicas

Os painéis fotovoltaicos são produzidos através de várias tecnologias. As tecnologias a base de silício cristalino representam mais de 85% da produção mundial em aplicações terrestres. Já as células PV de filme fino (*Thin-Film*) conhecidas como as de segunda geração, têm como principal vantagem a baixa quantidade de material necessária para sua fabricação. Existem também as células multijunções de alto rendimento cujo desenvolvimento foi motivado principalmente para aplicações espaciais e as células de terceira geração compostas por células solares fabricadas a partir de materiais orgânicos.

3.1.1 Tecnologia das células cristalinas

O silício é o segundo elemento mais abundante do planeta depois do oxigênio (a frente do carbono e do nitrogênio), representa cerca de 25% da massa da crosta terrestre, sendo, portanto, na prática inesgotável. Nesse contexto, o mercado das células fotovoltaicas foi sempre dominado pela tecnologia das células de silício cristalino (c-Si), policristalino (pc-Si) e monocristalino (mc-Si), mais caro, porém, com maior eficiência [50]. Estas células caracterizadas por camadas variando entre 150 e 250 μm de espessura representam mais de 85% da produção mundial dos painéis solares. Se por um lado o silício é abundante e o custo do material é atraente; por outro lado, a indústria fotovoltaica tem aproveitado regularmente da vantagem do desenvolvimento da indústria dos semicondutores, capaz de fornecer matéria prima de alta qualidade para painéis solares.

O processo de fabricação dos módulos de silício cristalino é totalmente dominado. Todas as etapas do processo de fabricação continuam progredindo com objetivo de alcançar os rendimentos teóricos sem impacto sobre o preço dos módulos. Além disso, muitas melhorias foram feitas no processo de corte e aproveitamento do material empregado, além de uma economia considerável na fabricação das células PV, conforme citado por *Theresa et al* [1].

Atualmente alguns fabricantes fabricam placas fotovoltaicas com *wafers* de 210 mm^2 de diâmetro e com espessura de cerca de 100 μm [51]. O aumento do tamanho

das células implica em um aumento da corrente elétrica e conseqüentemente da potência. As células mais eficientes já fornecem correntes superiores a 10 A para uma tensão aproximadamente de 0,6 V.

Contudo, o rendimento da tecnologia das células cristalinas nunca ultrapassou 15% na indústria, muito aquém dos valores adequados para garantir o uso sustentável da energia solar fotovoltaica como parte das possíveis soluções para o futuro energético do planeta. Algumas das pesquisas em andamento são as películas finas com ligas semicondutoras, células a concentração, tecnologia do laser e das células orgânicas.

3.1.2 Tecnologia das células de película fina (*Thin Film*)

O interesse na tecnologia das células de película fina vem crescendo fortemente nos últimos anos, devido essencialmente à pequena quantidade de materiais necessários para a fabricação de uma célula em comparação com as células convencionais (células mono ou policristalinas). Apenas uma quantidade da ordem de 2 μm de espessura é necessária para absorver a radiação solar. Além disso, os métodos menos custosos utilizados na fabricação dessas células permitem sua integração total. Entre essas tecnologias, três são mais difundidas: o silício amorfo e microcristalino (*Thin-Film Silicon - TFSi*); o semicondutor policristalino C_dT_e (telureto de cádmio); e as ligas *CIGS/CIS* (Cobre Índio Gálio e Selênio)

a) Tecnologia do silício amorfo (*a-Si*)

A estrutura das células *TFSi* é mostrada na Figura 2.11. O processo de fabricação das células é feito a partir de um procedimento de deposição química em vapor assistido por plasma (*PECVD Plasma-Enhanced Chemical Vapor Deposition*), conforme descrito em [52].

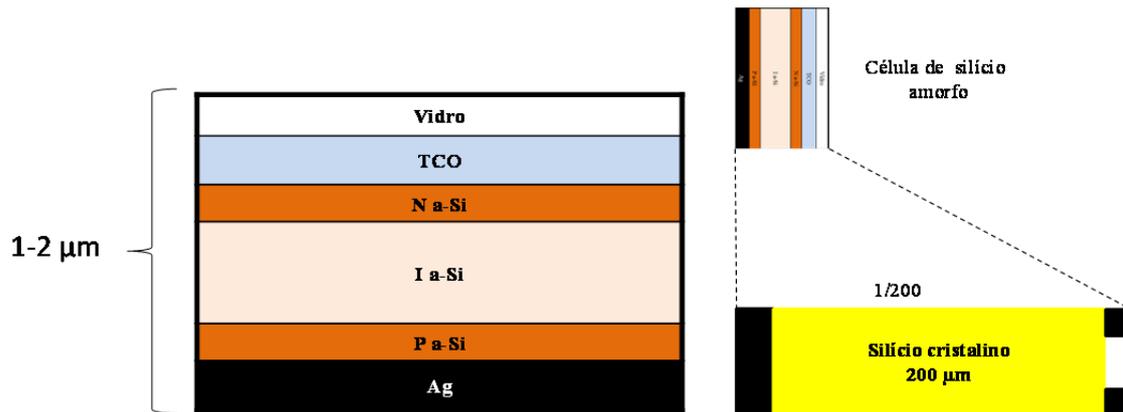


Figura 2.11: Comparação de uma célula de silício amorfo com uma célula de silício cristalino

Apesar da baixa eficiência de conversão (entre 6% a 7%) essa tecnologia de filmes finos tende a crescer devido ao custo inferior comparado com as tecnologias de primeira geração.

Em [53], ficou confirmada que os módulos compostos pelas células *a-Si* produz mais energia do que os módulos à base de silício cristalino (para a mesma potência pico instalada) no mesmo período e no mesmo local. Isso é explicado por um fenômeno físico relacionado com as características do silício amorfo quando é exposto a altas temperaturas (*annealing effect*). O silício cristalino perde a sua capacidade produtiva na conversão da luz do sol em eletricidade com o aumento da temperatura da célula. O que reduz significativamente a eficiência dos módulos, principalmente no verão, período de maior aporte de energia solar. Um módulo de silício cristalino perde cerca de 0,45% da sua potência quando sua temperatura aumenta um grau Celsius a partir de condições Standard 25 ° C. Um módulo *a-Si* tem um aumento de 0,175% de potência por ° C [54] nas mesmas condições, mesmo tendo um coeficiente de temperatura negativo (-0,2% contra -0,4% para silício cristalino). Além disso, o silício amorfo é relativamente estável e pode produzir energia, mesmo sob luz solar difusa e em ambiente com pouca luminosidade (e luz artificial).

Além de terem menor vida útil (10 anos contra mais de 20 anos para as células cristalinas), a taxa de degradação é quase três vezes maior do que os painéis de silício cristalino [55]. No entanto, estudos relacionados com a metaestabilidade de silício

amorfo estão em andamento [56]. Diferentes possibilidades de melhoria do desempenho destas células chamadas junção simples estão em fase de teste. No entanto, a comercialização dessas tecnologias ainda é lenta.

A Tabela 2.1 [57] estabelece um resumo das diferentes tecnologias de silício disponíveis atualmente no mercado. Apresenta as vantagens e desvantagens de cada tecnologia que devem ser consideradas em projetos de energia solar fotovoltaica.

Tabela 2.1: Comparativa de três tecnologias de células PV à base de silício [57].

Tecnologia	Rendimento típico	Influência da temperatura na eficiência	Taxa de degradação	Preço
Monocristalina	12 a 16%	-0.442% por °C	- 0.38% por ano	R\$ 7,60 /Wp
Policristalina	11 a 14%	-0.416% por °C	- 0.35% por ano	R\$ 6,80 /Wp
Amorfo	6 a 7%	+0.175% por °C	- 1.15% por ano	R\$ 5,40 /Wp

b) Tecnologia das células CIGS

Essas tecnologias envolvem materiais diferentes do silício. Duas correntes estão se destacando: a primeira baseada em telureto de cádmio (C_dT_e) e a segunda sobre as ligas de disseleneto de cobre, gálio e índio ($CIGS$).

As células $CIGS$ conseguem maior eficiência em relação às tecnologias de filmes finos de células inorgânicas com até 20% em laboratório [57] e 12% em módulos comerciais. Entretanto, ainda existem muitas melhorias a serem feitas para viabilizar a redução dos preços dessas células. O principal desafio da tecnologia de filmes finos $CIGS$ é a redução do preço das matérias primas. Existem vários estudos tentando substituir materiais caros, como $InGa$ por Alumínio.

No caso da tecnologia à base telureto de cádmio (C_dT_e), as propriedades físico-térmicas e suas características químicas possibilitam uma produção simples de células de baixo custo. Em comparação com as outras tecnologias de filmes finos, o C_dT_e é mais fácil de ser depositado, portanto mais adequado para a produção de módulos de PV de grande área. A desvantagem principal é a propriedade tóxica do cádmio, embora tenha sido mostrado que os riscos ambientais voltados para células fotovoltaicas C_dT_e são mínimos [58].

A Tabela 2.2 apresenta os recordes de eficiência laboratoriais e comerciais da tecnologia de células solares à base de película fina.

Tabela 2.2: Recordes laboratoriais e comerciais das células de película fina

Tecnologia	Recorde Comercial em %	Recorde Laboratorial em %
a-Si	7.1%	10.4%
a-Si/ μ -Si	10%	13.2%
CdTe	11.2%	16.5%
CIGS/CIS	12.1%	20.3%

3.1.3 As células multijunções

Atualmente, a maioria das células fotovoltaicas inorgânicas é constituída com apenas uma simples junção PN. Nessa junção, somente os fótons cuja energia é igual ou superior ao nível de energia (*band gap*) do material são capazes de criar pares elétron-lacuna. Isso significa que a resposta fotovoltaica de uma célula com junção simples é limitada. Somente a parte do espectro solar cuja energia dos fótons é maior do que a banda (*gap*) de absorção do material é útil; a energia dos fótons mais baixa é inutilizada. Além disso, mesmo se a energia dos fótons fosse suficiente, a probabilidade de encontrar um elétron livre é baixa. Assim, a maioria dos fótons atravessa o material sem transferir suas energias. Uma primeira resposta para limitar a perda é conhecida há algum tempo. É a tecnologia que consiste em utilizar sistemas de vários níveis, empilhando várias junções com as lacunas decrescentes, conforme mostrado na Figura 2.12. Nesse caso, é possível explorar o espectro solar quase completamente com eficiência de conversão elevada.

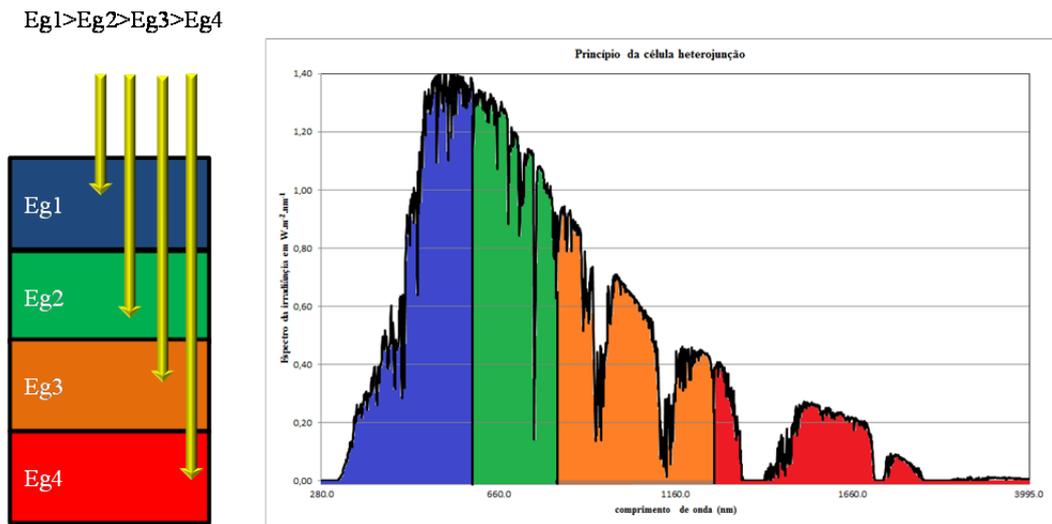


Figura 2.12: Princípio de funcionamento de uma célula heterojunção

Células PV multijunções à base de associações de materiais semicondutores da camada III-V ($GaAs$, $AlGaAs$, $InGaAs$, etc.) foram desenvolvidas desde a década de 1960, com rendimentos elevados, superando 40% na conversão. Esses métodos ainda são pouco conhecidos devido ao custo de fabricação, bem acima dos custos das tecnologias atuais. O desenvolvimento dessas células de alta eficiência foi motivado principalmente pelas aplicações espaciais.

Outra vantagem dessas células é a robustez frente às radiações e impactos. O tempo de vida destas células costuma ser maior do que as outras tecnologias

O rendimento dos módulos multijunções comerciais beira os 30%. Já existem pesquisas em andamento visando melhorar as tecnologias de produção possibilitando a redução dos custos e a adaptação às necessidades terrestres. Atualmente, os veículos de competição terrestres e barcos usam esta tecnologia para garantir sua autonomia. A utilização doméstica destes tipos de módulos ainda não é viável economicamente.

A utilização dos concentradores fotovoltaicos (*Concentrator Photovoltaics – CPV*) pode tornar esta tecnologia viável para aplicações domésticas. Em [59], foi comparado o desempenho de uma célula tripla junção $GaInP / GaAs / Ge$. Os valores obtidos são 32% sem concentrador e de 40,7% com utilização da tecnologia do concentrador solar. Rendimentos ainda maiores podem ser observados com células multijunções mais complexas (4 a 6 junções) [60].

A ideia básica dos concentradores fotovoltaicos é a redução do custo de um sistema, focando os raios luminosos de uma célula solar de superfície F_c através de uma lente óptica de superfície F_o . A relação de concentração é dada aproximadamente por $C = F_o/F_c$ como mostrado na Figura 2.13.

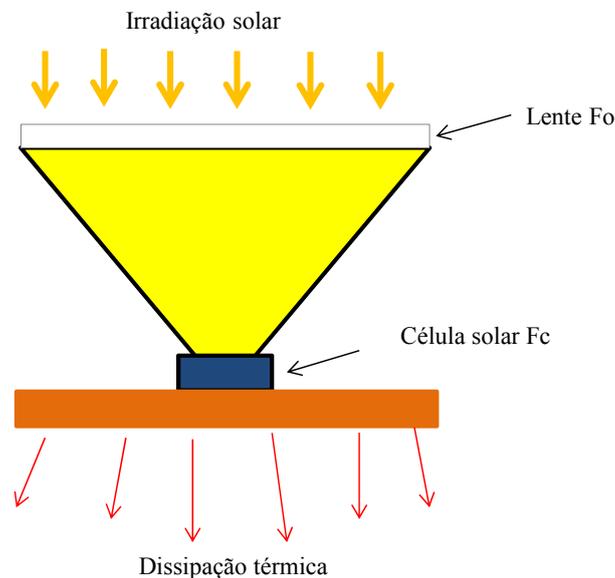


Figura 2.13: Princípio de funcionamento de um concentrador fotovoltaico

A redução da superfície das células permite a utilização de células mais eficientes e compactas que eram demasiadamente caras para serem usadas em grandes áreas de módulos PV.

Na prática, a maior diferença entre um GPV composto de módulos convencionais de PV e um *CPV* é a necessidade da presença de um dispositivo de rastreamento do percurso do sol no último caso. Um ângulo de incidência não apropriado poderia privar completamente as células da luz do sol, uma vez que estas células só podem utilizar a radiação direta do espectro solar. Apesar do custo não desprezível do sistema de rastreamento, o número considerável de centrais solares com essa tecnologia, comprova o interesse na aplicação desses sistemas e sua viabilidade econômica [61] [62]. Eles são usualmente aplicados em grandes centrais solares ultrapassando centenas de kW. No entanto, problemas térmicos relacionados com a concentração dos raios solares sobre as células exigem dispositivos de dissipação térmica de boa qualidade. Outra técnica interessante permite combinar a produção

fotovoltaica com a energia solar térmica, recuperando o calor emitido por intermédio de um líquido com alto poder calorífico, e assim criar um aquecedor solar de água por exemplo.

3.1.4 Células Solares de Terceira Geração

Novas tecnologias promissoras são as células fotovoltaicas orgânicas (*Organics Photovoltaics - OPV*) e as células pigmentadas híbridas (*Dye-Sensitised Solar Cells - DSSC*). As células inorgânicas de películas finas e as células termofotovoltaicas (*Thermo-photovoltaic TPV*) de baixo nível de energia, podendo combinar os efeitos fotovoltaicos e térmicos fazem parte da tecnologia de terceira geração.

Os materiais orgânicos estão cada vez mais presentes no campo da optoeletrônica, com perspectivas de aplicação na eletrônica orgânica ou molecular, para iluminação utilizando diodos emissores de luz orgânicos (*OLED: Organic Light-Emitting Diode*).

Embora a otimização dos materiais a serem aplicados seja diferente, o campo fotovoltaico tem se beneficiado pelos recentes avanços tecnológicos da indústria da optoeletrônica. Os materiais orgânicos, moleculares ou poliméricos, à base de carbono, hidrogênio, nitrogênio e azoto, são particularmente interessantes em termos de abundância, custo, peso e implementação.

Como no caso dos semicondutores, as células orgânicas possuem níveis de energia suscetível de absorção de fótons criando pares elétron-lacuna aproveitadas devido a níveis de transição HOMO (*Highest occupied molecular orbital*) e LUMO (*Lowest unoccupied molecular orbital*). Na ausência de separação, os pares elétron-lacuna podem se recombinar emitindo fótons de comprimento de onda correspondente a luz fluorescente e/ou luminescente ao invés de se converterem em calor, como é o caso das tecnologias inorgânicas. A realização da separação das cargas de forma eficaz ainda é um dos entraves desta tecnologia. Pesquisas voltadas para a melhoria das propriedades de criação dos pares elétron-lacuna em moléculas orgânicas ou polímeros estão em andamento. O desenvolvimento de métodos de separação dos pares elétron-lacuna associando um material receptor e um material emissor devido a diferentes posições de bandas de energia também está em estudo [63] [64].

Outras pesquisas em andamento são orientadas para obter modelos de células fotovoltaicas híbridas (orgânicas e inorgânicas ao mesmo tempo) que possibilitam muitas vantagens em relação às células convencionais. Nesse contexto, foi desenvolvida uma célula nanocristalina que “imita” a fotossíntese das plantas. Utilizadas há algum tempo na fabricação de laser de corante, a aplicação eficaz de moléculas orgânicas corantes no campo fotovoltaico, descoberto em 1991 por Michael Graetzel está ganhando mais espaço. Moléculas orgânicas pigmentadas (corante) absorvem a luz solar e liberam elétrons. Os elétrons liberados são transportados para o ânodo por uma camada porosa de dióxido de titânio (TiO_2), um material semicondutor inorgânico [65].

Além da oxidação, o rendimento das células solares orgânicas ainda é inferior a 3% devido à natureza da mistura e problemas de recombinações eletrônicas [66]. Apesar destes inconvenientes, o desenvolvimento dessas células deve ganhar um futuro promissor devido à facilidade de fabricação. Estas células podem ser facilmente fabricadas em materiais macios e são altamente flexíveis [67]. O custo destas células orgânicas é menor do que o das células corantes e ainda são biodegradáveis.

Outras tecnologias fotovoltaicas são as células de camadas ativas que são criadas através da introdução de pontos quânticos nano partículas para a energia solar concentrada; e a adaptação do espectro solar para comprimentos de onda que propiciam a máxima absorção da célula solar. Estes ajustes podem ser aplicados para todas as tecnologias fotovoltaicas existentes.

Por fim, a Tabela 2.3 apresenta o resumo de todas as tecnologias apresentadas em termos de área por kWp e eficiência, considerando as condições nominais de irradiação solar e temperatura (1000 W/m^2 e 25° C respectivamente).

Tabela 2.3: Comparação da eficiência comercial de diversas tecnologias PV

Tecnologia	Filmes finos					Células cristalinas		Multi-junção
	(a-Si)	(CdTe)	CI(G)S	a-S	OPV	mc-Si	pc-Si	CPV III-V
Eficiência da célula	4-8%	10-11%	7-12%	6-7%	2-4%	16-22%	14-18%	30-38%
Eficiência do Módulo						13-19%	11-15%	~25%
Área Necessária por kW	~15m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²		~7m ²	~8m ²	

3.2. Modelagem das células PV no PSCAD/EMTDC

3.2.1. Característica elétrica das células fotovoltaicas

Uma célula fotovoltaica é muitas vezes apresentada como sendo um gerador de corrente elétrica cujo comportamento é equivalente a uma fonte de corrente em paralelo com um diodo.

A tensão máxima (tensão em circuito aberto - V_{oc}) varia de acordo com o tipo da célula e a tecnologia aplicada. Para as células *c-Si*, esta tensão é cerca de 0,6 V. A corrente máxima (corrente de curto-circuito I_{sc}) ocorre quando os terminais da célula estão em curto-circuito e depende fortemente dos níveis da irradiação solar.

A Figura 3.1 apresenta a característica $I - V$ e $P - V$ de uma célula fotovoltaica típica. Esta característica depende da intensidade de irradiação solar, da temperatura da célula, do material utilizado na sua fabricação, tempo de vida, local de instalação e manutenção do equipamento, entre outras.

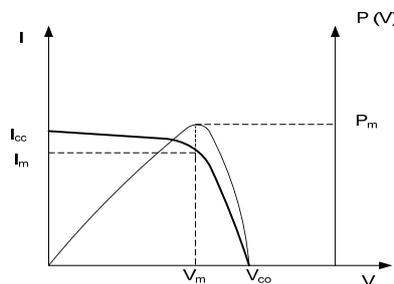


Figura 3.1: Característica ($I - V$) e ($P - V$) de uma célula fotovoltaica

Uma célula PV pode ser modelada a partir da equação que define o comportamento estático da junção PN de um diodo. A Figura 3.2 apresenta o circuito elétrico equivalente de uma célula PV real. Nesta equação, levou-se em consideração a corrente de curto-circuito e as diferentes resistências representando as perdas de junções. Assim, o comportamento estático, de uma célula PV que consiste em uma junção PN de silício pode ser descrita pela expressão [68]:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_d - I_r ; \quad (3.1)$$

sendo I_{ph} a foto corrente da célula, varia linearmente com a intensidade da irradiação solar (G dada em W/m^2) e exponencialmente com a temperatura da célula, I_d a corrente do diodo e I_r a corrente derivada da resistência shunt.

A corrente I_d do diodo é dada pela seguinte equação

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_{cel} + I_{cel} * R_s}{nV_T}} - 1 \right); \quad (3.2)$$

sendo I_0 a corrente de saturação reversa do diodo, I_{cel} a corrente fornecida pela célula, V_{cel} a tensão dos terminais da célula, R_s a resistência série representando as perdas nos contatos e nas conexões entre as células, n o número de células conectadas em série e V_T o potencial termodinâmico.

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{V_{cel} + I_{cel} * R_s}{nV_T}} - 1 \right). \quad (3.3)$$

O potencial termodinâmico é calculado a partir de (3.3) considerando a temperatura padrão (25° C):

$$V_T = \frac{AKT_{std}}{q}, \quad (3.4)$$

sendo q a carga do elétron, K a constante de Boltzmann, A o fator de não idealidade da junção (varia entre 1 e 5 na prática) e T a temperatura da célula em Kelvin.

A corrente I_r derivada da resistência shunt é calculada a partir de (3.5):

$$I_r = \frac{V_{cel} + I_{cel} * R_s}{R_{sh}}, \quad (3.5)$$

sendo R_{sh} a resistência paralela caracterizando a corrente de fuga da junção.

A partir dessas diferentes equações, pode-se obter a expressão explícita da corrente fornecida por uma célula fotovoltaica, resultando na equação (3.6):

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{cel} + I_{cel} * R_s}{nVT}} - 1 \right) - \frac{V_{cel} + I_{cel} * R_s}{R_{sh}}. \quad (3.6)$$

O circuito elétrico equivalente considerando as perdas por dissipação (R_s) e as perdas de junção (R_{sh}) é mostrado na Figura 3.2.

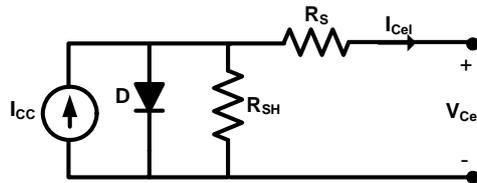


Figura 3.2: Equivalente elétrico de uma célula PV

Muitas vezes, o termo -1 é desprezível em (3.6), a corrente de saturação é muito menor comparada com o termo exponencial. Neste caso, esta equação pode ser reescrita como:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{cel} + I_{cel} * R_s}{nVT}} \right) - \frac{V_{cel} + I_{cel} * R_s}{R_{sh}}. \quad (3.7)$$

Nota-se que, dependendo das condições meteorológicas (neblina) de sombreamento parcial, a curva de $V - I$ pode apresentar múltiplos máximos locais, conforme ilustrado na Figura 3.3. Sombreamento parcial ocorre quando parte da célula está obscura enquanto a outra parte está sendo irradiada. Este problema pode gerar efeitos de pontos quentes (*hots spots*), o que pode danificar a célula. A maioria dos painéis solares comercializados é equipada de diodos de by-pass para evitar esses fenômenos.

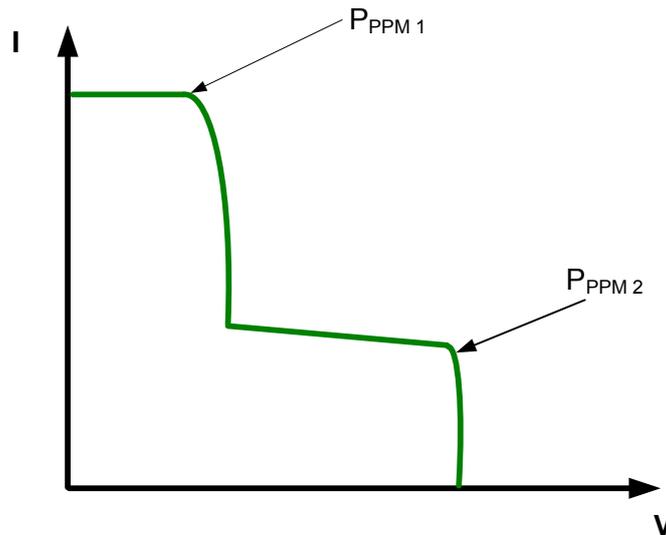


Figura 3.3: Características I – V de uma célula fotovoltaica com sob efeito de sombreamento parcial.

Além disso, em função das características da carga suprida, pode existir uma diferença considerável entre a potência fornecida pelo gerador fotovoltaico e a potência efetivamente transferida para a carga.

A equação (3.7) é não linear e deve ser solucionada através de métodos numéricos como *Newton-Raphson*. A equação apresenta ainda cinco parâmetros (I_{ph} , I_o , A , R_s e R_{sh}) que variam com a intensidade de irradiação solar e/ou com a temperatura.

3.2.2. Identificação dos Parâmetros dos painéis Kc 130 da Kyocera

A literatura apresenta muitas metodologias que possibilitam a identificação desses parâmetros. *Vokas et al.* [69] e *Xiao et al.* [70] apresentam modelos que utilizam parâmetros constantes, invariantes com a temperatura e irradiação. Estas aproximações apresentam muitas limitações devidas à imprecisão do modelo. Nos últimos anos, muitos trabalhos apresentaram um modelo simplificado de identificação dos parâmetros ignorando a resistência shunt R_{sh} [71], [72]. Neste caso, a corrente I_r é ignorada e a equação (3.7) torna-se:

$$I_{cel} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{cel} + I_{cel} * R_s}{nVT}} \right). \quad (3.8)$$

O modelo de identificação dos parâmetros adotado para este trabalho é baseado nas informações fornecidas pelo fabricante no manual do painel [68]. A equação (3.7) pode ser solucionada primeiramente considerando três pontos particulares de operação (para uma dada temperatura e irradiação solar) fornecidos pelo fabricante: operação em circuito aberto (a tensão da célula é V_{oc} e a corrente da célula é nula), operação em curto circuito (a corrente da célula é I_{sc} e a tensão da célula é nula) e operação no ponto de potência máxima P_{ppm} (a corrente I_{ppm} e a tensão V_{ppm} são os valores ótimos desejados).

No ponto de operação em circuito aberto, (3.7) é simplificada da seguinte forma:

$$I_{oc} = 0 = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{oc}}{nVT}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}. \quad (3.9)$$

A equação (3.10) apresentada a simplificação de (3.7) no ponto de operação em curto circuito:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{I_{sc} * R_s}{nVT}} \right) - \frac{I_{ppm} * R_s}{R_{sh}}. \quad (3.10)$$

Considerando o ponto de operação em potência máxima, (3.7) resulta em:

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{V_{ppm} + I_{ppm} * R_s}{nVT}} \right) - \frac{V_{ppm} + I_{ppm} * R_s}{R_{sh}}. \quad (3.11)$$

A quarta equação pode ser derivada de um dos métodos de cálculo do ponto de potência máxima de uma célula fotovoltaica: a condutância incremental. O método permite o cálculo da relação entre a corrente e a tensão no ponto de potência máxima através da derivada da potência em relação à tensão, conforme:

$$\left. \frac{dp}{dv} \right|_{\substack{i=I_{mpp} \\ v=V_{mpp}}} = I_{ppm} \frac{d(V)}{dV} + V_{ppm} \left. \frac{dI}{dV} \right|_{\substack{i=I_{mpp} \\ v=V_{mpp}}} = 0, \quad (3.12)$$

E então:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{\substack{i=I_{ppm} \\ v=V_{ppm}}} = -\frac{I_{ppm}}{V_{ppm}}. \quad (3.13)$$

sendo V_{oc} a tensão de circuito aberto, I_{sc} a corrente de curto circuito e V_{mpp} , I_{mpp} e P_{mpp} a tensão, corrente e potência do ponto de potência máxima, respectivamente.

A quinta equação proposta por *Chan et al.* [73] aproxima a derivada da corrente no ponto de curto circuito em relação à tensão da seguinte forma:

$$\left. \frac{di}{dv} \right|_{I=I_{sc}} = -\frac{1}{R_{sh}}. \quad (3.14)$$

A partir de (3.9) até (3.14) identifica-se os cinco parâmetros que solucionam (3.7) para valores fixas da intensidade de irradiação solar e da temperatura.

As expressões de I_{ph} e I_0 são estabelecidas solucionando (3.9) e (3.10). Assim tem-se:

$$I_{ph} = I_0 e^{\frac{V_{oc}}{nV_T}} + \frac{V_{oc}}{R_{sh}}, \quad (3.15)$$

$$I_0 = \left(I_{sc} - \frac{V_{oc} - I_{sc}R_s}{R_{sh}} \right) e^{-\frac{V_{oc}}{nV_T}}. \quad (3.16)$$

A equação (3.11) pode ser reescrita substituindo I_{ph} e I_0 por seus valores nas equações (3.15) e (3.16).

$$I_{mpp} = I_{sc} - \frac{V_{ppm} + I_{ppm}R_s - I_{sc} * R_s}{R_{sh}} - \left(I_{sc} - \frac{V_{oc} - I_{sc}R_s}{R_{sh}} \right) e^{\frac{V_{ppm} + I_{ppm} * R_s - V_{oc}}{n_s V_T}}. \quad (3.17)$$

A equação (3.17) pode ser utilizada para calcular a derivada da corrente em relação à tensão no ponto de potência máxima como:

$$\begin{aligned}
& \left. \frac{dI}{dV} \right|_{\substack{i=I_{mpp} \\ v=V_{mpp}}} \\
& = V_{ppm} \frac{\left(\frac{V_{oc} - I_{sc}(R_s + R_{sh})e^{\frac{V_{ppm} + I_{ppm}R_s - V_{oc}}{n_s V_T}}}{n_s V_T R_{sh}} - \frac{1}{R_{sh}} \right)}{1 + \frac{\left(-V_{oc} + I_{sc}(R_s + R_{sh})e^{\frac{V_{ppm} + I_{ppm}R_s - V_{oc}}{n_s V_T}} \right)}{n_s V_T R_{sh}} + \frac{R_s}{R_{sh}}}.
\end{aligned} \tag{3.18}$$

A resolução numérica de (3.14), (3.17) e (3.18) permite a identificação dos parâmetros A , R_s e R_{sh} . As próximas seções apresentam a influência da intensidade de irradiação solar e da temperatura na identificação dos parâmetros.

3.2.3. Influência do fluxo luminoso

A corrente criada por uma célula é também proporcional à área da junção exposta à luz solar. Tanto a corrente de curto circuito I_{sc} como a corrente I_{ph} variam linearmente com a intensidade instantânea da irradiação solar G dada em W/m^2 de acordo com as seguintes equações:

$$I_{sc}(G) = I_{sc} * G, \tag{3.19}$$

$$I_{ph}(G) = I_{ph} * G. \tag{3.20}$$

A tensão de circuito aberto V_{oc} em função da intensidade da irradiação solar pode ser deduzida de (3.9) considerando a temperatura constante. É uma expressão logarítmica não linear de,

$$V_{oc}(G) = \ln \left(\frac{I_{ph}(G)R_{sh} - V_{oc}(G)}{I_0 R_{sh}} \right) n_s V_T, \tag{3.21}$$

e a solução dessa equação pode ser obtido através dos métodos numéricos tipo *Newton-Raphson*.

A Figura 3.4 mostra as características $P - V$ e $I - V$ de uma célula fotovoltaica de silício monocristalino a temperatura constante para diferentes valores de G . A cada valor de G , corresponde uma potência máxima que poderia fornecer a célula.

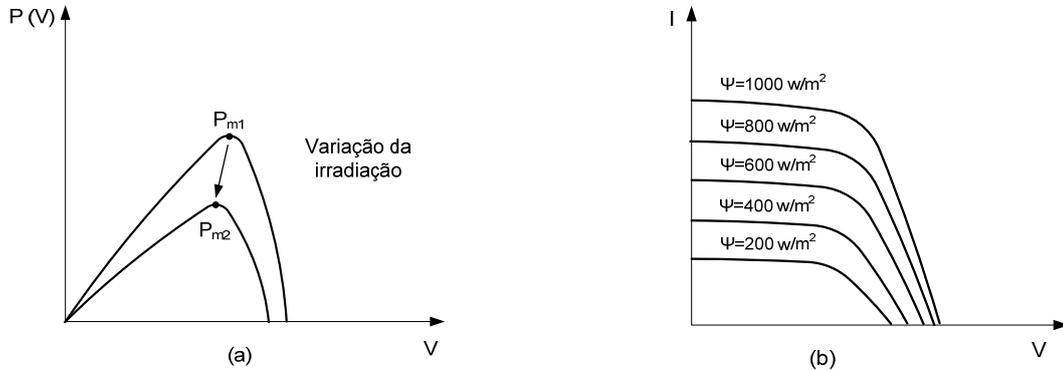


Figura 3.4: Características $P - V$ (a) e $I - V$ de um gerador fotovoltaico para diferentes valores de G a temperatura constante.

3.2.4. Influência da temperatura

Como a irradiação solar, a temperatura é outro parâmetro que influencia o funcionamento das células fotovoltaicas. A corrente de curto circuito e a tensão de circuito aberto da célula variam linearmente com a temperatura de acordo com (3.22) e (3.23). I_{sc} aumenta com a temperatura enquanto que V_{oc} diminui com a mesma.

$$I_{cc}(T) = I_{cc} \left(1 + \frac{k_i}{100} (T - T_{stc}) \right), \quad (3.22)$$

$$V_{oc}(T) = V_{oc} + k_v (T - T_{stc}), \quad (3.23)$$

sendo k_i um número positivo representando o coeficiente de corrente de curto circuito I_{sc} dado em $A/^\circ C$ e k_v (número negativo) é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto V_{oc} dado em $V/^\circ C$.

A corrente I_{ph} é derivada diretamente da equação considerando V_{oc} dependente da temperatura.

$$I_{ph}(T) = I_0(T)e^{\frac{V_{oc}(T)}{nV_T}} + \frac{V_{oc}(T)}{R_{sh}}. \quad (3.24)$$

De acordo *Manning et al* [74], e *Walker et al.* [75], a corrente I_0 independe das condições de irradiação, mas varia cubicamente com a temperatura de acordo com:

$$I_0(T) = I_0(T_{std}) \left(\frac{T}{T_{std}} \right)^{\frac{3}{A}} e^{\frac{-qV_g}{nk} \left(\frac{1}{T_{std}} - \frac{1}{T} \right)}; \quad (3.25)$$

sendo V_g o nível de energia (*band gap energy*) do semiconductor.

Sera et al. [68] propõe um modelo mais simples para o cálculo de I_0 em função da temperatura a partir de (3.16):

$$I_0(T) = \left(I_{sc}(T) - \frac{V_{oc}(T) - I_{sc}(T)R_s}{R_{sh}} \right) e^{-\frac{V_{oc}(T)}{n_s V_T}}. \quad (3.26)$$

Villalva, M. G. [76] propõe um modelo de células baseado na solução de (3.8) em três pontos de operação características (V_{oc} , I_{sc} , P_{PPM}) e dos coeficientes k_i e k_v para os ajustes I_0 .

A Figura 3.5 ilustra o comportamento $I - V$ de uma célula fotovoltaica cristalina em função da temperatura.

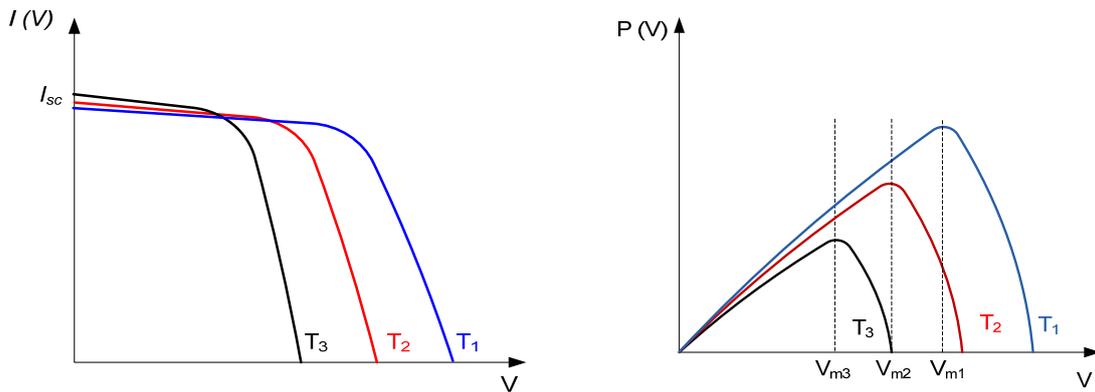


Figura 3.5: Influência da temperatura sobre a característica $I - V$ e $P - V$ de uma célula PV ($T_1 < T_2 < T_3$)

3.3. Características do gerador fotovoltaico utilizado

Foi montado um gerador fotovoltaico composto por 09 painéis solares KC 130 da Kyocera. As especificações dos painéis estão apresentadas na Tabela 3.1, para uma condição de irradiação de 1000 W/m^2 a uma temperatura de 25° C .

Tabela 3.1: Especificação dos painéis Kc 130.

Potência máxima P_{ppm}	130 W
Tensão V_{ppm}	17,6 V
Corrente I_{ppm}	7,39 A
Tensão V_{oc}	21,06 V
Corrente I_{sc}	8,02 A
Coefficiente de temperatura K_v em V_{oc}	$-8,21 \cdot 10^{-2} \text{ V/}^\circ\text{C}$
Coefficiente de temperatura k_i em I_{sc}	$3,18 \cdot 10^{-3} \text{ A/}^\circ\text{C}$

A partir das equações estabelecidas nas seções anteriores, é possível identificar todos os parâmetros dos painéis KC 130. A Figura 3.6 apresenta as características $I - V$ e $P - V$ de células KC 130 da Kyocera obtidas a partir do modelo desenvolvido para diferentes valores de G (200, 400, 600, 800 e 1000 W/m^2) para a temperatura de 25° C .

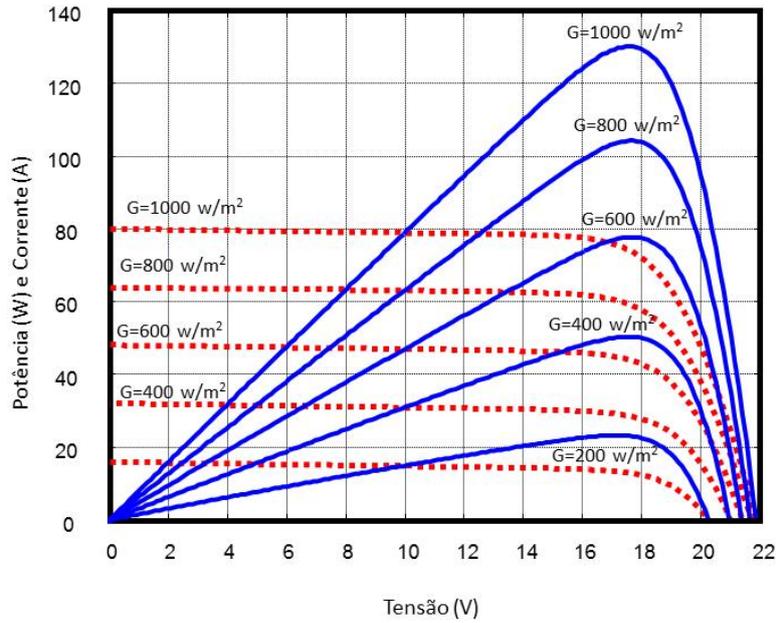


Figura 3.6: Características $I - V$ e $P - V$ das células da KC 130 para diversos valores de G

Já a figura 3.7 apresenta as características $I - V$ e $P - V$ dos painéis para temperaturas de $25, 50$ e 75°C considerando a intensidade de irradiação constante (1000 W/m^2).

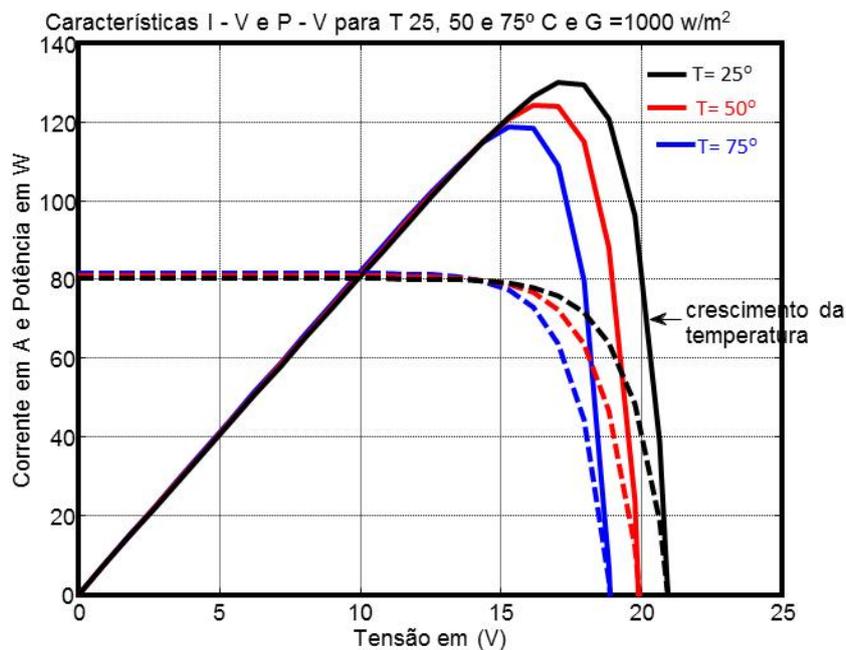


Figura 3.7: Características $I - V$ e $P - V$ dos painéis KC 130 para diversos valores de temperatura considerando $G = 1000 \text{ W/m}^2$

3.4. Conclusões parciais

Este capítulo estabeleceu em primeiro lugar as principais inovações e as pesquisas em andamento das células solares fotovoltaicas. Foram apresentadas as células cristalinas, que ainda dominam o mercado fotovoltaico e suas principais evoluções.

Em seguida, foi apresentada a tecnologia dos filmes finos que já são uma realidade e que podem contribuir muito para um futuro mais promissor e acessível da energia solar, devido principalmente ao baixo custo e pouco material utilizado na fabricação das células.

A tecnologia das células multi-junções possui o rendimento maior, porém ainda inviável devido ao custo de fabricação. A associação da tecnologia solar concentrada com as células multijunções deve baratear o custo de fabricação e pode definitivamente solucionar o problema da baixa eficiência na conversão da luz do sol em eletricidade.

Também foi apresentada a terceira geração de células solares dominada principalmente pelas células orgânicas que prometem uma maior acessibilidade à energia do sol, devido a sua simplicidade na fabricação, porém com eficiência menor do que as outras tecnologias.

O capítulo apresentou ainda uma revisão detalhada da metodologia para levantamento das características $I - V$ e $P - V$ das células fotovoltaicas. Foi apresentado um modelo completo de identificação de cinco parâmetros (I_{ph} , I_0 , A , R_s e R_{sh}) dos painéis da Kyocera KC 130 a partir dos dados fornecidos pelo fabricante, levando em consideração a variação da temperatura e da intensidade de irradiação solar.

Capítulo 4

Sistemas Fotovoltaicos de um Estágio de Conversão: Configuração, Controle e Detecção de Ilhamentos

Geralmente, as fontes de energias renováveis não podem ser aproveitadas diretamente. Por exemplo, Os sistemas eólicos apresentam tensões e frequências que variam em função da velocidade do vento. Os sistemas fotovoltaicos disponibilizam correntes e tensões contínuas que também variam de acordo com a temperatura e a intensidade de irradiação solar. Neste contexto, a aplicação dos dispositivos de eletrônica de potência em sistemas de energia renováveis é imprescindível para uma utilização adequadas dessas fontes; isoladamente ou interconectadas com a rede. Esses dispositivos, associados com estratégias de controle possibilitam a regulação de tensão e velocidade das fontes eólicas, a conversão em tensão alternada regulada, além de outros aspectos relacionados à operação segura e estável dos sistemas interconectados à rede elétrica.

Esse capítulo discute algumas configurações de sistemas fotovoltaicos. Além disso, serão apresentados as principais estratégias que são usualmente adotadas para a

integração dos sistemas fotovoltaicos na matriz energética por meio da eletrônica de potência.

Em seguida serão discutidos os algoritmos MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) aplicados para conversor de um único estágio. Os algoritmos MPPT permitem o rastreamento dos pontos de potência máxima (MPP), possibilitando a máxima transferência de potência entre o GPV e a carga. Esses métodos de rastreamento variam de acordo com a aplicação desejada, as condições das variações meteorológicas, os sensores necessários para sua implementação, a velocidade de convergência, custo computacional e sua facilidade/complexidade de implementação.

E finalmente serão apresentados alguns dos métodos de anti-ilhamentos utilizados para interconexão e operação confiável das fontes de energia renováveis voltadas para geração distribuída.

4.1. Configurações dos sistemas fotovoltaicos

Para garantir a transferência de energia, a tensão gerada pelos módulos fotovoltaicos deve ser maior do que o valor da tensão de pico da rede no caso dos sistemas interconectados ou corresponder ao valor de pico aceito pela carga a ser suprida para os sistemas isolados. A escolha de uma determinada topologia é feita com base nesses critérios.

Muitas configurações fotovoltaicas apresentam dois estágios de conversão conforme mostrado na Figura 4.1. O primeiro estágio permite regular a tensão CC de cada ramo do conjunto, através de conversor CC-CC. O segundo estágio possibilita a obtenção de tensões e correntes alternada no lado da carga ou da rede. Essa configuração permite associar painéis solares de fabricantes diferentes, com tensões diferentes. Porém, a corrente de cada ramo é limitada pelo painel que possui menor corrente de curto circuito. Uma alternativa a esse problema é a utilização de painéis de mesmo fabricante em cada ramo. Essa configuração é bastante útil na medida em que facilita a expansão das plantas fotovoltaicas. No entanto, a necessidade de um número elevado de conversores CC-CC pode encarecê-la.

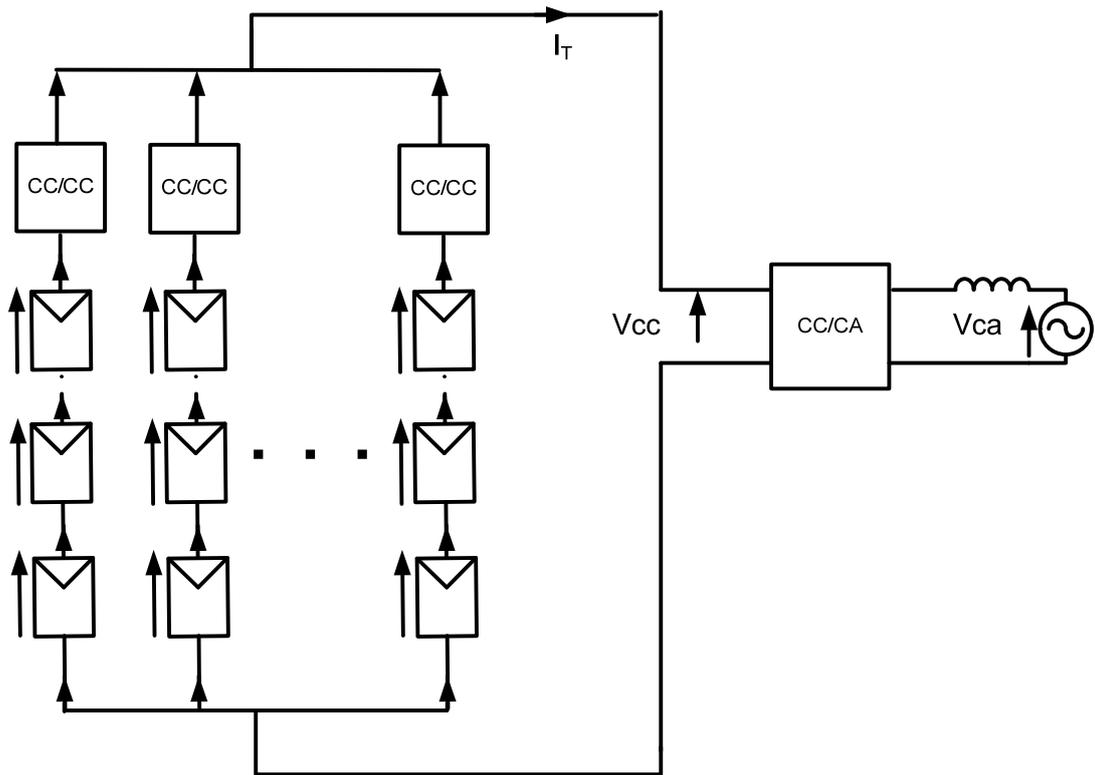


Figura 4.1: Arranjo de painéis solares com dois estágios de conversão

Atualmente, novas configurações estão sendo pesquisadas [77]. Uma das possibilidades é a eliminação do conversor CC, como será visto na próxima seção. Essas configurações utilizam os inversores multiníveis, que além de garantirem níveis de tensão adequada no elo CC, também possibilitam menor THD e baixa frequência de chaveamento (Figura 4.2).

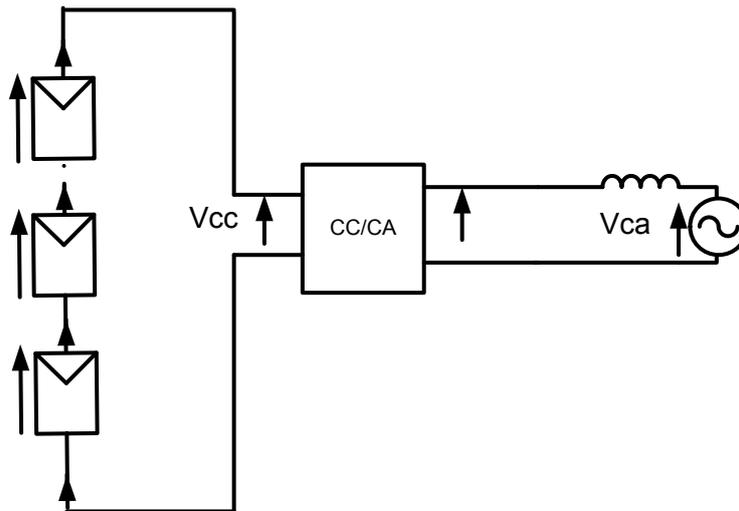


Figura 4.2: Arranjo de painéis solares com um estágio de conversão

4.2. Técnicas de Controle para os sistemas fotovoltaicos

A topologia adequada para uma determinada aplicação é escolhida de acordo com o número de estágios de processamento de potência, utilização de capacitores de desacoplamento e sua localização, utilização ou não do conversor CC/CC, utilização ou não de transformadores, o tipo de controle associado (PWM, histerese, etc.).

4.3.1. Controle CC – CC

O conversor CC-CC, quando aplicado aos sistemas fotovoltaicos permite controlar a tensão e a potência do barramento CC. Além disso, o conversor pode desenvolver outra função importante, que é a possibilidade de manter a operação do painel no seu ponto de potência máxima, conforme será visto na próxima seção.

4.3.2. Controle CC – CA

Em aplicações com os sistemas fotovoltaicos, os inversores fonte de tensão (*Voltage-Source Converter VSC*) são os dispositivos mais utilizados. A modulação PWM associado com esses inversores e a filtragem permitem a obtenção de sinais de correntes e tensões de baixos conteúdos harmônicos. O sistema de controle do fluxo de

potência entre o sistema fotovoltaico e o sistema CA pode ser feito tanto por controle PWM de tensão ou por controle PWM de corrente.

a) Controle PWM de tensão

A estrutura do conversor fonte de tensão com controle PWM de tensão assim como o circuito equivalente são mostrados na Figura 4.3. A proposta do controle PWM para forçar o conversor a se comportar como fonte de tensão se resume na regulação da amplitude, frequência e fase da tensão na saída do conversor.

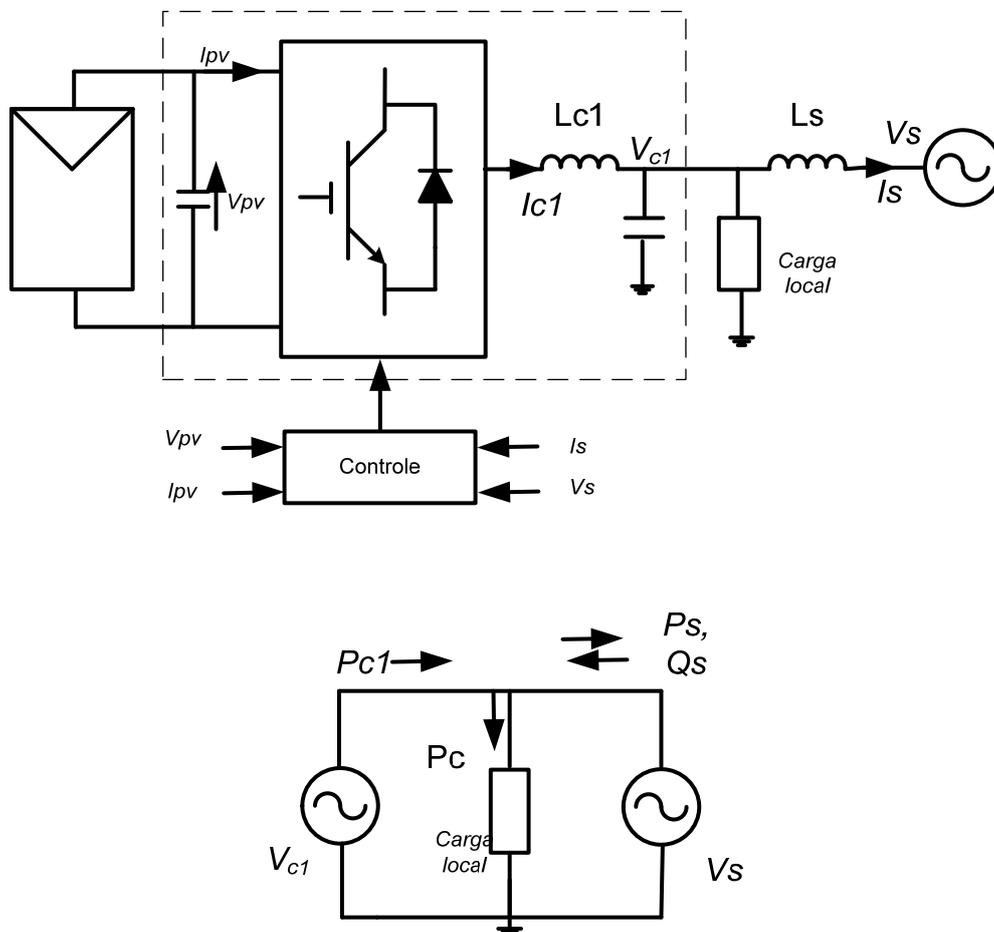


Figura 4.3: (a) Controle VSC por tensão (b) Circuito equivalente

As potências ativa e reativa do conversor #1 são controladas a partir da regulação da amplitude e fase da tensão V_{c1} (Figura 4.4), conforme apresentado por *Akagi et al.* [78].

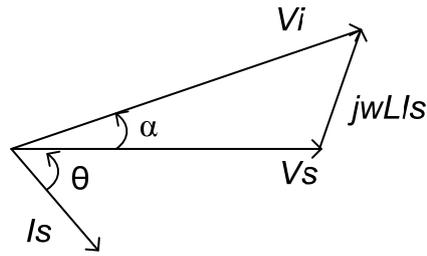


Figura 4.4: Diagrama fasorial da tensão do conversor e da tensão e corrente do sistema

As potências ativas e reativas em função de V_i e do ângulo α são calculadas de acordo com (4.1) e (4.2), respetivamente.

$$P_s = \frac{V_s V_{c1}}{\omega L_s} \text{sen}(\alpha); \quad (4.1)$$

$$Q_s = \frac{V_s^2}{\omega L_s} - \frac{V_s V_{c1}}{\omega L_s} \text{cos}(\alpha); \quad (4.2)$$

sendo:

V_s : Tensão nominal da rede;

V_{c1} : Tensão do conversor #1;

P_s : Potência ativa da rede;

Q_s : Potência reativa da rede;

ωL_s : Reatância de acoplamento

α : ângulo entre as tensões da rede e do conversor;

O ângulo α e a tensão da saída do conversor podem ser deduzidos a partir de (4.1) e (4.2):

$$\alpha = \text{atan} \left(\frac{P_s}{\frac{V_s^2}{\omega L_s} - Q_s} \right), \quad (4.3)$$

$$V_{c1} = \frac{P_s \omega L_s}{V_s \text{sen}(\alpha)}. \quad (4.4)$$

Para pequenos valores de α , o controle de V_{c1} é linear, contribuindo assim para uma maior estabilidade do sistema.

O problema desse controle é a possibilidade de sobrecarga na ocorrência de erros de fase na tensão de saída do inversor.

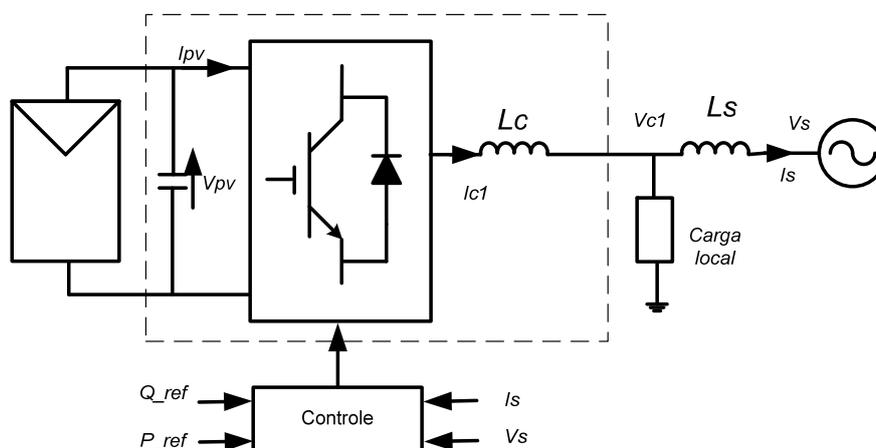
Na operação em modo isolado, o controle por tensão se torna obrigatório. O capacitor do elo CC pode ser dimensionado de forma a garantir o desacoplamento entre o elo CC e a rede.

b) Controle PWM de corrente

A estrutura de controle PWM que força o conversor a atuar como uma fonte de corrente e o circuito equivalente são apresentados na Figura 4.5.

O controle por corrente apresenta a vantagem de ser menos susceptível aos deslocamentos de fase de tensão e à distorção da tensão de rede, resultando em níveis de *THDs* menores e consequentemente melhor qualidade de energia na interconexão.

Outra vantagem desse tipo de controle é a facilidade de controle da tensão do elo CC. Para os sistemas fotovoltaicos, a tensão dos painéis varia fortemente com a temperatura, o que resulta em uma redução de eficiência principalmente nos horários de maior geração de corrente. Nesse caso, o controle por corrente possibilita manter a tensão do elo CC, diminuindo a corrente injetada na rede.



(a)

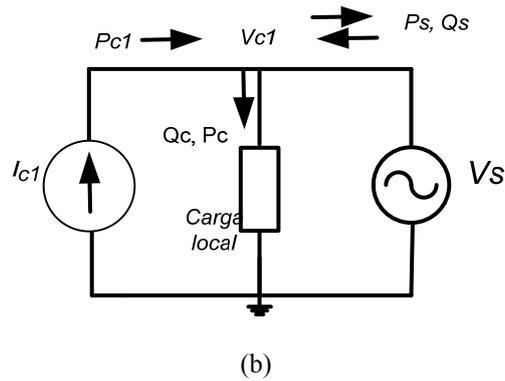


Figura 4.5: (a) Controle VSI por corrente (b) Circuito equivalente

As equações para o cálculo das potências ativa e reativa podem ser deduzidas a partir da Figura 4.4:

$$P_s = V_s I_s \cos(\theta), \quad (4.5)$$

$$Q_s = V_s I_s \sin(\theta). \quad (4.6)$$

As potências ativa e reativa podem ser controladas a partir da corrente I_s e o ângulo θ .

$$\theta = \operatorname{atan}\left(\frac{Q_s}{P_s}\right), \quad (4.7)$$

$$I_s = \frac{P_s}{V_s \cos(\theta)}. \quad (4.8)$$

4.3. O Algoritmo MPPT

A concepção de sistemas fotovoltaicos otimizados representa um dos principais desafios no uso efetivo das fontes solares. Do lado da fonte, a produção de energia fotovoltaica varia fortemente em função da intensidade de irradiação, da temperatura e do envelhecimento global do sistema. Do lado da carga (contínua ou alternada), a principal dificuldade é o comportamento aleatório para cada tipo de carga. Torna-se então essencial o estabelecimento de mecanismos que possibilitem a operação otimizada

dos sistemas fotovoltaicos, garantindo a máxima transferência de potência entre a fonte a carga.

Outro aspecto essencial para o aumento da eficiência dos sistemas fotovoltaicos é a escolha adequada do controle *MPPT* (*Maximum Power Point Tracking* – Rastreamento do Ponto de Potência Máxima). Estudos demonstraram que dependendo da aplicação, o *MPPT* adequado pode contribuir em um aumento de até 25% [34] na eficiência do sistema.

Tradicionalmente, o estágio de conversão dos sistemas fotovoltaicos é classificado em duas categorias: sistemas com dois ou mais estágios de conversão (Figura 4.6) e sistemas com um único estágio de conversão (Figura 4.7). Um ou vários conversores CC/CC em cascata são utilizados para o controle MPPT e o aumento da tensão do elo CC. O Conversor CC/CA controla a corrente a ser injetada na rede ou na carga através de modulação PWM, vetorial ou controle por histerese (*bang bang*). Esta topologia possibilita sistemas fotovoltaicos de alta potência (na ordem de megawatts) como é o caso dos inversores das topologias centrais ou *string* (ou *multi-string*) [31].

A segunda configuração mostra um único inversor que é responsável pelo controle MPPT e a regulação da tensão do elo CC, sincronismo e acionamento do sistema de anti-ilhamento [31], [79], [80]. Esse tipo de configuração é mais atraente para sistemas de baixa potência, como é o caso dos sistemas distribuídos.

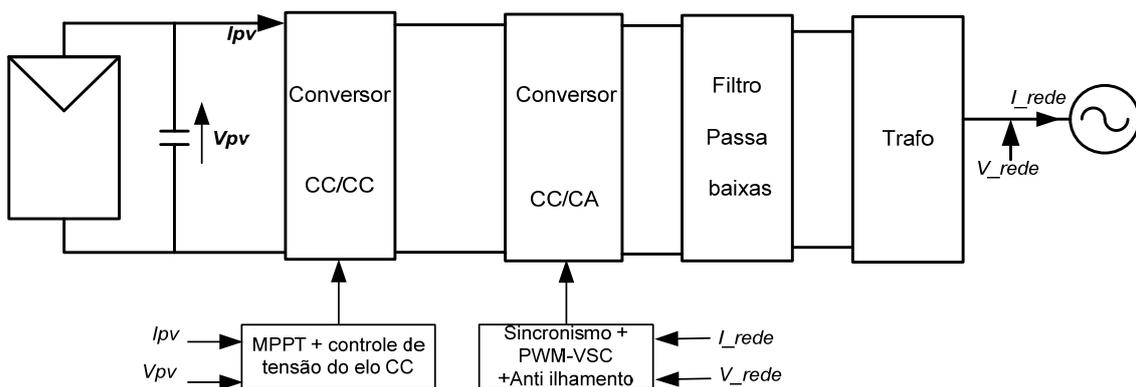


Figura 4.6: Sistema fotovoltaico interconectado com dois estágios de conversão

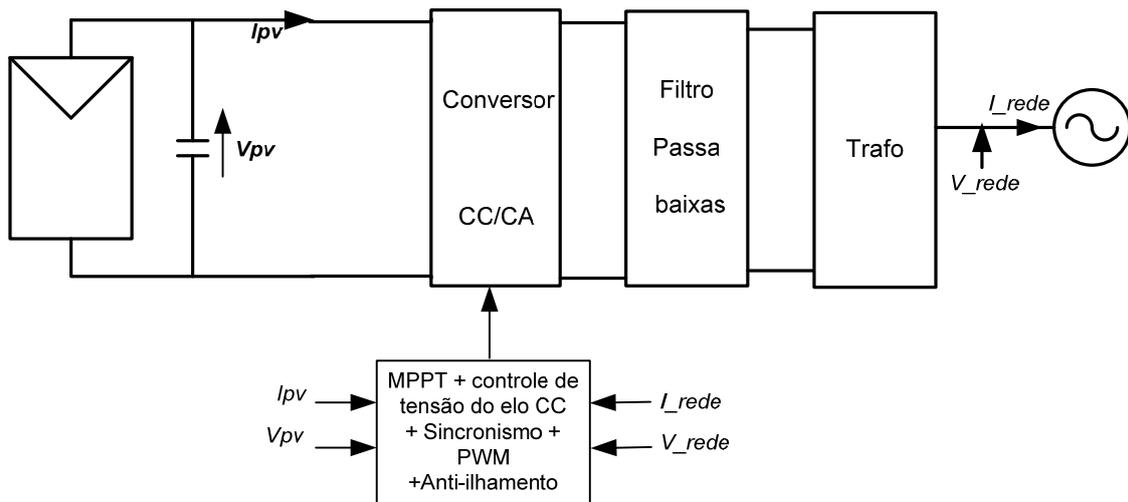


Figura 4.7: Sistema Fotovoltaico interconectado com um único estágio de conversão

As duas configurações podem necessitar ou não de um transformador de isolamento de acordo com o padrão de regulação considerado. A norma IEEE-1547 prevê isolamento galvânicos em todos os sistemas interconectados, independente da potência. Já as normas IEC e VDE-DIN não exigem isolamento para sistemas menores que 10 kW.

A escolha de uma determinada topologia é feita de acordo com a aplicação e a potência desejada. Essas configurações permitem tanto a conexão com a rede elétrica, quanto a alimentação de sistemas isolados.

Os sistemas fotovoltaicos com apenas um estágio de conversão (CC-CA) apresentam a vantagem de minimizar as perdas por chaveamento e aumentar a eficiência do sistema. Além disso, a ausência do estágio de conversão CC-CC diminui os custos de instalações. Por outro lado, a tensão fornecida pelos painéis deve ser alta o suficiente para garantir a transferência de potência entre o conversor e a carga [81]. Caso contrário, um transformador elevador de tensão é necessário. Nesse aspecto, convém a integração do algoritmo de controle MPPT com o circuito de controle do conversor único.

A literatura apresenta várias técnicas de detecção do ponto de potência máxima. Os métodos variam de acordo com o custo de implementação, os sensores necessários,

velocidade de convergência, complexidade do hardware, a aplicação desejada, entre outros.

O método MPPT adotado para este trabalho é o da condutância incremental [82] [83]. A Tabela 4.1 apresenta a comparação do método de condutância com outros métodos de detecção do ponto de potência máxima, considerando a potência de referência de 100 W.

Tabela 4.1: Comparação entre três métodos de detecção do ponto de potência máxima [84].

	Condutância incremental	Perturbação e Observação	Tensão constante
Simulação	98.5%	96.5%	88.1%
Prática	98.2%	97.2%	92.7%

Esse método baseia-se no fato de que a derivada da potência em relação à tensão e/ou corrente é nula no ponto de potência máxima, positiva à esquerda do PPM, e negativa à direita dele; conforme ilustrado na Figura 4.8, ou seja:

$$\begin{cases} \frac{dP}{dV} = 0, & \text{no ppm,} \\ \frac{dP}{dV} > 0, & \text{a esquerda do ppm,} \\ \frac{dP}{dV} < 0, & \text{a direita do ppm.} \end{cases} \quad (4.9)$$

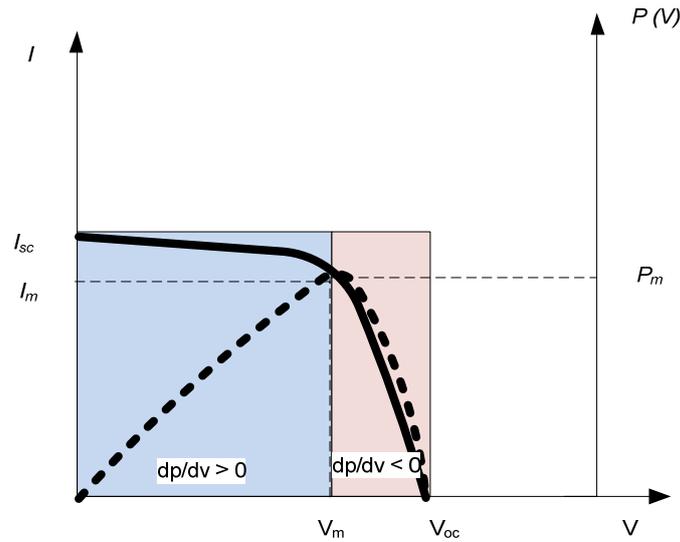


Figura 4.8: Técnica de detecção do PPM através da condutância experimental

A equação (3.12) pode ser aproximada da seguinte maneira:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} + V \frac{dI}{dV}. \quad (4.10)$$

Ou então:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V}. \quad (4.11)$$

Fazendo $I/V=G$, (4.9) pode ser reescrita como:

$$\begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -G, & \text{no ppm,} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -G, & \text{a esquerda do ppm,} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -G, & \text{a direita do ppm.} \end{cases} \quad (4.12)$$

Em (4.12), quando o sistema opera no ponto de potência máxima ($\frac{dI}{dV} = -G$), nenhuma ação é tomada. Porém, quando $\frac{dI}{dV} \neq -G$, a tensão de referência V_{ref} é ajustada no sentido de mover a tensão do GPV até a tensão de máxima potência, de acordo com

o sinal de $\frac{dP}{dV}$. Se o sistema já estiver operando no ponto de máxima potência ($\frac{dP}{dV} = 0$), as alterações devidas às mudanças climáticas (temperatura e intensidade de irradiação solar) são detectadas através do sinal de $\frac{dI}{dV}$ e o ajuste da tensão de referência V_{ref} é feita com novos valores de potência, corrente e tensão dos painéis.

Essa técnica apresenta menor erro em regime permanente possibilitando melhor aproveitamento da energia gerada pelo GPV quando comparado com as técnicas de busca do ponto de máxima potência mais conhecidas, apresentadas na Tabela 4.1. A velocidade de convergência é determinada pelo passo (Δt) de atualização dos valores de tensão e corrente do painel e pode ser controlada (Figura 3.11). Velocidades de convergência mais rápidas podem ser obtidas com o aumento dos passos de cálculo de $i(t)$ e $v(t)$. Porém, neste caso, há um compromisso entre rapidez de convergência e precisão. As oscilações em torno do ponto de potência máxima até atingirem o regime permanente tendem a serem maiores com altos valores de Δt .

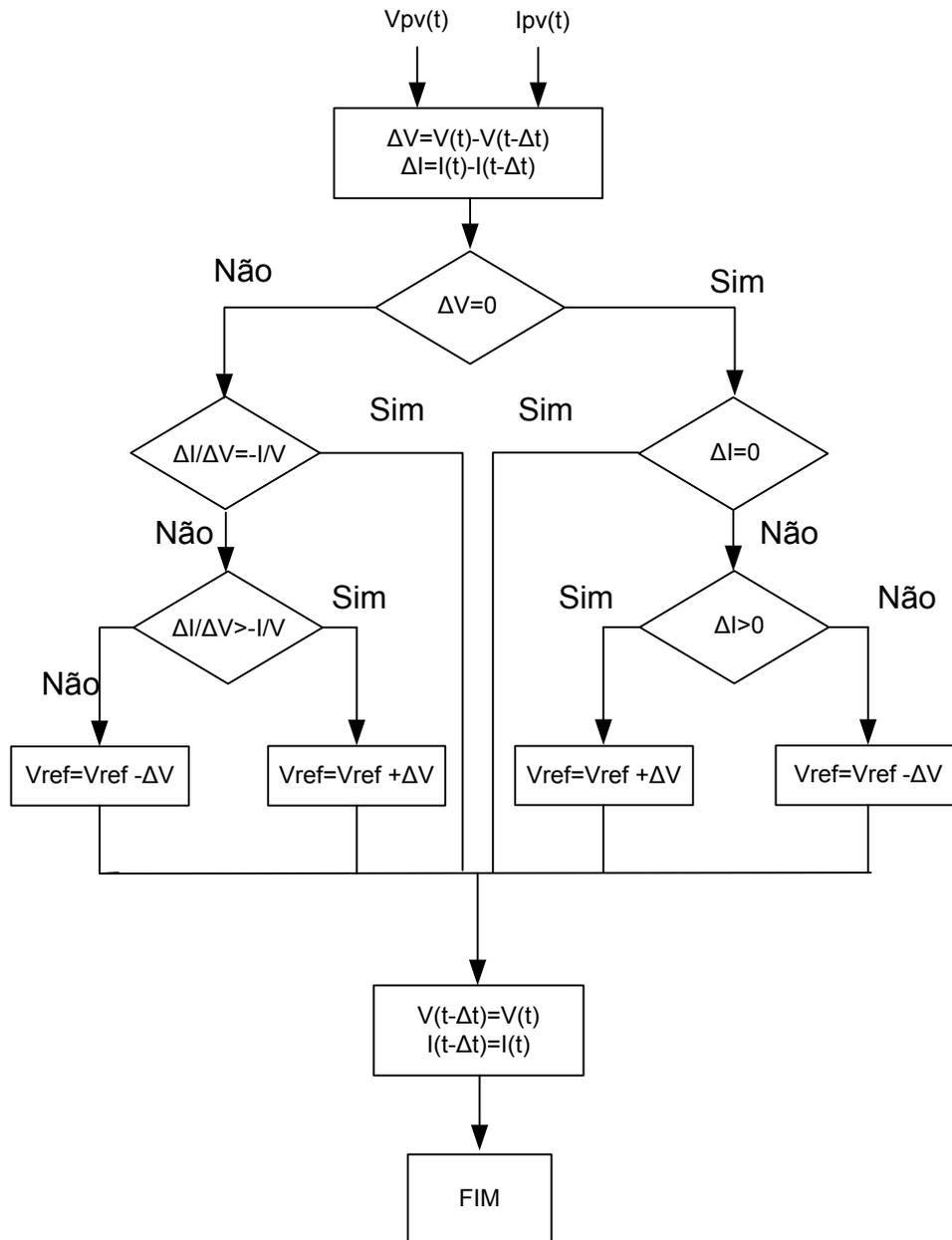


Figura 4.9: Diagrama de bloco do algoritmo da condutância incremental [85]

Alguns trabalhos propõem metodologias para a detecção do ponto de potência máxima utilizando a técnica de condutância incremental com velocidade de convergência mais rápida. O método proposto em [86] e [87] sugere a divisão da detecção do ponto de potência máxima em dois estágios. Primeiro, calcula-se uma resistência que é proporcional a V_{oc} e I_{sc} como carga e em um segundo estágio, usa-se o método de condutância incremental. Esses dois estágios possibilitam a detecção do

PPM exato caso haja vários máximos locais devidos ao sombreamento parcial das células (Figura 3.3), além do aumento da velocidade de convergência (diminuindo o número de iterações).

Outra possibilidade sugerida por [88] consiste em gerar um sinal de erro (condutância incremental) da seguinte maneira:

$$e = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV}. \quad (4.13)$$

O erro e é nulo no ponto de potência máxima. Um controle PI (Proporcional Integral) pode ser utilizado para garantir a convergência.

A implementação prática da condutância incremental em DSP é relativamente simples. As medições de tensão e corrente instantâneas do painel PV necessitam de dois sensores.

Esse método, embora teoricamente atraente e facilmente estudado, apresenta algumas dificuldades de implementação [89] [90]. A necessidade de derivar o sinal analógico $P(V)$ que apresenta ruídos difíceis de serem eliminados e a instabilidade devido aos ruídos e perturbações.

4.4. Sistemas de Anti-Ilhamentos

Conforme apresentado nos capítulos 1 e 2, os sistemas fotovoltaicos devem ser equipados de proteção contra ilhamentos. Os métodos de detecção de ilhamentos podem ser passivos ou ativos.

Os métodos passivos incluem o monitoramento das grandezas de tensão, corrente, frequência e suas características (distorção harmônica, afundamento/elevação de tensão, perda de sincronismo) [22], [91].

A principal limitação desses métodos é a confiabilidade devida à presença de uma zona de não-deteção (*Nondetection Zone NDZ* na Figura 4.10) maior. As zonas de não-deteção surgem quando a potência das cargas situadas no PCC é igual à potência fornecida pelo gerador fotovoltaico. Existem então situações em que podem ocorrer

ilhamentos que não são detectados, dependendo das variações da potência. ΔP e ΔQ são a potência ativa e a potência reativa do lado da rede, respectivamente.

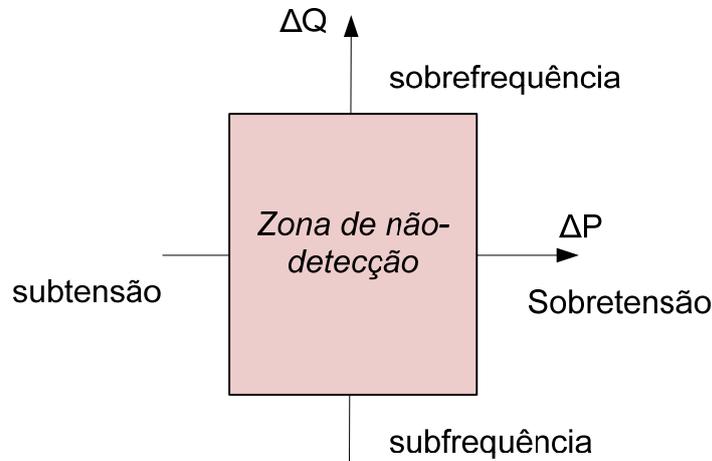


Figura 4.10: Conceito de Zona de não-deteccção

Os métodos ativos são baseados na introdução de distúrbios no ponto de interconexão com a rede em instantes e frequências específicos e o monitoramento das perturbações no sistema nesse ponto. Esse conceito envolve os deslocamentos de tensão e/ou de frequência, monitoramento/estimação da impedância, potência e deteção de sequência negativa.

Esse método, quando associado com as técnicas de deteção passiva, resulta em sistemas de anti-ilhamentos com a ausência ou zonas de não-deteccção mínimas, conforme requeridos pelos padrões *IEEE* e *VDE-DIN*.

O sistema de anti-ilhamento utilizado é deduzido da referência [24]. A Figura 4.11 mostra um sistema fotovoltaico interconectado com carga RLC para deteção de ilhamentos. Nesse caso, as potências ativa (P_c) e reativa (Q_c) da carga são calculadas como:

$$\begin{cases} P_c = \frac{V_s^2}{R} \\ Q_c = \frac{V_s^2}{\omega C - \frac{1}{\omega L}}; \end{cases} \quad (4.14)$$

sendo ω a frequência fundamental do sistema.

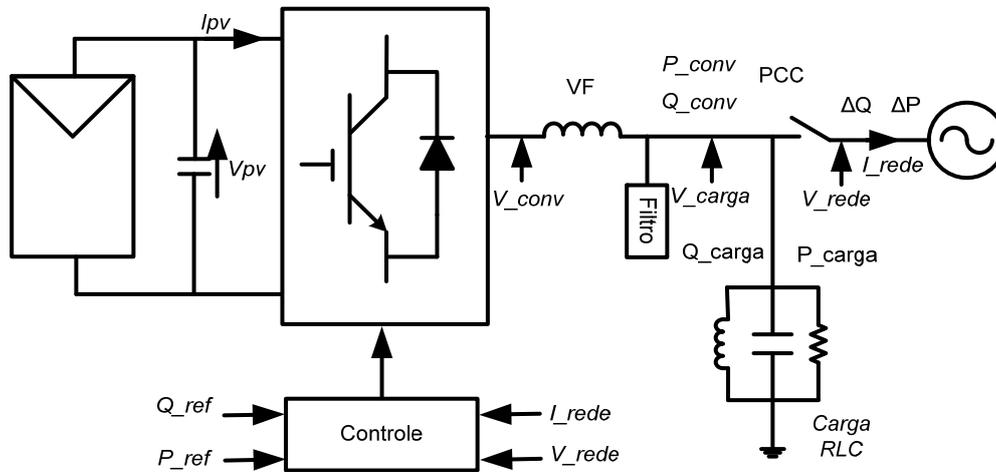


Figura 4.11: Teste de ilhamento

As potências no ponto de acoplamento comum são calculadas de acordo com a equação (4.15):

$$\begin{cases} P_{pv} = P_c + \Delta P \\ Q_{pv} = Q_c + \Delta Q, \end{cases} \quad (4.15)$$

sendo:

P_{pv} e Q_{pv} as potências ativa e reativa nos terminais do conversor de conexão do sistema fotovoltaico à rede.

ΔP e ΔQ as potências ativa e reativa do lado da rede.

Na ocorrência de ilhamento, a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico é igual à potência consumida pela carga. Ou seja, ΔP e ΔQ são nulas.

Jeraputra et al. [92] deduziu a frequência de ilhamento ω_{il} como:

$$\omega_{il} = \frac{1}{\sqrt{LC}} \left(\frac{1}{2} \frac{Q_{pv}}{Q_f P_{pv}} + 1 \right), \quad (4.16)$$

sendo Q_f o fator de qualidade da carga dada por:

$$Q = R \sqrt{\frac{C}{L}}, \quad (4.17)$$

$$V_{il} = kV_i, \quad (4.18)$$

onde, V_i é a tensão de saída do conversor (Figura 4.3 e Figura 4.4) e k é calculado de acordo com:

$$k = \sqrt{\frac{P_{pv}}{P_c}}. \quad (4.19)$$

A frequência de ilhamento pode ser reescrita rearranjando (4.15) e (4.16):

$$\omega_{il} = \frac{1}{\sqrt{LC}} \left(\frac{1}{2} \frac{(Q_c + \Delta Q)}{Q_f(P_c + \Delta P)} + 1 \right). \quad (4.20)$$

Martinez [93] estabeleceu a tensão e frequência de ilhamento como função de ΔP e ΔQ , respectivamente. Considera-se a potência ativa da carga igual à potência da geração fotovoltaica ($\Delta P = 0$) e a potência reativa nula (100% compensada pelo capacitor – Q_c). Tem-se a partir de (4.19) e (4.20):

$$\frac{V_{il}}{V_i} = f(\Delta P) = \sqrt{\frac{P_c + \Delta P}{P_c}}, \quad (4.21)$$

$$\omega_{il} = f(\Delta Q) = \frac{1}{\sqrt{LC}} \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta Q}{Q_f P_c} + 1 \right). \quad (4.22)$$

A Figura 4.12 apresenta a variação da tensão de ilhamento (em pu) em função da variação da potência ativa enquanto que a Figura 4.13 apresenta a variação da frequência de ilhamento em pu em função da variação da potência reativa para três valores diferentes de Q . Observa-se que a variação da potência ativa que caracteriza ilhamento é maior do que a variação da potência reativa. Os métodos de detecção de ilhamentos são mais sensíveis às variações da potência reativa [93].



Figura 4.12: Variação da tensão de ilhamento em função de ΔP

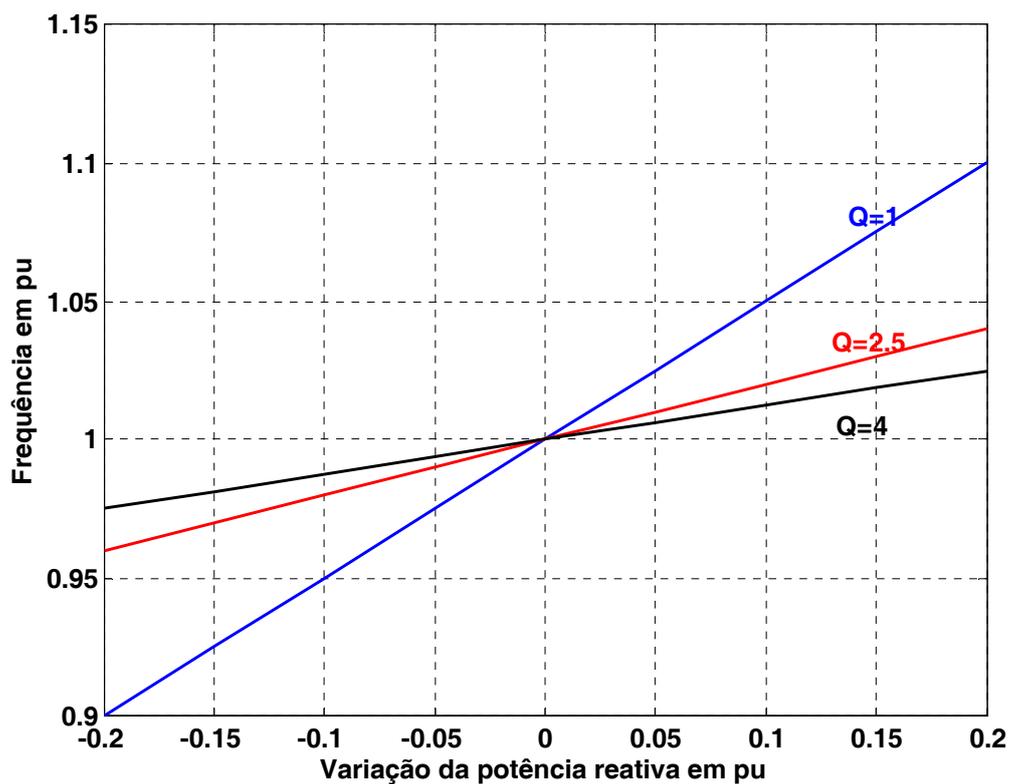


Figura 4.13: Variação da freqüência em função de ΔQ ($\Delta P=0$)

A referência [92] considerou o método baseado na perturbação da potência reativa mantendo a potência ativa constante (igual a 1pu). Nesse caso, (4.22) pode ser reescrita como:

$$\omega_{il} = \frac{1}{\sqrt{LC}} \left(\frac{K \operatorname{sgn}(V_{il})}{2Q} + 1 \right); \quad (4.23)$$

sendo K a perturbação da potência reativa equivalente a 5%.

Na ocorrência de ilhamentos (tensão da rede é nula), a perturbação da potência reativa gera desvio de frequência dado como:

$$\Delta\omega_{il} = \omega_{il}(k) - \omega_{il}(k - 1), \quad (4.24)$$

Nesse caso o ilhamento é confirmado e a desconexão é feita de acordo com a Tabela 1.2 (variação na amplitude da tensão) ou a Tabela 1.3 (variação na frequência). Para a norma IEEE 1547, $Q = 2.5$ e o valor da frequência é inferior a 59,3 Hz ou superior a 60,5 Hz durante 160 milissegundos (equivalente a 10 ciclos).

Caso não haja sistemas de armazenamento auxiliar, a geração fotovoltaica deve ser dimensionada para garantir o suprimento de toda a carga local durante um tempo que possibilita a entrada em operação do sistema de gerenciamento.

Outra possibilidade é o dimensionamento do capacitor C do elo CC para suprir o barramento local na ocorrência de ilhamento. A energia armazenada pelo capacitor é calculada de acordo com:

$$E = \frac{1}{2} C V_{pv}^2 = P \Delta t, \quad (4.25)$$

sendo P a potência da carga do barramento local e Δt o tempo necessário para a entrada em operação entrada em operação do sistema de gerenciamento de carga.

Considerando um transformador de 15 kVA operando com 80% de sua potência nominal, a capacitância necessária para manter o sistema durante 5 ciclos é de 78 mF. Contudo, além do tamanho, o capacitor necessita de um tempo de resposta

rápido e pode aumentar ainda mais com o aumento da potência no barramento comum, sem contar o tempo de vida limitada pelo número de ciclos de carregamento.

4.5. Conclusões parciais

Esse capítulo permitiu discutir os aspectos relevantes da aplicação da eletrônica de potência em sistemas fotovoltaicos interconectados e/ou isolados com enfoque no arranjo dos conversores e no tipo de controle aplicado. Foi visto que o controle do VSC como fonte de corrente é mais apropriado para sistemas fotovoltaicos interconectados, na medida em que permite regular a tensão do elo CC, mesmo diante de condições adversas de temperatura.

Foi feita a análise do algoritmo MPPT para conversores de um único estágio de adaptação, suas principais vantagens e limitações.

E finalmente, foi discutido o problema de ilhamentos, seus métodos de detecção e as soluções usualmente adotadas para manter os sistemas fotovoltaicos operando em modo ilhado.

Capítulo 5

Estratégias de Controle da configuração fotovoltaica proposta

Este capítulo apresenta as estratégias de controle para os modos de operação descritos no capítulo 2. A estratégia de controle principal adotada é baseada nas coordenadas dq (Transformações de Park). Essa transformação apresenta como principal vantagem a simplicidade no projeto dos controladores de tensões e correntes utilizados no sistema.

Um controle auxiliar também se faz necessário durante a operação ilhada para os dois conversores: controle de tensão e frequência fixas para o conversor #1 e controle de tensão e frequência variáveis para o conversor #2. O sistema de controle auxiliar tem como objetivo garantir a operação autônoma e ótima (transferência de máxima potência disponível) do sistema durante o ilhamento.

Neste capítulo ainda são apresentados os resultados de simulações computacionais a partir do modelo fotovoltaico desenvolvido no Capítulo 3 e dos algoritmos MPPT e de anti-ilhamentos apresentados no Capítulo 4.

5.1. Análise do conversor “back-to-back” aplicado em sistemas fotovoltaicos

O diagrama do conversor “back-to-back” de analisado é apresentado na Figura 5.1. Cada um dos dois conversores tem três ramos (um ramo para cada fase). Cada ramo possui duas chaves semicondutoras, sendo que os disparos das mesmas ocorrem a partir de três sinais de controle sincronizados e defasados de 120°. Essa estrutura possibilita apenas o chaveamento bipolar (Figura 5.2) no qual cada ramo é controlado por um único sinal senoidal de referência, disparando a chave superior no semiciclo positivo e a chave inferior no semiciclo negativo [94].

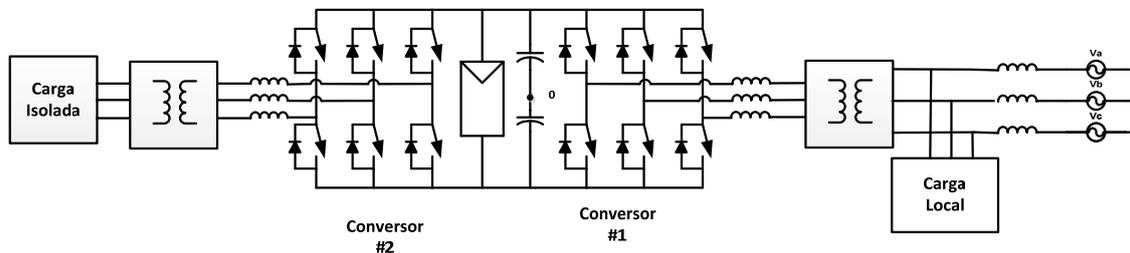


Figura 5.1: Estrutura do Conversor “back-to-back” 2 níveis

A amplitude da tensão do lado CA é dada por:

$$V_{ac} = m_a \frac{V_{cc}}{2}; \quad (5.1)$$

onde V_{cc} é a tensão do elo CC fornecida pela geração fotovoltaica e m_a o índice de modulação dada por:

$$m_a = \frac{V_{cont}}{V_{tri}}; \quad (5.2)$$

sendo V_{cont} a amplitude do sinal de controle do sistema e V_{tri} a amplitude do sinal da portadora.

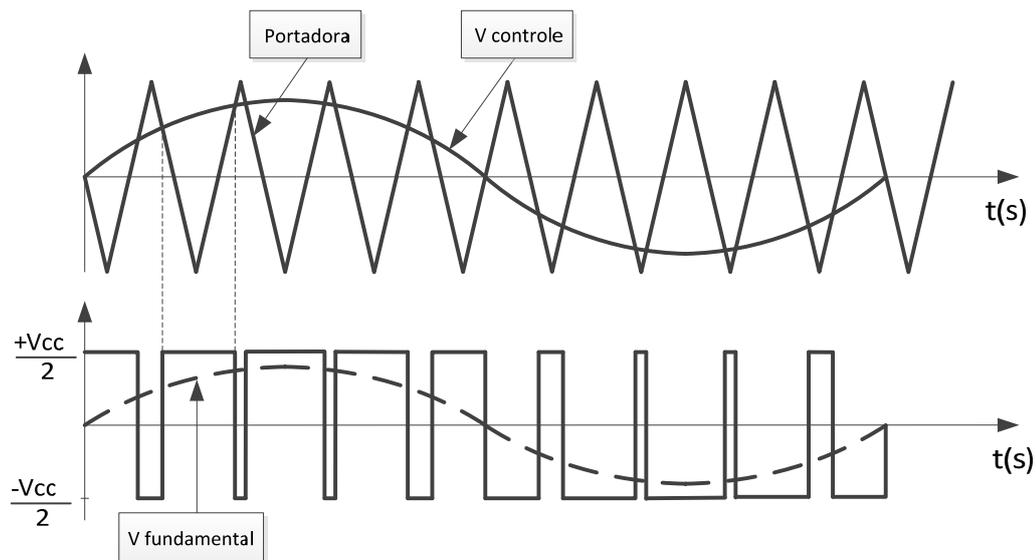


Figura 5.2: Chaveamento bipolar

Essa topologia é bastante frequente para interconexão de sistemas fotovoltaicos, principalmente em média tensão. No entanto, para sistemas de baixa tensão, o conversor dois níveis apresenta algumas limitações. Para aplicações em sistemas de um único estágio de conversão, um número considerável de painéis é necessário para garantir a transferência de potência entre a geração fotovoltaica e a rede. Para que ocorra transferência adequada de energia, o valor de pico da tensão da rede tem que ser menor do que a tensão do elo CC, disponível entre os terminais do GPV. *Mechouma et al.* [95], afirma que essa diferença tem que ser superior a 25%. Além disso, geralmente os sistemas de distribuição são implementados com 4 fios. O conversor dois níveis apresenta apenas três fios, o que é uma limitação para aplicação em sistemas de geração distribuída de baixa tensão.

A solução usualmente adotada para regular o nível de tensão é a utilização de um estágio de conversão adicional. Assim, um conversor *Boost (CC-CC)* é adicionado entre a geração fotovoltaica e o inversor *CC-CA*. O conversor *CC-CC* permite regulação de tensão aos níveis que possibilitem a transferência de energia entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica de distribuição.

Outra opção seria a utilização de um transformador de acoplamento que, além de garantir o isolamento (que é mandatório para algumas normas como IEEE 1547) entre a

geração fotovoltaica e a rede, também possibilita o casamento de tensão pela relação de transformação entre o conversor #1 e a rede. Outras configurações com conversor de 2 níveis a 4 fios para aplicações em sistemas de geração distribuída foram propostas em [95]. Nessa situação, é necessária a utilização de dois capacitores “Split” no elo CC ou adicionar um quarto ramo no conversor trifásico. Outra solução considerando um conversor trifásico com três ramos seria utilizar um indutor de aterramento diretamente ao ponto negativo do elo CC, conforme apresentado por [96].

Para possibilitar um melhor aproveitamento da tensão do GPV, alguns trabalhos [97] sugerem a introdução de harmônicos de sequência zero (geralmente 15% do terceiro harmônico) no sinal de controle. Neste caso, a máxima tensão de pico de linha obtida na saída do conversor #1 é dada por:

$$V_{LL} = \frac{\sqrt{3}V_{cc}}{2} (1 + 0,15). \quad (5.3)$$

Como não há caminho de retorno no inversor a três fios, também não há circulação das correntes de sequência zero.

No entanto, para este trabalho, foi adotado o método proposto por *U. Miranda* [98] para propiciar um melhor aproveitamento da tensão do elo CC.

$$V_{LL} = \frac{\sqrt{3}V_{cc}}{2} (1 + V_{no}). \quad (5.4)$$

sendo:

$$V_{no} = \frac{V_{max} + V_{min}}{2}. \quad (5.5)$$

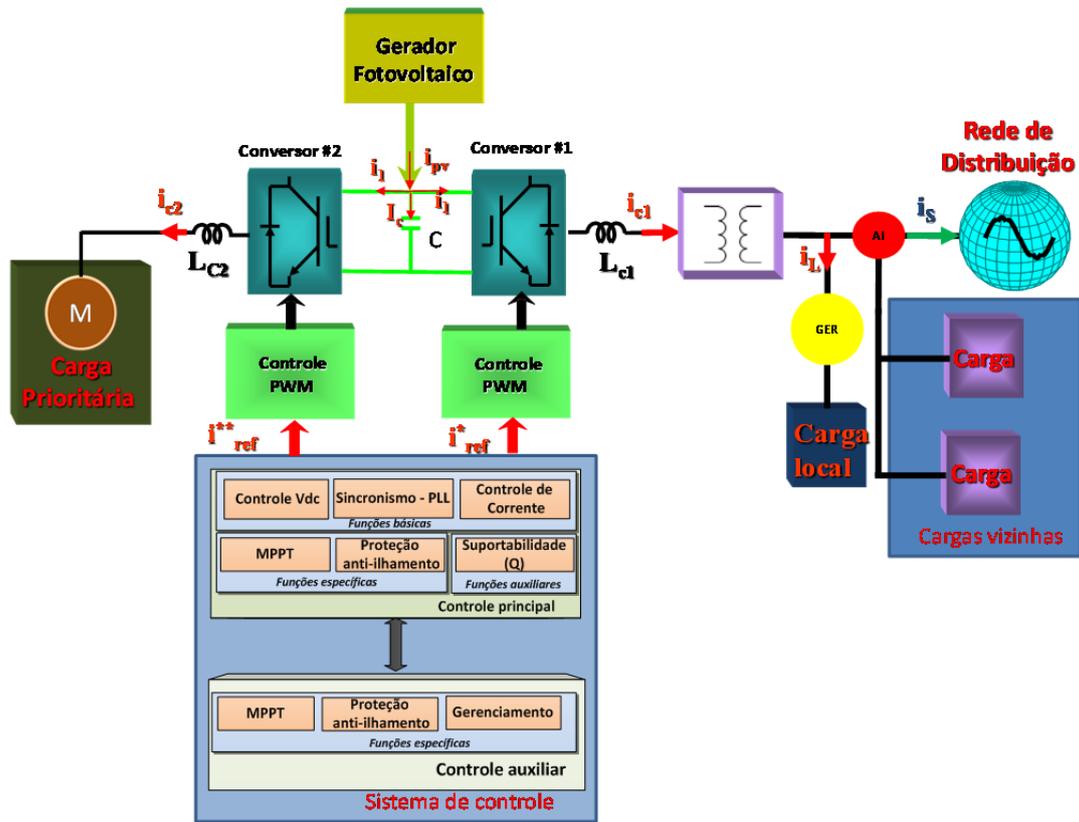
V_{max} é o valor máximo do sinal de controle das tensões PWM e V_{min} o valor mínimo dos mesmos sinais.

5.2. Sistema de controle

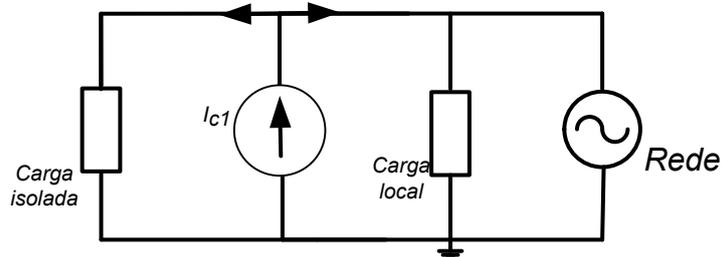
O objetivo principal do sistema de controle de geração distribuída é assegurar a transferência adequada de energia para o sistema a ser suprido. No caso dos sistemas, fotovoltaicos, devido ao comportamento intermitente da geração de energia (que depende fortemente de nuvens, da temperatura, das condições de irradiação e demais condições climáticas), a controlabilidade é uma importante questão a ser considerada tanto para os sistemas interconectados quanto para os sistemas isolados.

Por outro lado, das fontes de geração distribuída na matriz energética, as normas e regulações do mercado de geração distribuída estão cada vez mais rigorosas diante de uma qualidade de energia aceitável, robustez, comportamento em modos ilhados e menor tolerância às variações de tensão e frequência. Nesse contexto, controles adicionais tais como proteção de anti-ilhamento, MPPT e sincronismo são igualmente importantes para manter a operação adequada do sistema tanto em operação normal quanto seu funcionamento em modo ilhado.

A estrutura global do sistema estudado assim como o circuito equivalente é apresentada na Figura 5.3.



(a)



(b)

Figura 5.3: Estrutura do geral do sistema fotovoltaico estudado (a) sistema global; (b) circuito equivalente

O sistema de controle é subdividido entre o controle principal responsável pela operação do sistema quando a rede de distribuição está presente com ou sem a carga prioritária; e o controle auxiliar que deve assegurar o funcionamento do sistema no ponto de potência máxima durante o ilhamento.

5.2.1. Sistema de controle Principal.

O sistema de controle adotado para este trabalho é baseado na transformação dq do VSC por controle de corrente, conforme apresentado no capítulo 4. A Figura 5.4 apresenta a obtenção da transformação das tensões (v_d e v_q) e correntes (i_d e i_q) nas referências síncronas dq a partir das coordenadas estacionárias $\alpha\beta$ (obtidas diretamente a partir das tensões v_{abc} e das correntes i_{abc} da rede).

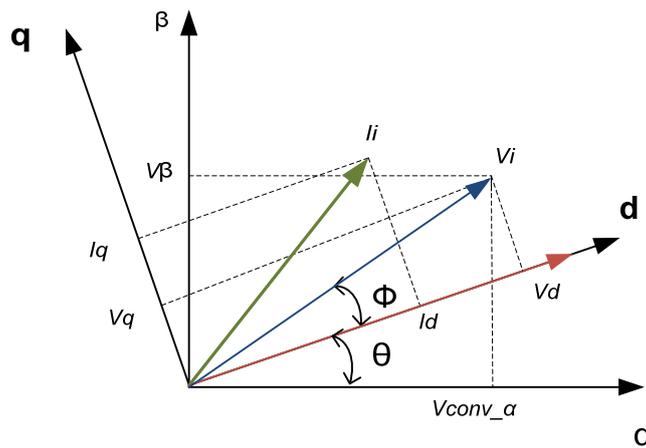


Figura 5.4: Transformação de coordenadas $abc - \alpha\beta - dq$

A transformação das tensões e correntes em referências dq possibilita o projeto mais simples dos controladores PI. No caso do controle direto com as referências abc ou com ou a transformação estacionária, é necessário o uso de controladores ressonantes para obter desempenhos adequados do sistema de controle [100], [101].

Além disso, de acordo com a referência [93], “o controle por fonte de corrente resulta em zonas de não-detecção menores” (comparado com sistema de controle por fonte de tensão). Esta diferença se deve ao fato que o controle do inversor por corrente constante é independente da tensão nos terminais do ponto de acoplamento comum.

(5.6) apresenta a matriz de transformação das referências abc para dq . Já (5.7) apresenta a matriz de transformação inversa dq/abc , necessária para a obtenção dos sinais de controle PWM de tensão nas referências abc .

$$\begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix}, \quad (5.6)$$

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\text{sen}(\theta) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\text{sen}\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d \\ q \end{bmatrix}. \quad (5.7)$$

O ângulo θ é detectado a partir de um algoritmo de sincronismo *PLL* (*Phase Locked Loop*). A literatura apresenta várias propostas para a implementação dos circuitos de sincronismo monofásicos e trifásicos [24], [102], [103], [104]. Os sistemas de sincronismo possibilitam a detecção contínua da frequência e ângulo da componente fundamental de sequência positiva das tensões de um sistema trifásico mesmo em situações nas quais as tensões contenham altos níveis de distorções harmônicas ou de desequilíbrios. Para os sistemas de geração distribuída, a utilização de um PLL é fundamental na medida em que possibilita o sincronismo entre a rede e o sistema de geração distribuída no ponto de acoplamento comum, possibilitando então a transferência de energia entre os dois sistemas.

a) Controle das correntes injetadas

O controle de corrente do sistema em coordenadas dq é responsável pela obtenção das tensões de referência também nestas coordenadas. A malha de controle de corrente i_d e i_q do conversor #1 é apresentada na Figura 5.5.

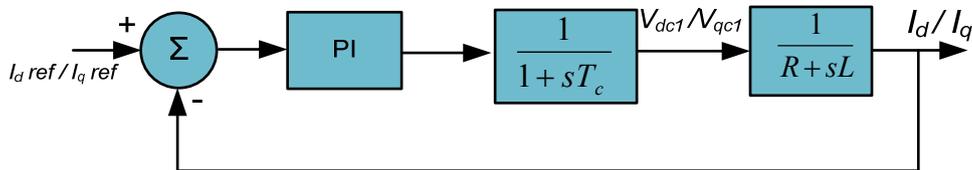


Figura 5.5: Malha de controle de corrente

I_dref e $I_qref(s)$ são as correntes de referências nas coordenadas dq ; e , v_{dc1} , v_{qc1} são a transformação dq da tensão de saída do conversor #1 (V_{c1}) apresentada na Figura 4.5 e são dadas por:

$$\begin{aligned} V_{dc1}(s) &= (I_dref(s) - I_d(s)G(s)H(s), \\ V_{qc1}(s) &= (I_qref(s) - I_q(s)G(s)H(s), \end{aligned} \quad (5.8)$$

sendo $G(s) = K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s}$ é a função de transferência do controlador PI de corrente (K_{pi} e K_{ii} são os ganhos proporcional e integral, respetivamente);

$H(s) = \frac{1}{1+sT_c}$ é a função de transferência do conversor (atraso com constante de tempo T_c); e L a indutância de comutação e R a resistência equivalente.

A equação da tensão da rede (V_s) em função da tensão e corrente do conversor (Figura 4.5) pode ser escrita como:

$$V_s = Ri_{abc} + L \frac{di_s}{dt} + V_{c1}, \quad (5.9)$$

sendo I_{c1} e V_{c1} são a corrente e a tensão de saída do conversor #1 apresentadas na

A aplicação da transformação dq em (5.9) resulta em:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_{dc1} \\ v_{qc1} \end{bmatrix}, \quad (5.10)$$

sendo v_d , v_q , i_d e i_q as transformações em dq da tensão e corrente V_s e I_s , respetivamente; e , v_{dc1} , v_{qc1} , a transformação dq da tensão V_{c1} (do conversor #1). A simplificação e rearranjo de (5.10) resulta em:

$$\begin{aligned} v_d - v_{dc1} &= sLi_d + Ri_d - \omega Li_q, \\ v_q - v_{qc1} &= sLi_q + Ri_q + \omega Li_d. \end{aligned} \quad (5.11)$$

O diagrama de bloco do controle desacoplado das correntes i_d e i_q é derivada a partir de (5.8) e (5.11) e é representado na Figura 5.6.

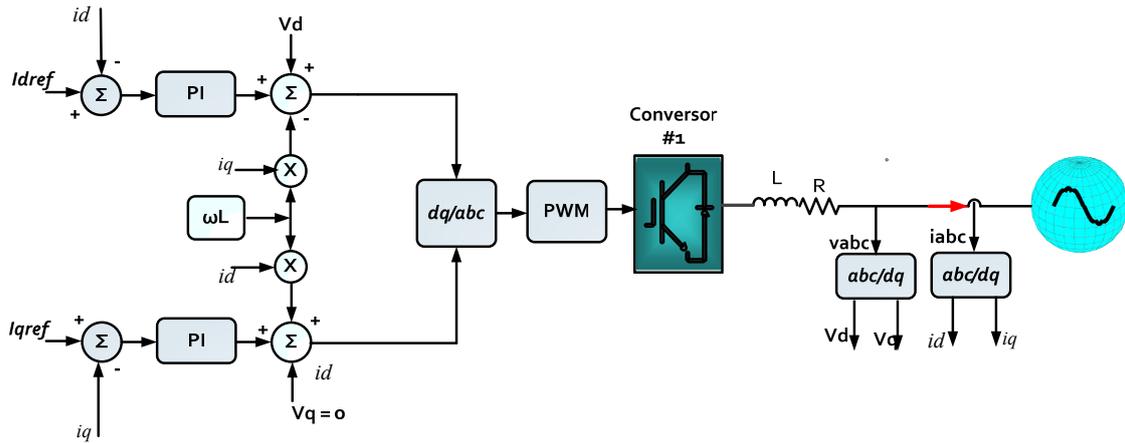


Figura 5.6: diagrama do controle desacoplado das correntes i_d e i_q

b) Ajuste do Controlador PI da corrente

Considerando as funções de transferências dos blocos representados na Figura 5.5, será realizada a otimização dos parâmetros deste controlador. Neste caso, foram considerados apenas os atrasos relativos ao conversor e ao indutor de saída, o que resulta em uma função de transferência em malha aberta dada pela expressão:

$$FT(s)_{idq} = K_{pi} \frac{1 + sT_{ii}}{sT_{ii}} \frac{1}{1 + sT_c} \frac{1/R_l}{1 + sT_{fi}}, \quad (5.12)$$

sendo $T_{ii}=1/K_{ii}$ e $T_{fi}=L/R_l$ as constantes de tempo do controlador *PI* e do filtro de saída, respectivamente, e T_c a constante de tempo do conversor.

Como o sistema a ser controlado não apresenta nenhum elemento de ação integral torna-se interessante utilizar o método dos módulos ótimos (*Modulus optimum*) [105] para o ajuste do controlador *PI* de corrente. Este método sugere que em situações em que o sistema controlado apresenta uma constante de tempo maior comparada ao somatório das demais constantes de tempo relacionadas com o sistema, pode-se adotar o cancelamento desse atraso maior e o ajuste do ganho do controlador por intermédio da função de transferência em malha fechada.

Na situação presente pode ser verificado que a constante de tempo relativa ao indutor T_{fi} é muito maior que a constante de tempo representativa do conversor T_c , o que torna interessante a compensação desta constante de tempo maior para evitar problemas

na atuação do sistema de controle [105]. Diante deste cenário, a utilização de um controlador do tipo PI torna-se mandatória, pois a atuação do mesmo irá garantir tanto a compensação do atraso maior, bem como irá possibilitar a operação do sistema sem erro em regime permanente por meio de uma ação integral.

Neste sentido, considerando $T_{ii} = T_{fi}$ a função de transferência em malha aberta é dada por:

$$FT_{ma}(s)_{idq} = K_p \frac{(1/R)}{sT_{fi}} \frac{1}{1 + sT_c}. \quad (5.13)$$

Já a função de transferência em malha fechada resultante é dada por:

$$FT_{mf}(s)_{idq} = \frac{K_p}{T_{fi}T_c} \frac{(1/R)}{\left(s^2 + s\frac{1}{T_c} + \frac{K_p}{T_{fi}T_cR}\right)}. \quad (5.14)$$

Neste caso, o modelo pode representar uma função de segunda ordem típica e as seguintes premissas poderão ser adotadas:

$$\left\{ \omega_n = \sqrt{\frac{K_{pi}}{T_{fi}T_{cv}R}} \mid \xi = 0.5 \sqrt{\frac{T_{ii}R}{K_p T_i}} \right\}. \quad (5.15)$$

Assim, utilizando esse método de ajuste de parâmetros, o fator de amortecimento ξ é fixado em 0,707, o que reflete em um ganho unitário da função de transferência em malha fechada até frequências mais elevadas possíveis. Substituindo ω_n e ξ em (5.15), os parâmetros do controlador *PI* podem ser determinados por:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{pi} = \frac{T_{fi}R}{2T_c}, \\ T_{ii} = T_{fi}. \end{array} \right. \quad (5.16)$$

c) Controlador de tensão

O diagrama de blocos do controle da tensão do elo CC apresentado na Figura 5.7 representa a malha de controle externa à malha de corrente. Portanto deverá considerar

o controlador de corrente na sua análise. Neste caso, apesar de que a planta já tem um integrador, a ação do controlador PI de tensão torna-se necessária, pois permitirá compensar o atraso imposta pela malha de corrente.

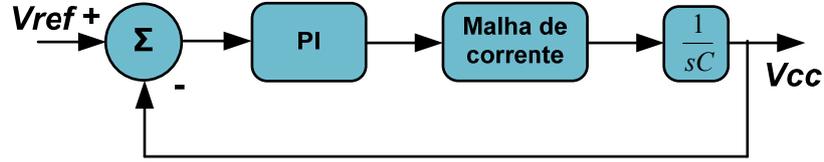


Figura 5.7: Diagrama de blocos do controle de tensão do elo CC

A função de transferência $FT_{mi}(s)$ representa o equivalente em primeira ordem da malha de controle de corrente de segunda ordem relatada na seção anterior. Essa equivalência de primeira ordem do controlador de corrente é obtida conforme descrito por [106], considerando uma nova constante de tempo $T_{eq} = 2T_c$ e resultando na função de transferência dada por:

$$FT_{mi}(s) = \frac{1}{(sT_{eq} + 1)}. \quad (5.17)$$

O controle por fonte de corrente permite manter fixa a tensão do elo CC, independente das condições de temperatura ou irradiação. Ou seja, a corrente total injetada nas cargas locais e isolada é aquela que mantém constante a tensão V_{cc} , quando a rede está presente. A corrente do painel é dada por:

$$I_{pv} = I_{cc} = I_1 + I_2 + C \frac{dV_{cc}}{dt}, \quad (5.18)$$

sendo I_1 e I_2 as correntes CC injetadas nos conversores 1 e 2 respectivamente e V_{cc} a tensão do elo CC.

A relação entre a corrente do elo CC e a corrente da rede é dada por [94]:

$$I_1 = \frac{3 V_s}{2 V_{cc}} I_s = \frac{3 V_d}{2 V_{cc}} i_d, \quad (5.19)$$

e a corrente I_2 é dada por:

$$I_2 = \frac{3}{2} \frac{V_c}{V_{CC}} I_c, \quad (5.20)$$

sendo V_c e I_c a tensão e corrente de pico por fase da carga isolada, respetivamente.

Outro aspecto essencial é a introdução de um controlador *Feedforward*, visto que a sua aplicação possibilita minimizar a resposta dinâmica lenta do sistema devido ao controle em cascata. Nesse aspeto, a corrente do capacitor do elo CC deve ser nula em situação ideal, ou seja, quando o sistema opera no ponto de potência máxima. Tem-se então:

$$I_{pv} = I_1 + I_2 = I_{ppm}. \quad (5.21)$$

A Figura 5.8 apresenta o controle detalhado da tensão do elo CC.

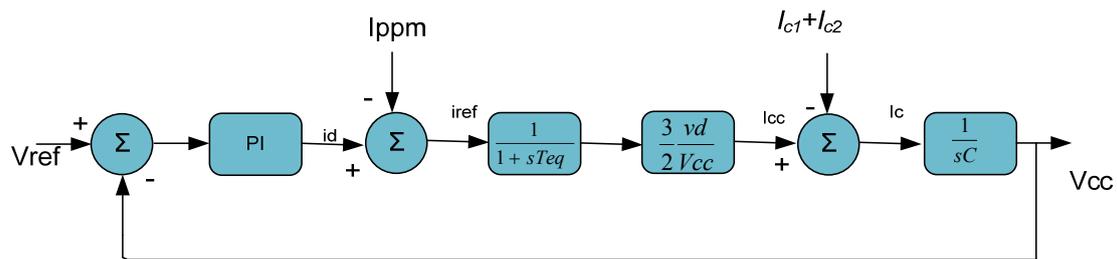


Figura 5.8: Controle de tensão detalhado do elo CC

d) Ajuste do Controlador PI da tensão

No que tange a malha do controlador de tensão do elo CC, os critérios de otimização são em função da simetria devido à existência de um elemento de ação integral no sistema controlado [105]. Neste caso, considerando a compensação do atraso relativo à $FT_{mi}(s)$, faz-se $T_{iv} = a^2 T_{eq}$. Obtém-se a função de transferência em malha aberta dada por:

$$\begin{aligned}
FT_{ma}(s)_v &= K_{pv}K_{cc} \frac{1 + sT_{iv}}{sT_{iv}} \frac{1}{1 + sT_{eq}} \frac{1}{sC} \\
&= K_{pv}K_{cc} \frac{1}{a^2 sT_{eq}} \frac{1 + a^2 sT_{eq}}{1 + sT_{eq}} \frac{1}{sC}.
\end{aligned} \tag{5.22}$$

sendo K_{pv} e T_{iv} o ganho proporcional e constante de tempo do controlador PI de tensão e $K_{cc} = v_d/V_{cc}$.

A função de transferência em malha fechada deste controle é dada por:

$$FT_{mf}(s)_v = K_{pv}K_{cc} \frac{1 + a^2 sT_{eq}}{s^3 C a^2 T_{eq}^2 + s^2 C a^2 T_{eq} + s K_{pv} K_{cc} a^2 T_{eq} + K_p K_{cc}}. \tag{5.23}$$

De acordo com os critérios de otimização em função da simetria (Apêndice A1) estabelecidos por [105] têm-se que os parâmetros do controlador PI serão determinados conforme:

$$\begin{cases} T_{iv} = 9,47T_{eq}, \\ K_{pv} = \frac{C}{2K_{cc}T_{eq}}. \end{cases} \tag{5.24}$$

As potências ativa e reativa são calculadas em função das tensões v_d , v_q , i_d e i_q . O vetor espacial da tensão da rede coincide com o eixo d ($V_s = v_d$). Nesse caso, a componente i_d é responsável pela potência ativa e a componente i_q (em quadratura) pela potência reativa. Isso permite o controle das potências ativa e reativa de forma independente.

As potências ativa e reativa disponíveis entre os terminais do conversor #1 são dadas como:

$$p_{c1} = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q), \tag{5.25}$$

$$q_{c1} = -\frac{3}{2}(v_d i_q + v_q i_d). \tag{5.26}$$

O vector tensão de rede é definido como sendo o eixo d ($V_s = v_d$). Neste caso Considerando $v_q = 0$. (5.25) e (5.26) podem ser simplificadas como:

$$p_{c1} = \frac{3}{2} v_d i_d, \quad (5.27)$$

$$q_{c1} = -\frac{3}{2} v_d i_q. \quad (5.28)$$

As potências p_{c2} e q_{c2} do conversor #2 são calculadas como:

$$p_{c2} = 3V_{c2}I_{c2} \cos(\theta_2), \quad (5.29)$$

$$q_{c2} = 3V_{c2}I_{c2} \sin(\theta_2). \quad (5.30)$$

A potência ativa total do sistema (P_{pv}) é a soma das potências ativas dos dois conversores (conversor #1 e conversor #2).

$$P_{pv} = p_{c1} + p_{c2} = \frac{3}{2} v_d i_d + 3V_{c2}I_{c2} \cos(\theta_2). \quad (5.31)$$

Já a potência reativa total a ser compensada pelo sistema (Q_{pv}), de acordo com a norma IEC 61727 [14], é a potência reativa do conversor #1, interconectado à rede.

$$Q_{pv} = q_{c1}, \quad (5.32)$$

A carga imposta ao conversor #2 é um motor de indução trifásico acionando uma bomba centrífuga (carga com conjugado quadrático). Neste conversor, isolado da rede, a compensação da potência reativa não é necessária.

A solução adotada para o acionamento do motor de indução trifásico é conhecida como controle escalar com imposição de corrente [40]. Nesse caso, o controle é realizado por meio do ajuste da magnitude da tensão e frequência das tensões de suprimento a uma taxa constante ($V/f = \text{cte}$) [40], [107]. Esse tipo de controle apresenta uma precisão de mais de 95% em relação à velocidade nominal para os sistemas com variação de carga. Além disso, o custo do conversor com controle escalar

é menor comparado com o controle vetorial, muito embora esse último apresente desempenho melhor, porém requer o conhecimento a priori de todos dos parâmetros do motor (resistência do estator, resistência do rotor, indutância do estator, indutância do rotor, indutância de magnetização e outros). A Figura 5.9 ilustra o diagrama de blocos desse tipo de acionamento.

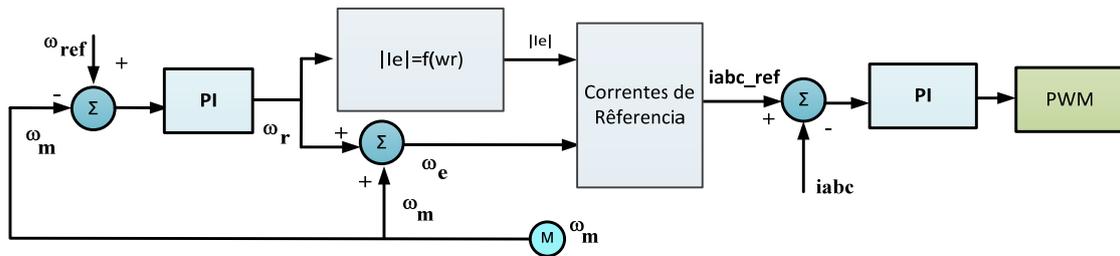


Figura 5.9: Controle escalar em malha fechada.

A velocidade do motor é comparada a uma velocidade de referência e a diferença é aplicada a um controlador PI para produzir na sua saída um sinal relativo a frequência de escorregamento (frequência rotórica = ω_r). Assim, o conjugado do motor é ajustado por esta frequência de escorregamento ω_r . Desconsiderando a existência de saturação no circuito magnético principal, o fluxo magnético no entreferro varia linearmente com a corrente de magnetização (I_m). Com base nesta premissa simplificadora, e com base nos parâmetros do circuito equivalente em regime permanente, o fluxo no entreferro poderá ser controlado por intermédio de uma função que determina a amplitude da corrente drenada pelo motor com a frequência de escorregamento conforme a expressão (5.33) [107].

$$|I_e| = I_m \sqrt{1 + \frac{\omega_r^2 L_m^2}{R_r^2 + \omega_r^2 L_{fr}^2}} \quad (5.33)$$

sendo:

R_r : resistência equivalente do rotor referida ao estator (por fase) [Ω];

L_{fr} : indutância de dispersão do rotor referida ao estator (por fase) [H];

L_m : indutância do ramo magnetizante (por fase) [H].

As correntes de referências i_{abc_ref} tanto para operação normal quanto isolada são determinadas por meio de um oscilador controlado apresentado na Figura 5.10.

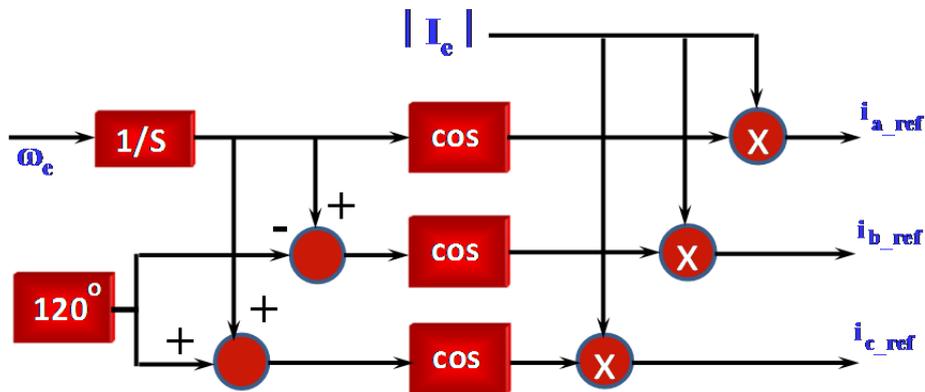


Figura 5.10: Correntes de Referência

A Figura 5.11 apresenta o digrama de blocos completo do sistema de controle principal implementado.

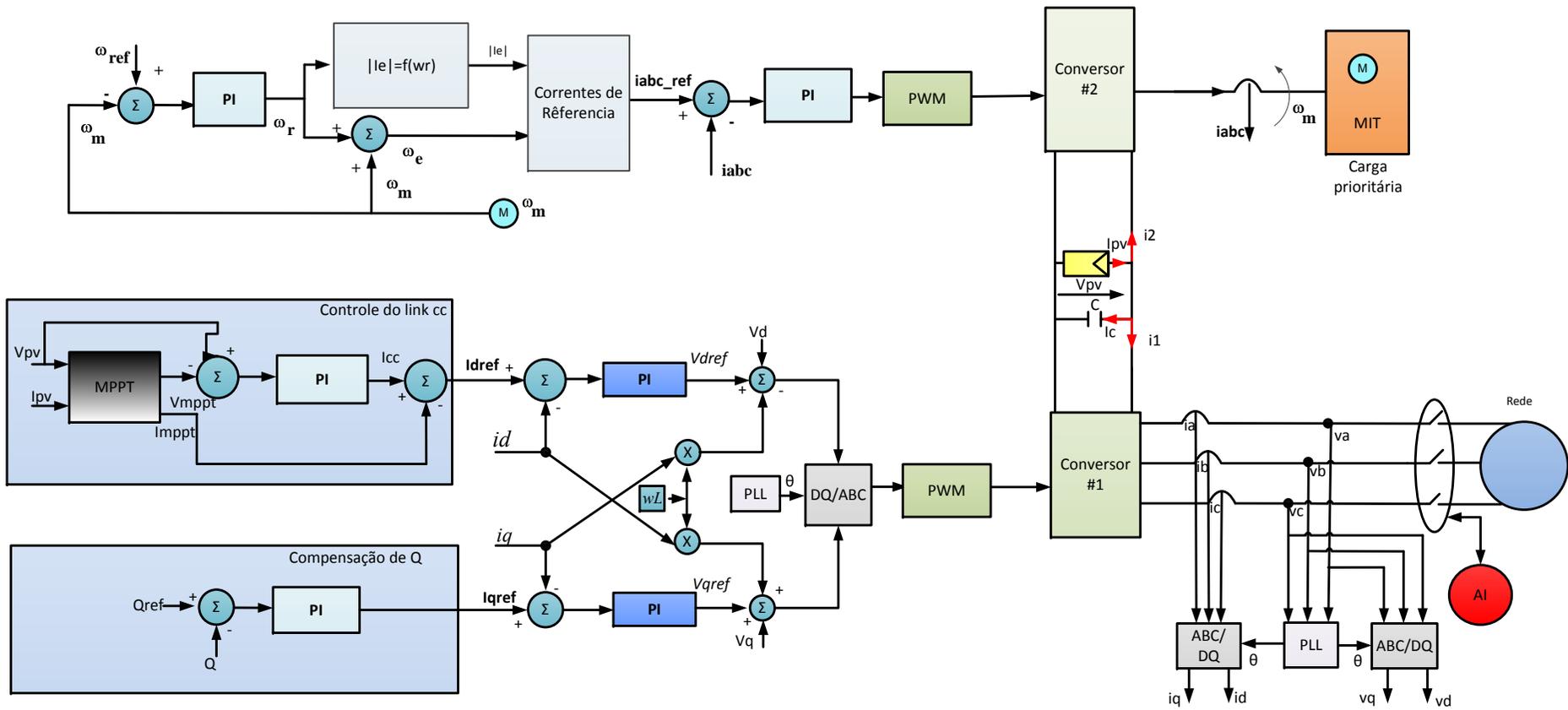


Figura 5.11: Estratégia de controle principal do sistema proposto interconectado

5.2.2. Sistema de controle auxiliar

O controle auxiliar garante a operação do sistema em outros modos de operação durante o ilhamento. Conforme explicitado no capítulo 2. O sistema pode operar em três modos de operação distintos: conectado á rede, isolado, ou ambos.

No caso da interligação com a rede, a tensão do elo CC será regulada por meio do conversor #1 e o circuito de sincronismo fornece as frequências e ângulos necessários para a carga. A corrente da carga é também suprida completamente, já que diferença de potência exigida pela carga é suprida pela rede.

No caso de operação ilhada, tanto a tensão como a corrente do elo CC da geração fotovoltaica variam com as condições de irradiação solar e a temperatura. Além disso, a tensão do elo CC varia também em função da demanda de carga. Nesse caso, a tensão de saída de conversor #1 é regulada a partir do índice de modulação dado por (5.1). O conversor #2 assegura a transferência ótima de potência entre o GPV e a carga prioritária.

Com o intuito de mostrar a flexibilidade do sistema ora proposto, o seu comportamento na ocorrência de ilhamento será verificado diante de dois tipos de cargas: carga RL no lado do conversor #1 e um motor de indução trifásico acionando um sistema de bombeamento típico no lado do conversor #2. Sendo assim, será considerada a utilização da estratégia de controle auxiliar apresentada na Figura 5.12 que deve atender as exigências operacionais do sistema de geração fotovoltaico em modo ilhado.

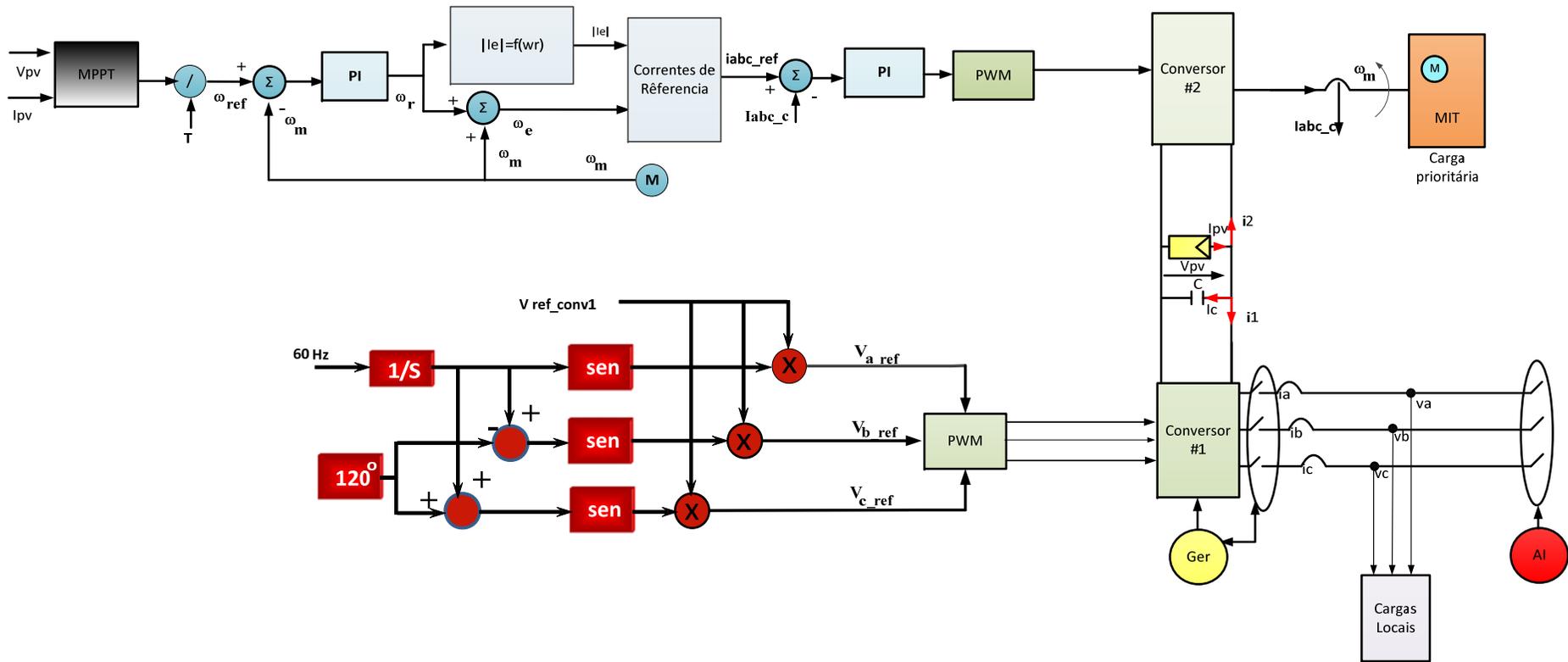


Figura 5.12: Sistema de controle auxiliar durante a operação ilhada

Na situação da carga RL, o controle do conversor # 1 é representado somente por intermédio de controle de magnitude e frequência (mantidas fixas para 127 V e 60 Hz, respetivamente) conforme apresentada na Figura 5.13.

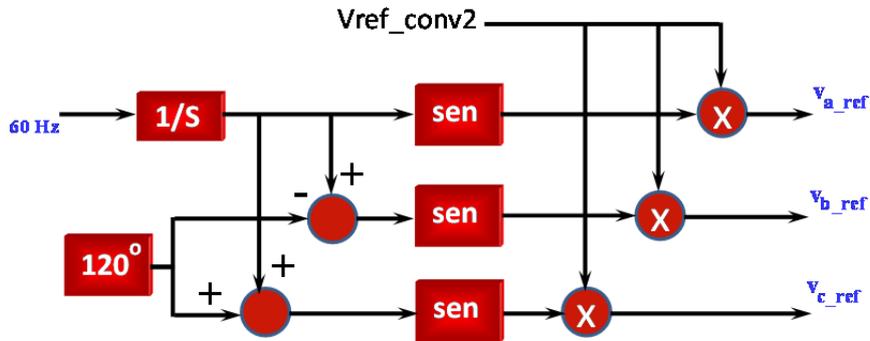


Figura 5.13: Obtenções das tensões de referência do controle do conversor #1 durante o ilhamento

A potência fornecida pelo sistema fotovoltaico é comparada à potência da carga por (5.34).

$$P_{ppm} = V_{ppm} I_{ppm} = T \omega_m, \quad (5.34)$$

sendo T o torque e ω_m a velocidade do motor.

Assim, o torque é mantido constante e a velocidade do motor é ajustada, em função da potência que o sistema fotovoltaico poderá disponibilizar considerando determinadas condições de irradiação e temperatura.

O motor de indução trifásico foi modelado a partir dos parâmetros de circuito equivalente. Os parâmetros obtidos foram aproveitados no modelo de máquina disponível no programa PSCAD/EMTDC.

5.3. Resultado das simulações

Esta seção apresenta os resultados de simulação no PSCAD/EMTDC do sistema de geração fotovoltaico ora proposto e que foi ilustrado na Figura 5.3. Serão realizadas

análises considerando a operação normal, interconectada e isolada utilizando o conversor híbrido.

5.3.1. Parâmetros do sistema

Os parâmetros adotados no sistema modelado estão listados a seguir:

Rede de distribuição

Tensão de linha: $V_s = 220,0 \text{ V}$

Impedância de curto-circuito: $Z_s = (0,5 + j 0,38) \Omega$

Frequência da rede: $f = 60,0 \text{ Hz}$

Gerador Fotovoltaico

9 Painéis da Kyocera Kc 130 em série

$P_{ppm} = 1,100 \text{ kW}$

$V_{ppm} = 158 \text{ V}$

$I_{ppm} = 7,39 \text{ A}$

Carga isolada (prioritária) - Motor de Indução trifásico

Potência nominal: 1 HP

Tensão de linha nominal: $220,0 \text{ V}$

Frequência: $60,0 \text{ Hz}$

Número de pólos: 4

Resistência do estator: $0,435 \Omega$

Resistência do rotor: $0,158 \Omega$

Impedância de dispersão do estator: $0,0425 \Omega$

Impedância de dispersão do rotor: $0,0418 \Omega$

Impedância de magnetização: $0,0412 \Omega$

Momento de inércia: $0,4 \text{ kg.m}^2$

Carga Local RL

Potência: 200 VA FP 0,96

Cargas RL Vizinha P₁ e P₂

Potência: $200,0 \text{ VA}$, FP 0,96

Inversor trifásico

Capacitor equivalente do barramento CC: $C = 9.700,0 \text{ uF}$

Tensão do barramento CC: $V_{cc} = 158,0 \text{ V}$

Capacitor do filtro LC: $C = 2,0 \mu\text{F}$

Resistência série do filtro: $R = 0,5 \text{ ohm}$

Frequência de chaveamento: $f_s = 7980,0 \text{ Hz}$

Indutância comutação: $L_c = 1,5 \text{ mH}$

Resistência da indutância de acoplamento: $R_s = 0,5 \text{ ohm}$

Controlador (PI) da tensão do barramento CC

Constante proporcional, $K_{pv}: 7,27$

Constante de tempo do integrador, $T_i: 0,0016 \text{ s}$

Controlador (PI) da potência reativa Q_s da rede

Constante proporcional, $K_{pv}: 7,27$

Constante de tempo do integrador, $T_i: 0,0016 \text{ s}$

Controlador (PI) das correntes i_d e i_q

Constante proporcional, $K_{pi}: 0,625$

Constante de tempo do integrador, $T_{ii}: 0,15 \text{ s}$

Controlador (PI) da velocidade do motor ω_m

Constante proporcional, $K_p: 3,9$

Constante de tempo do integrador, $T_i: 0,0056 \text{ (s)}$

Controlador (PI) da velocidade das correntes do motor

Constante proporcional, $K_p: 5,0$

Constante de tempo do integrador, $T_i: 0,16 \text{ s}$

Controlador (PI) do PLL

Constante proporcional, $K_p: 50,0$

Constante de tempo do integrador, $T_i: 0,001 \text{ s}$

5.3.2. Tensões, Correntes e Potências CC

Em um primeiro momento, foram verificados os valores das tensões e correntes no elo CC para comprovar o funcionamento adequado do modelo desenvolvido e descrito no Capítulo 3.

Neste caso, a carga isolada é desconectada e a toda potência do gerador fotovoltaico é entregue à rede e às cargas locais através do conversor #1. Inicialmente o GPV e a rede estavam desconectados e o capacitor do elo CC foi carregado por meio de uma fonte de tensão externa de 160 V. Todavia, o carregamento do capacitor do elo

poderia ser realizado através do gerador fotovoltaico ou pela rede (ponte retificadora do conversor #1). Optou-se por uma fonte externa para facilitar a compreensão do comportamento do modelo durante a interconexão.

O gerador fotovoltaico foi conectado em $t=0,080$ segundos (momento posterior ao carregamento do capacitor do elo CC). O conversor #1 entrou em operação em 0,1 segundos. A Figura 5.14 apresenta os valores das tensões (Figura 5.14 – a) e correntes (Figura 5.14 – b) CC obtidas, comparados com a tensão e corrente disponível entre os terminais do GPV, considerando as condições ideais de operação ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ \text{ C}$).

Como pode ser visto na Figura 5.14, a tensão do elo CC aumentou (para 175 V) quando o GPV foi conectado. Isto ocorreu por que o sistema estava sem carga. Nestas circunstâncias o valor da tensão do elo apresenta uma tendência de aumentar até a tensão de circuito aberto V_{oc} do GPV (que corresponde a 197 V). Por outro lado, a corrente do modelo irá diminuir de valor conforme o aumento da tensão no elo CC. Quando o conversor #1 entrou em operação (interconexão do GPV à rede) em 0,1 segundos, foi possível verificar o funcionamento adequado do modelo desenvolvido. A regulação de tensão, a corrente dos painéis solares e a atuação efetiva do controle MPPT foram comprovadas.

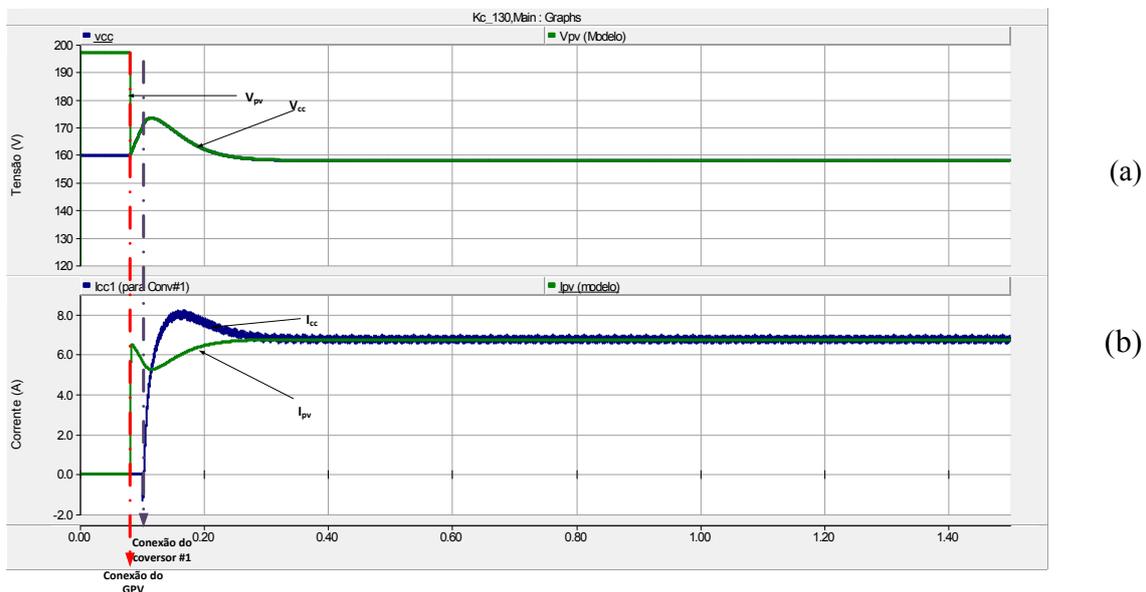


Figura 5.14: Tensões e correntes do GPV e do elo CC ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T=25^\circ \text{ C}$)

A Figura 5.15 mostra a potência gerada pelos painéis comparada com a potência do elo CC (entrada do conversor #1), considerando também as condições nominais de operação.

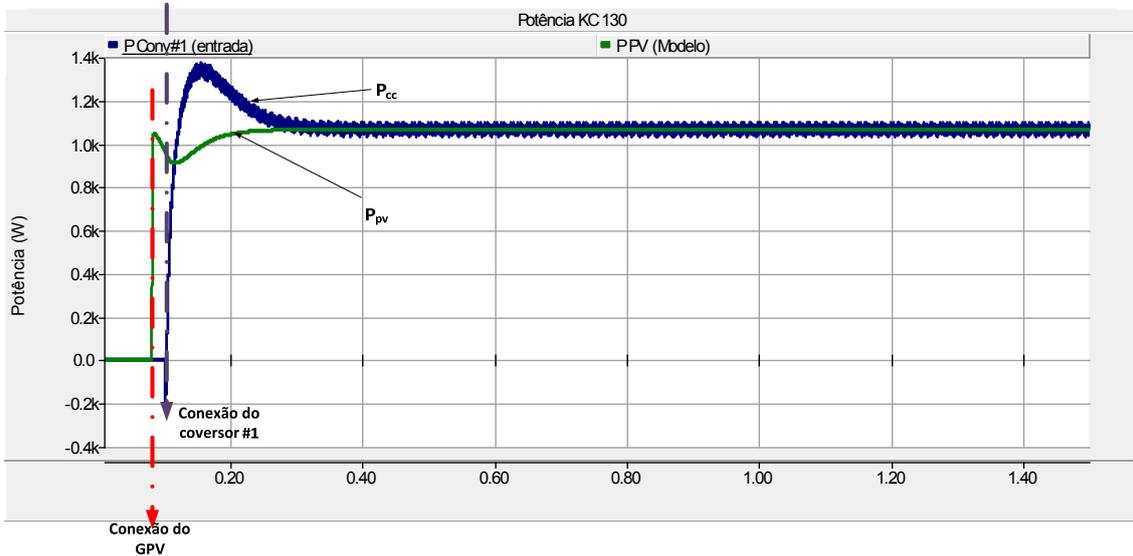


Figura 5.15: Potências do GPV e do elo CC ($G=1000 \text{ W/m}^2$ e $T= 25^\circ \text{ C}$)

Também foi verificado o comportamento do modelo desenvolvido diante das variações da temperatura e da incidência da irradiação solar. Foi imposta uma perturbação na temperatura ambiente (de 25 para 50° C) em 0,5 segundos e posteriormente uma variação na incidência da irradiação solar (em 0,8 segundos). Os resultados obtidos são mostrados na Figura 5.16. E conforme explicitado no Capítulo 3, a variação da temperatura impacta mais a tensão no elo CC (Figura 5.16 – a), enquanto que a variação da incidência da irradiação solar afeta mais a corrente (Figura 5.16 – b) e influencia mais a potência dos painéis (Figura 5.16 – c). Foi possível também comprovar que tensão varia (diminui) também com a irradiação solar assim como a corrente varia (aumenta) com temperatura, como comprovado na Figura 5.16.

No entanto, salienta-se que os resultados apresentados Figura 5.16 têm como finalidade comprovar o funcionamento do modelo matemático desenvolvido diante da variação das condições climáticas. A validação também poderia ser feita por emulação, através de valores reais de temperatura e de irradiação solar medidos em um determinado período. Porém, esta metodologia não é o objetivo deste trabalho.

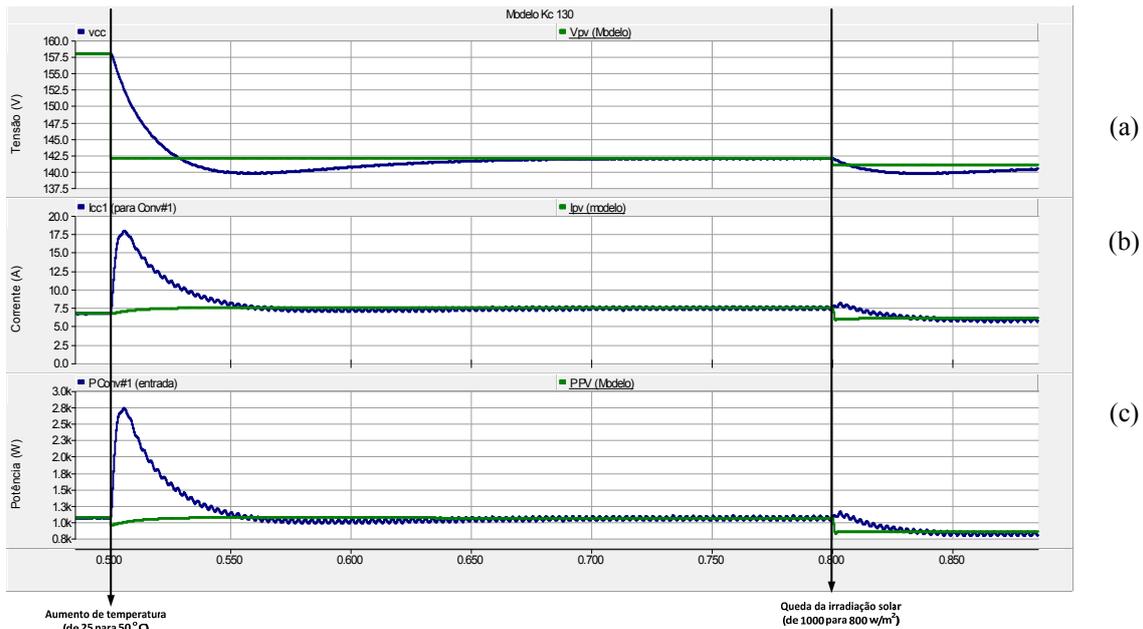


Figura 5.16: Efeitos das variações da temperatura e irradiação solar na tensão, corrente e potência CC

5.3.3. Operação interconectada (desativação do conversor #2)

Durante a operação interconectada, o conversor #2 é desativado (o motor pode estar fora de operação por vários motivos: danos, manutenção, reservatório pleno, etc.). Toda a energia disponibilizada pela geração fotovoltaica é entregue à rede e às cargas interconectadas. Sendo que neste modo de operação, as cargas locais e vizinhas foram aumentadas para 380 VA (fator de potência 0,79). Este aumento foi necessário para comprovar de forma efetiva o compartilhamento de potência entre o sistema PV, as cargas locais e vizinhas e a rede.

A Figura 5.17 mostra as formas de ondas das correntes injetadas (Figura 5.17 – a) na rede para as três fases. Ilustra ainda em destaque a tensão e corrente da fase A (Figura 5.17 – b). O ângulo de defasagem nulo comprova a transferência apenas de potência ativa entre o sistema fotovoltaico e a rede, indicando que toda a potência reativa necessária é fornecida pela rede. No entanto, em alguns padrões como o IEC, o gerador fotovoltaico deverá fornecer também a potência reativa demandada pela carga, conforme será demonstrado no final desta seção.

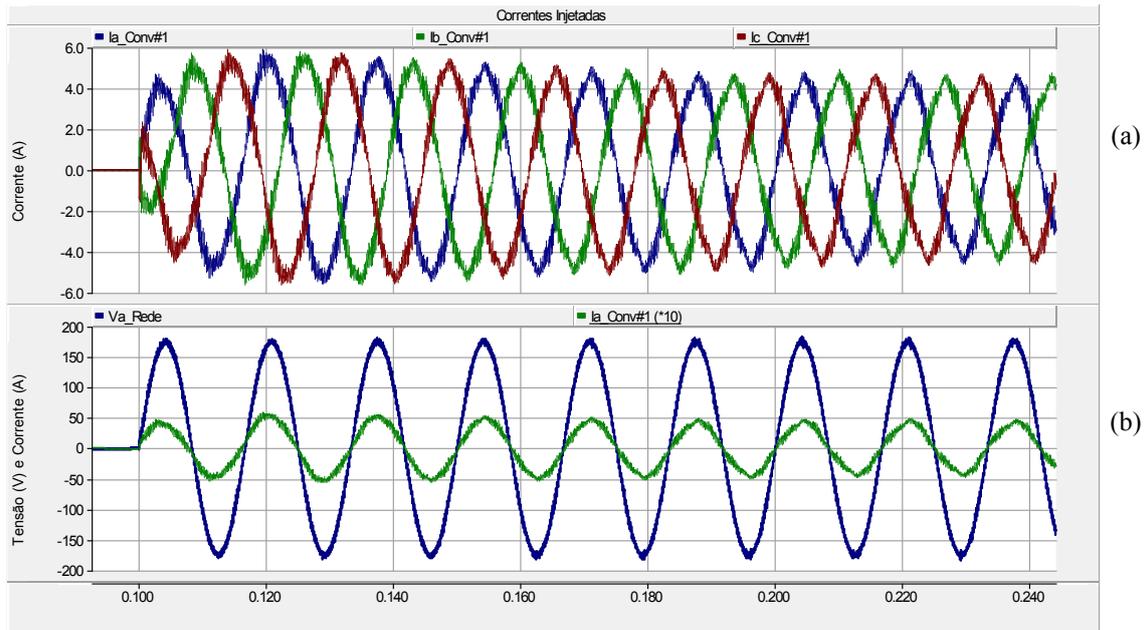


Figura 5.17: Correntes injetadas na rede e Corrente e tensão na fase A

A Figura 5.18 apresenta as potências CC e CA (esta última obtida na saída do conversor #1). A Figura 5.19 apresenta as potências ativas totais consumidas pelas cargas (locais e vizinhas), a potência ativa transferida para a rede (essa potência negativa corresponde ao excedente de potência fornecida pelo GPV). Na Figura 5.19 ainda consta a potência reativa fornecida pela rede.

Observa-se que durante os 100 primeiros milissegundos (período em que os dois sistemas de geração – a rede e o GPV – estavam desconectados), toda a potência demandada pelas cargas vizinhas era proveniente da rede (300 W). Posteriormente, quando ocorreu a interconexão (em 0,1 s), o GPV passa a suprir todas as cargas (locais e vizinhas), e injetar o excedente de energia na rede (430 W). Essa ocorrência é destacada nas Figuras 5.23 e 5.24 e é traduzida pelo sinal negativo da potência injetada na rede.

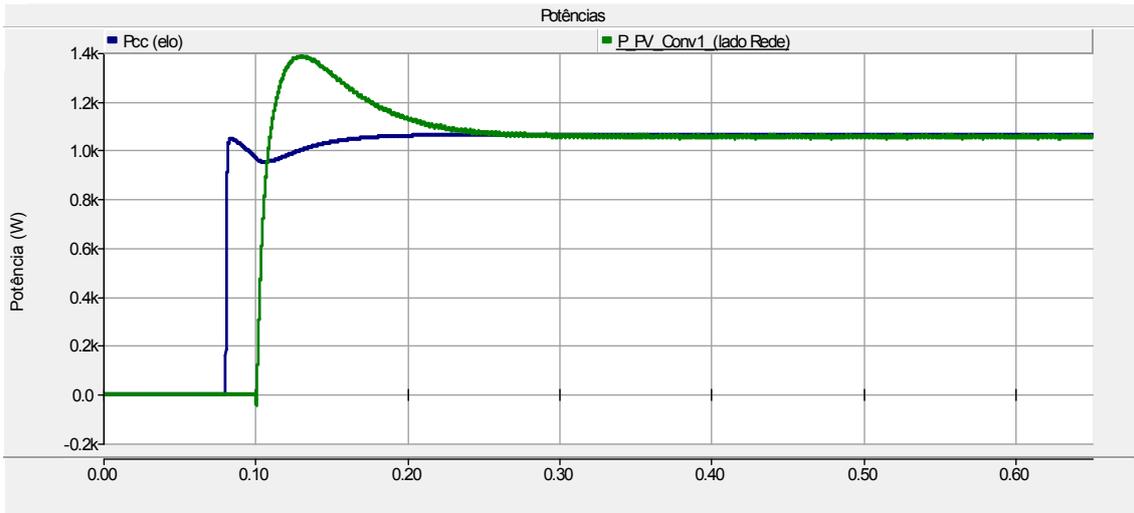


Figura 5.18: Potência do elo CC e potência do GPV pelo lado CA do conversor #1

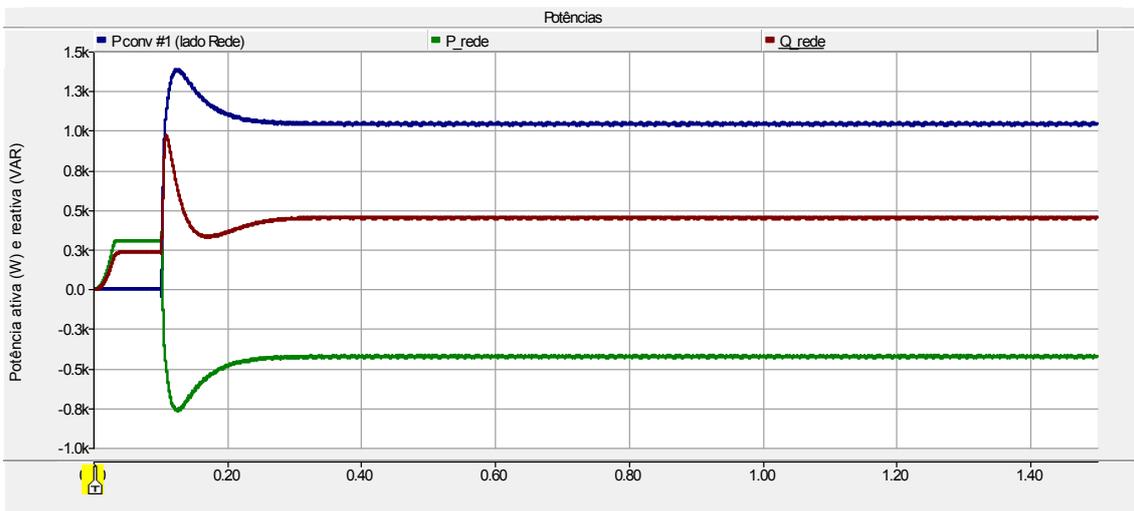


Figura 5.19: Balanço das potências ativas e reativas das cargas e da rede

A Figura 5.19 mostrou que toda a potência reativa exigida pelas cargas locais e vizinhas é fornecida pela rede. Neste caso, o GPV é responsável apenas pela potência ativa. Porém, para algumas normas como a IEC, o sistema de controle do sistema fotovoltaico deve ter também a capacidade de compensar uma parcela da potência reativa demandada pelas cargas no ponto de interconexão. A Figura 5.20 demonstra uma situação operacional em que toda a potência reativa é fornecida pelo conversor #1. Quando ocorreu a interconexão do sistema PV à rede através do conversor #1, (em 0.1 segundos), a potência reativa da rede (que antes era 230 VAR, correspondente à potência demanda pelas cargas vizinhas) ficou nula.

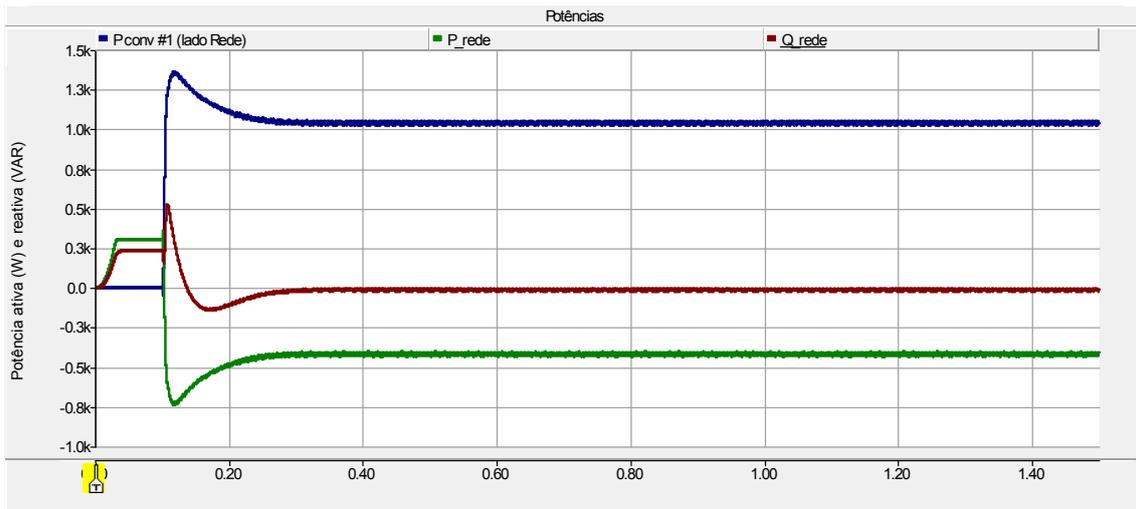


Figura 5.20: Compensação da potência reativa através conversor #1

5.3.4. Operação padrão

A operação padrão supõe que a rede, o gerador fotovoltaico e todas as cargas estão conectados (os dois conversores operando). Quando o GPV está funcionando nas condições nominais de operação, a potência fornecida por ele é capaz de atender tanto o motor em regime como também as cargas locais e vizinhas, e eventualmente injetar o excedente de energia na rede como ocorria na configuração descrita na seção anterior. Neste cenário, o motor foi conectado ao sistema por meio do conversor #2 após 0,7 segundos, quando sistema operava na condição conectada.

A Figura 5.21 apresenta os torques mecânico e eletromagnético (Figura 5.21 – a), velocidade de referência e de rotação do motor (Figura 5.21 – b) e as potências elétricas e mecânica nos terminais do motor (Figura 5.21 – c).

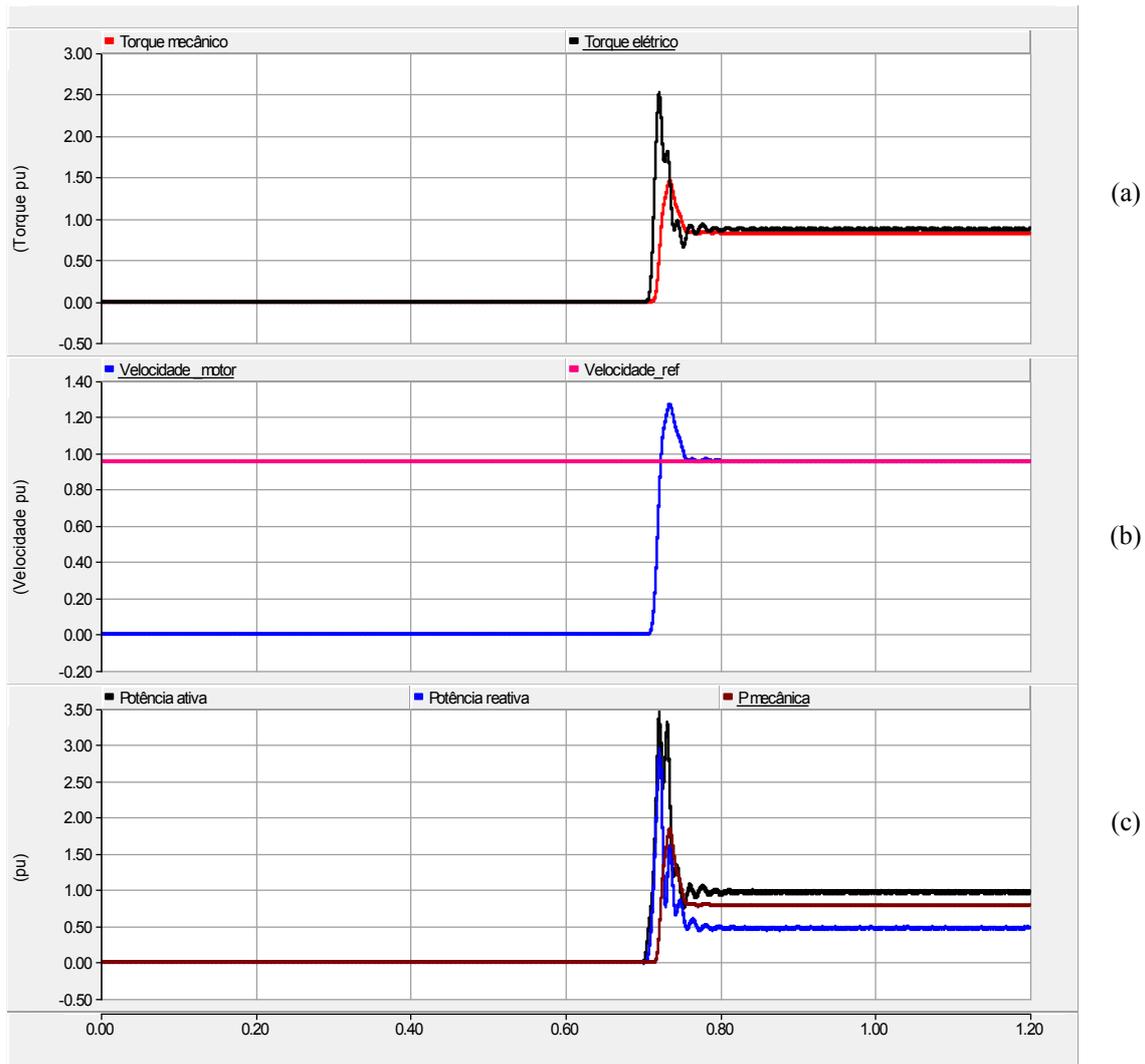


Figura 5.21: Toques, Velocidade e Potência eletromagnética do motor

A Figura 5.22 apresenta as formas de ondas das correntes injetadas na rede (Figura 5.22 – a) e a tensão e corrente da fase A (Figura 5.22 – b). Já Figura 5.23 mostra as formas de ondas das correntes do motor (Figura 5.23 – a) assim como a tensão e corrente da fase A do mesmo (Figura 5.23 – b). Observa-se uma diminuição da corrente injetada na rede através do conversor #1 (inclusive em contra fase durante a partida do motor) após a conexão do motor de bombeamento. Isso se deve ao fato que a potência fornecida pelo GPV é compartilhado pelos 2 conversores. Salienta-se que a estrutura de controle adotado estabelece o conversor #2 como prioridade no suprimento de potência. E caso ocorra uma deficiência na geração fotovoltaica, a rede deverá fornecer a potência demanda pelo motor através do conversor “*back-to-back*”.

Observa-se também uma distorção harmônica da corrente injetada na rede neste caso. Isto fato ocorre deve ao fato que os controladores não são otimizados para baixos valores de correntes.

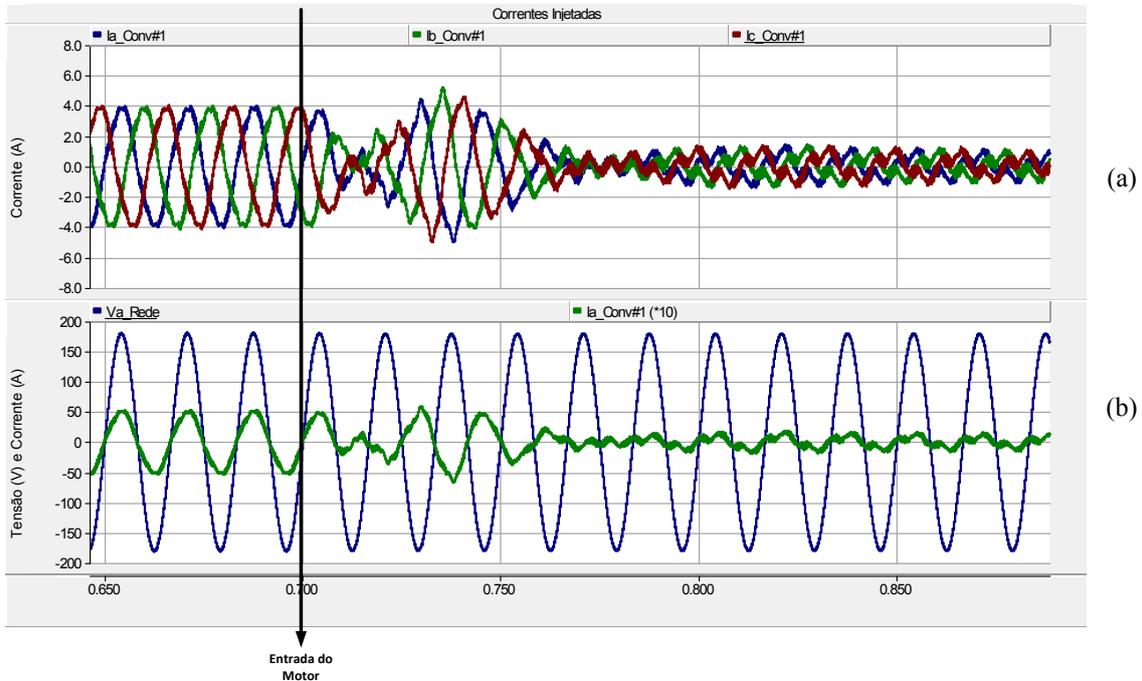


Figura 5.22: Correntes injetadas na rede após a entrada do motor e corrente e tensão na fase A

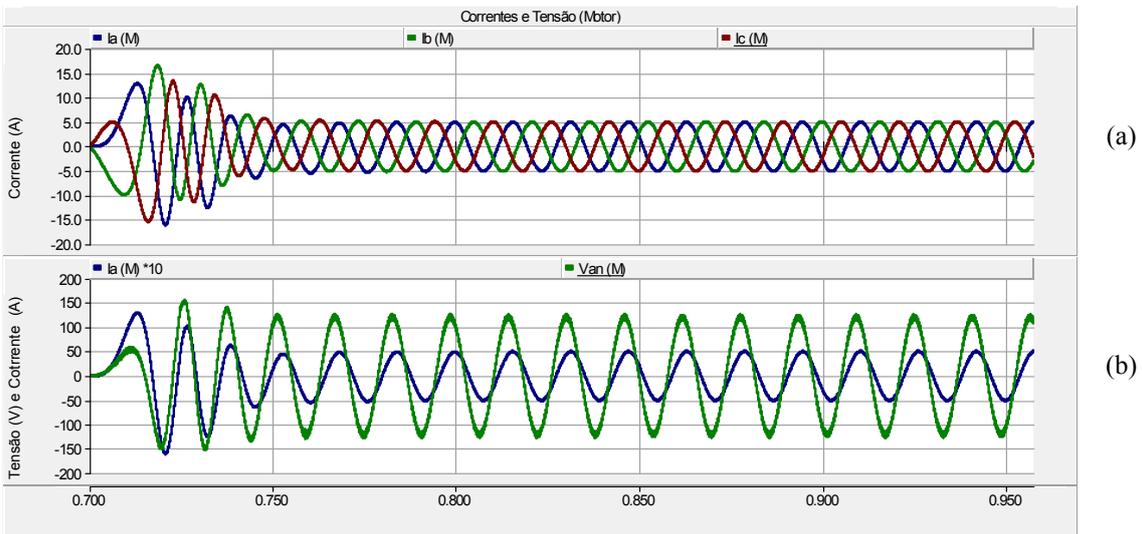


Figura 5.23: Correntes no motor e corrente e tensão na fase A

A Figura 5.24 – a apresenta a tensão e corrente do elo CC. A Figura 5.24 – b mostra a potência CC fornecida pelo modelo do GPV, a potência do conversor #1 (lado

rede) e a potência do conversor #2 (lado motor) nas condições nominais de operação. Nota-se um afundamento de tensão no elo CC durante a entrada do motor e ao mesmo tempo um valor negativo da potência drenada pelo conversor #1 (cerca de 1,3 kW) durante o processo de partida do motor. Após a partida do motor, a potência injetada na rede, que antes era 1,060 kW, foi reduzida para cerca de 150 W.

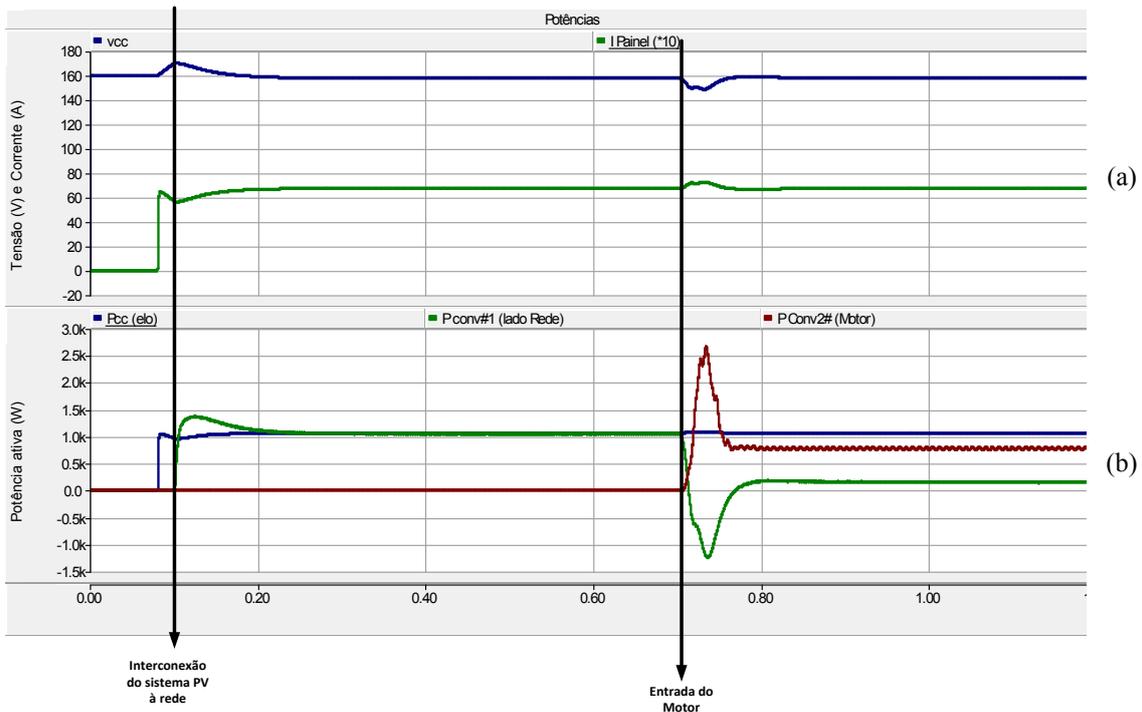


Figura 5.24: Tensão e Corrente do elo CC e Potências CC , do Conversor #1 e aparente do Motor

A Figura 5.25 apresenta as potências ativas consumidas pelas cargas (local e vizinha), a potência reativa fornecida pela rede e a potência ativa da rede. Nota-se que contrariamente ao que ocorreu durante a operação interconectada, nesse caso, a potência ativa da rede ficou positiva após a entrada do motor. Em um primeiro momento, a rede auxiliou na partida do motor fornecendo uma potência ativa de cerca de 1,6 kW neste instante. Em seguida, forneceu as potências ativa e reativa necessárias para compensar a demanda das cargas localizadas no ponto de interconexão.

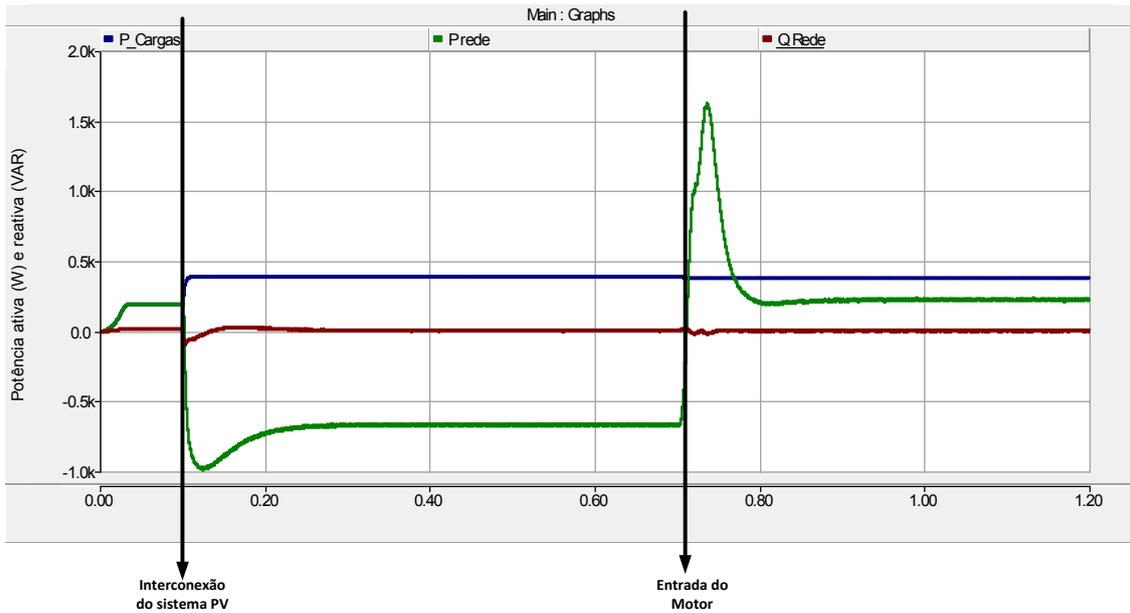


Figura 5.25: Potências ativas e reativa no PCC durante a operação padrão

As análises feitas anteriormente consideraram as condições ideais de operação do GPV, quando a insolação atinge 1000 W/m^2 a uma temperatura de 25° C . Essa condição de operação, se acontecer é por um tempo bem reduzido. Normalmente, quando a insolação é alta, a temperatura sobe e quando a temperatura está baixa, a insolação abaixa do mesmo jeito. Por esse motivo, na maioria das vezes, os sistemas fotovoltaicos operam fora das condições ideais.

Neste, foi apresentado um caso em que o sistema de geração fotovoltaica perdeu 50% da sua capacidade de geração (caiu de 1,06 para 500 W). Nesse cenário, a Figura 5.26 apresenta as correntes injetadas na rede (Figura 5.26 – a), bem como, a tensão e corrente da fase A (Figura 5.26 – b) antes, durante de após a partida do motor. A inversão de fase entre a corrente e a tensão no PCC demonstra a incapacidade da geração fotovoltaica em atender toda a demanda do motor. Parte da potência drenada pelo motor tanto na partida como também em regime é proveniente da rede. A Figura 5.27 apresenta a tensão e corrente do elo CC (Figura 5.27 – a) mostrando com a nova condição de operação assim como a potência do elo CC, a potência na saída do conversor #1 e a potência aparente do motor em condições nominais de operação (Figura 5.27 – b). A potência ativa da rede que era positiva antes da entrada do motor

ficou negativa comprovando a transferência efetiva de potência da rede para o conversor #2, suprindo a deficiência do GPV.

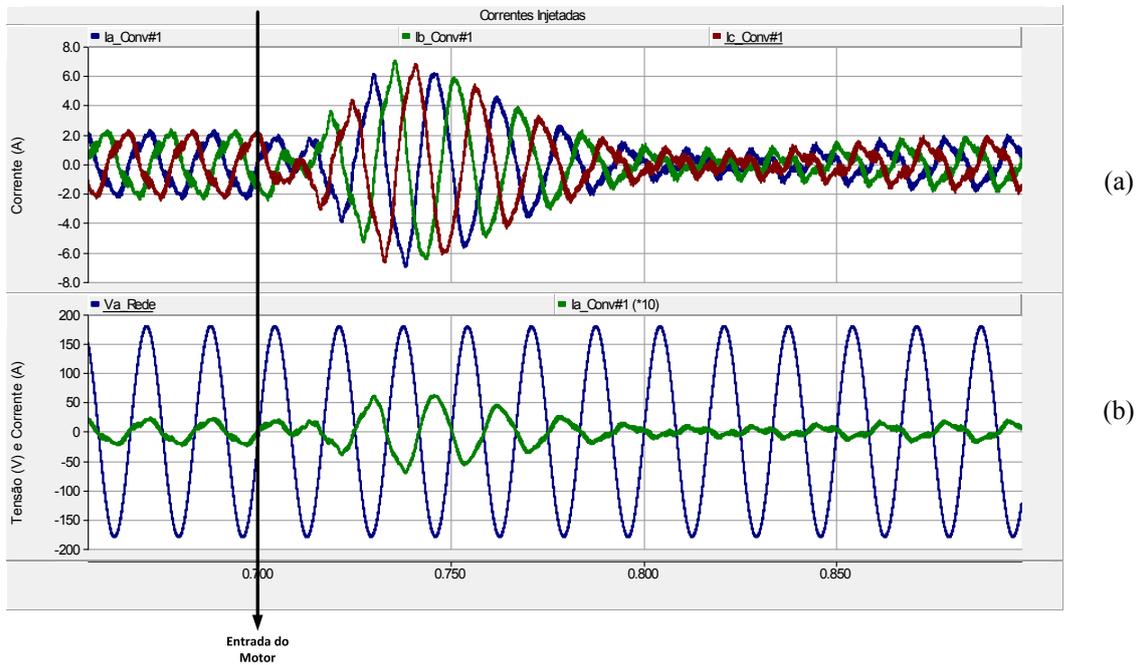


Figura 5.26: Correntes injetadas no PCC (a) e tensão e corrente da fase A (b) com queda de 66% da potência do GPV

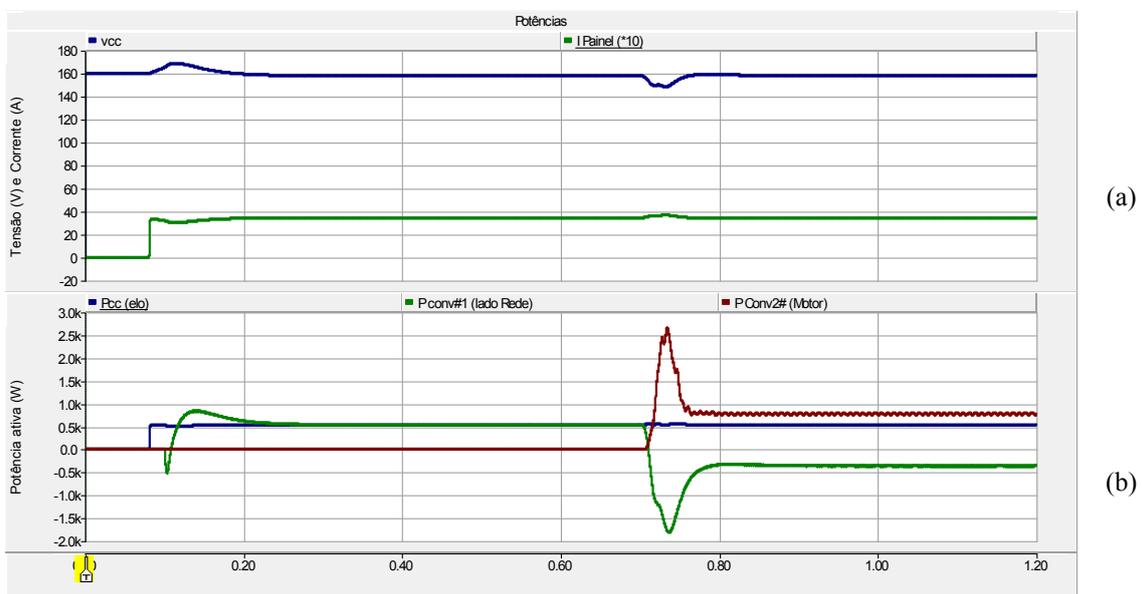


Figura 5.27: Tensão e corrente do elo CC e Potência ativa CC, do conversor #1 e potência aparente do motor considerando queda de 50% na potência do GPV

As Figuras 5.27 até 5.32 permitiram comprovar a flexibilidade da configuração proposta para conexão de sistemas de geração distribuição. Essa configuração permite atender tanto as cargas isoladas consideradas prioritárias como também as cargas locais, mantendo a mesma eficiência dos sistemas distribuídos padrões.

5.3.5. Operação em modo ilhado

O capítulo 2 destacou o problema de operação dos sistemas de geração distribuídos em modo ilhado, principalmente no que se refere à eficiência na operação e na confiabilidade.

a. Detecção de Ilhamento

Conforme especificado no capítulo 4, a técnica de detecção de ilhamento aplicado é baseada nas medidas de grandezas elétricas (tensão, frequência e potência) no ponto de interconexão entre o GPV e o sistema elétrico de distribuição. Nesse caso, o ilhamento deve ser identificado e tratado se houver variações significativas das grandezas medidas.

Foi considerada uma carga RLC com fator de qualidade $Q=2,5$ kvar conforme descrito em (4.26). A potência ativa consumida pela carga de 500 W e a potência reativa é nula (ou seja, $Q_L = Q_C$ em valores absolutos). Nesse caso, a carga entra em ressonância na frequência nominal da rede.

A detecção de ilhamento efetuado considera a variação da potência ativa absorvida ou consumida pela rede de acordo com (4.27). Ou seja, durante a ausência da rede, ΔP_s (que é a diferença de potência fornecida ou absorvida pela rede) é nula. Nesse caso, haverá um aumento ou diminuição da potência ativa no PCC. O desvio positivo da potência reflete um aumento de tensão e da frequência do PCC e provoca a atuação da proteção de sobrefrequência. Por outro lado, um desvio negativo da potência ativa resulta em uma diminuição da tensão e frequência no PCC, provocando a atuação da proteção contra subfrequência.

A Figura 5.28 apresenta o caso simulado onde o ilhamento ocorreu em 0,7 segundos e foi detectado após decorridos cerca de 80 milissegundos, corresponde ao desvio de frequência acima do limite estabelecido pelo IEEE 1547 (Tabela 1.3). Nesse

caso, o sistema de controle auxiliar foi ativado mantendo a frequência fixa para 60 Hz e a tensão para 127 V.

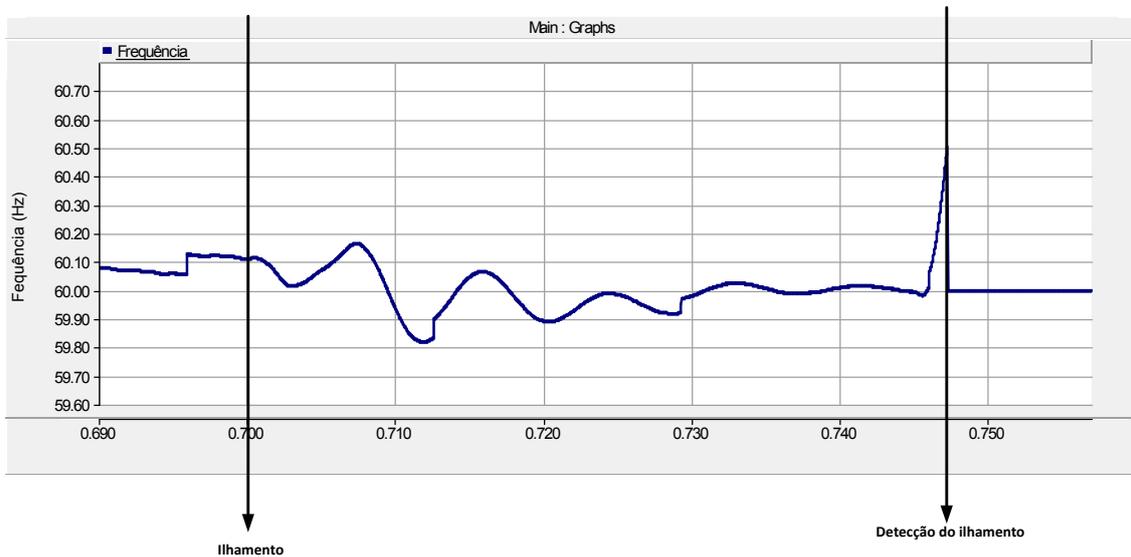


Figura 5.28: Ocorrência e Detecção do ilhamento pelo desvio de frequência

A Figura 5.29 apresenta as potências CC, do conversor #1, da rede e da carga durante o ilhamento. Observa-se que nesse caso, quando o sistema de controle auxiliar entra em ação, a potência fotovoltaica foi reduzida para atender apenas à demanda da carga de 500 W (potência P_L). O controle de potência é feito pelo índice de modulação. Porém, quando a diferença entre a capacidade de geração fotovoltaica e a potência da carga é grande, os níveis de *ripple* tendem a crescer, como observado na Figura 5.29.

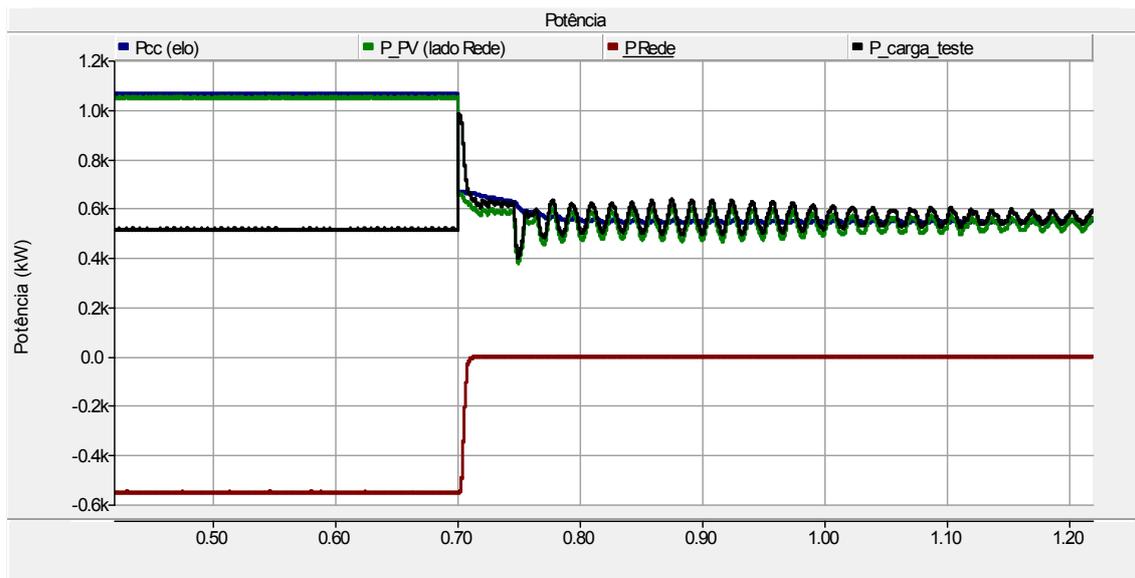


Figura 5.29: Potência do elo, do conversor #1, da carga e da Rede durante o ilhamento

b. Operação Ilhada

Considera-se inicialmente o sistema operando na condição normal, com os valores nominais de insolação e de temperatura. Porém, o ilhamento foi detectado após 1,2 segundos. Inicia-se então o processo de operação isolada (ou autônoma) pelo acionamento do sistema de controle auxiliar. A Figura 5.30 apresenta a tensão e corrente do elo CC (Figura 5.30 – a) e o balanço de potência entre GPV, a rede, o conversor #1 e o conversor#2 (Figura 5.30 – b).

A Figura 5.31 destaca a potência da rede e do conversor #1 na ocorrência do ilhamento.

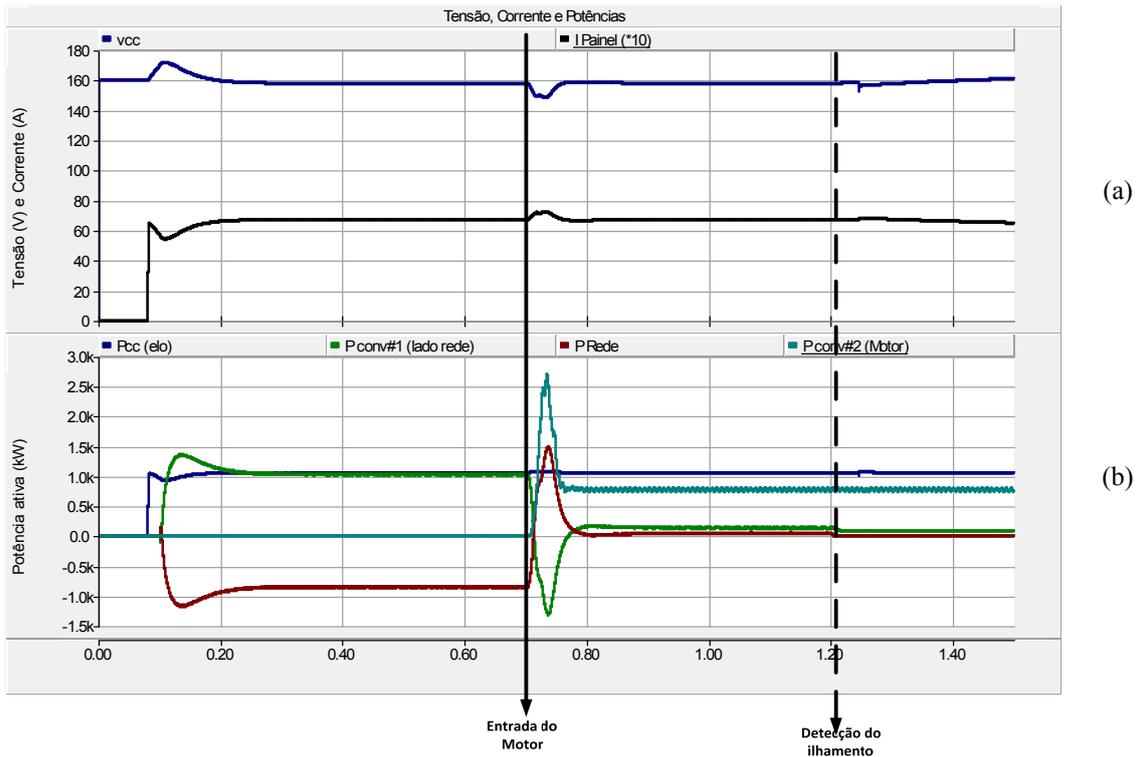


Figura 5.30: Tensão e corrente do elo CC e Potência ativa CC, do conversor #1, da rede e potência aparente do motor considerando durante as operações interligada e ilhada

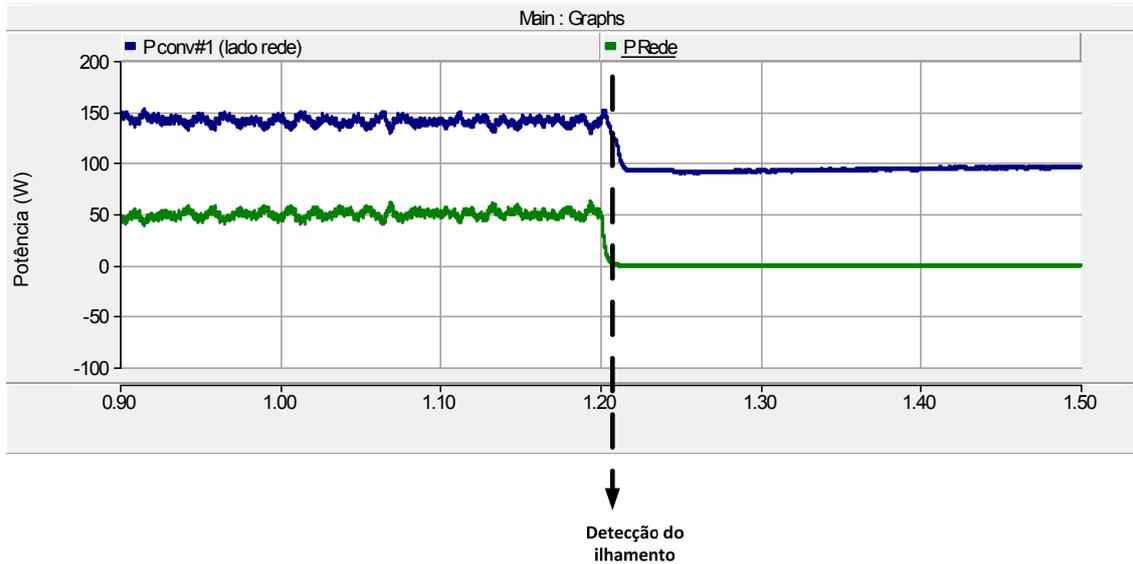


Figura 5.31: Potência do Conversor #1 e da rede na ocorrência do ilhamento

Observa-se que neste caso específico, o motor continuou operando nas suas condições nominais estabelecidas conforme verificado na Figura 5.32. Nela (Figura 5.32 – a), pode ser comprovada que velocidade de bombeamento do motor não sofreu

nenhuma perturbação durante o ilhamento. Com esse cenário, o sistema fotovoltaico, mesmo operando isoladamente tem capacidade para atender o motor em regime permanente e injetar a potência excedente (100 W) nas cargas locais através do conversor #1. Nesse caso, o controle MPPT é assegurado pelo conversor #2 por meio do controle escalar [40] (V/F constante). A transição suave entre estes modos de operação representa uma confiabilidade adicional para integração desta configuração nos sistemas de bombeamentos fotovoltaicos.

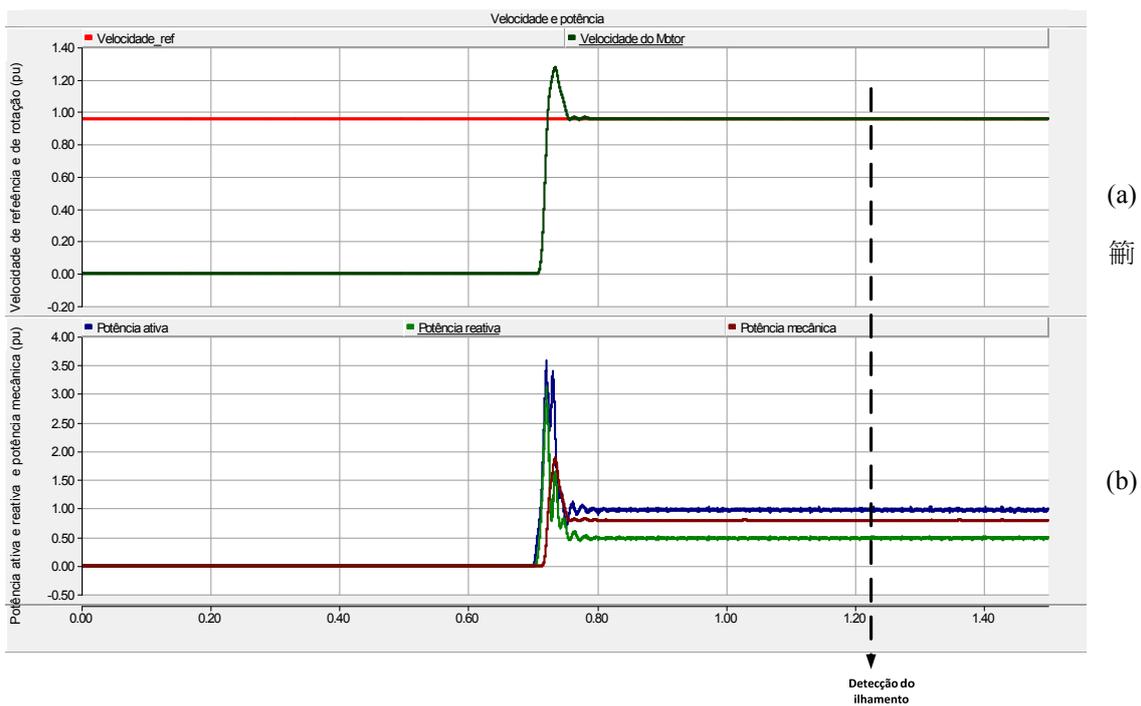


Figura 5.32: Velocidade, Potências elétricas e mecânicas do motor durante as operações interligada e ilhada

c. Gerenciamento de carga

Muitas vezes, durante a operação em modo ilhado, o sistema fotovoltaico poderá não ter a capacidade de suprir a energia demandada por todas as cargas. Como o sistema proposto não possui armazenamento, é necessária a atuação do sistema de gerenciamento de carga para atender apenas a carga prioritária (o motor de bombeamento) em casos específicos (quando a geração fotovoltaica estiver 50% abaixo de sua capacidade). Neste aspecto, é representada uma situação relativa à diminuição da potência do GPV para cerca de 50% da sua capacidade nominal. Neste novo cenário, o

controle do conversor #2 reduz a velocidade do motor para que seja reduzida também a potência drenada do sistema fotovoltaico. Desta forma, o motor de indução trifásico poderá permanecer acionando o sistema de bombeamento em uma nova condição operacional.

A Figura 5.33 mostra as formas de ondas da tensão e corrente no ponto PCC para os 4 cenários mostrados: operação conectada na qual o conversor #2 está desativado; operação padrão com os dois conversores operando; operação em modo ilhado (sem a rede); e, gerenciamento de cargas (desativação do conversor #1). O intuito é esclarecer a flexibilidade e confiabilidade operacional que o sistema fotovoltaico ora proposto possibilita.

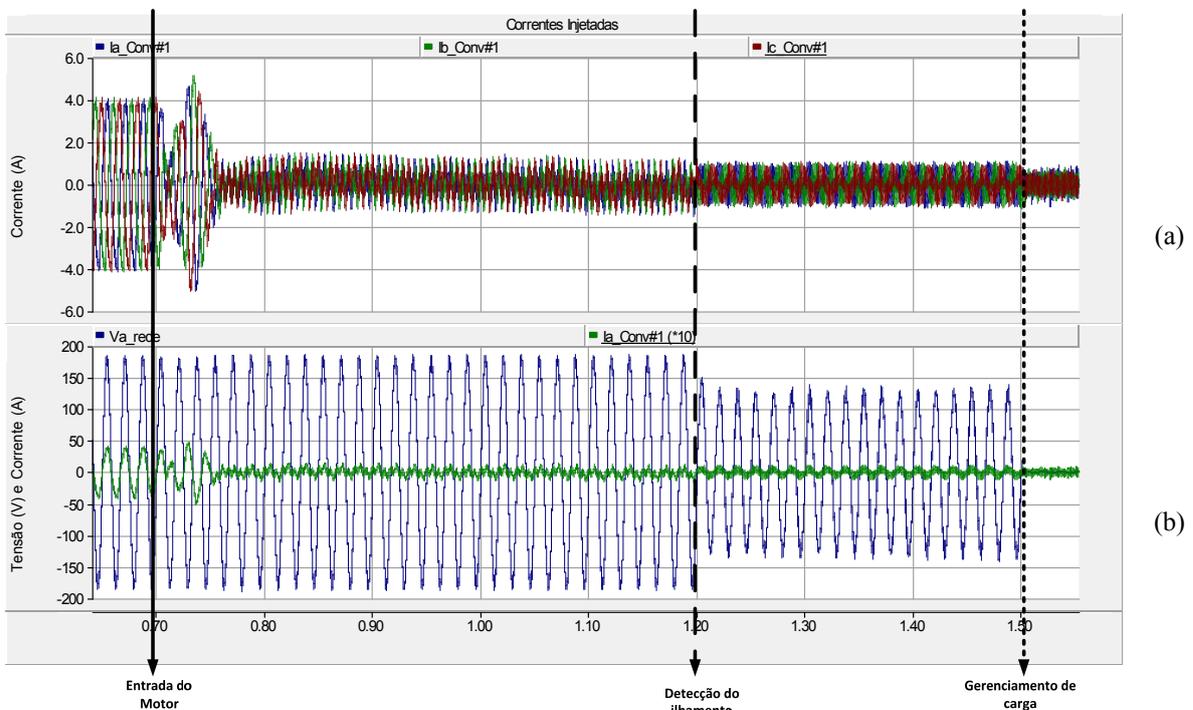


Figura 5.33: Corrente (injetada na rede (a)) e tensão e corrente da fase A (b) no PCC ao longo dos modos de operação

A Figura 5.34 ilustra em detalhe a entrada em operação do conversor #2 em 0,7 segundos. Sendo que pode ser visualizado que até chegar em 0,7 segundos a corrente injetada estava em fase com a tensão da rede e posteriormente ela reduz para um nível que representa a diferença entre a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e a potência do motor de indução. A potência injetada na carga se manteve mesmo durante a

operação ilhada iniciada em torno de 1,2 segundos. Posteriormente, o nível de geração fotovoltaico foi reduzido drasticamente e o conversor #1 ficou fora de operação em torno de 1,5 segundos.

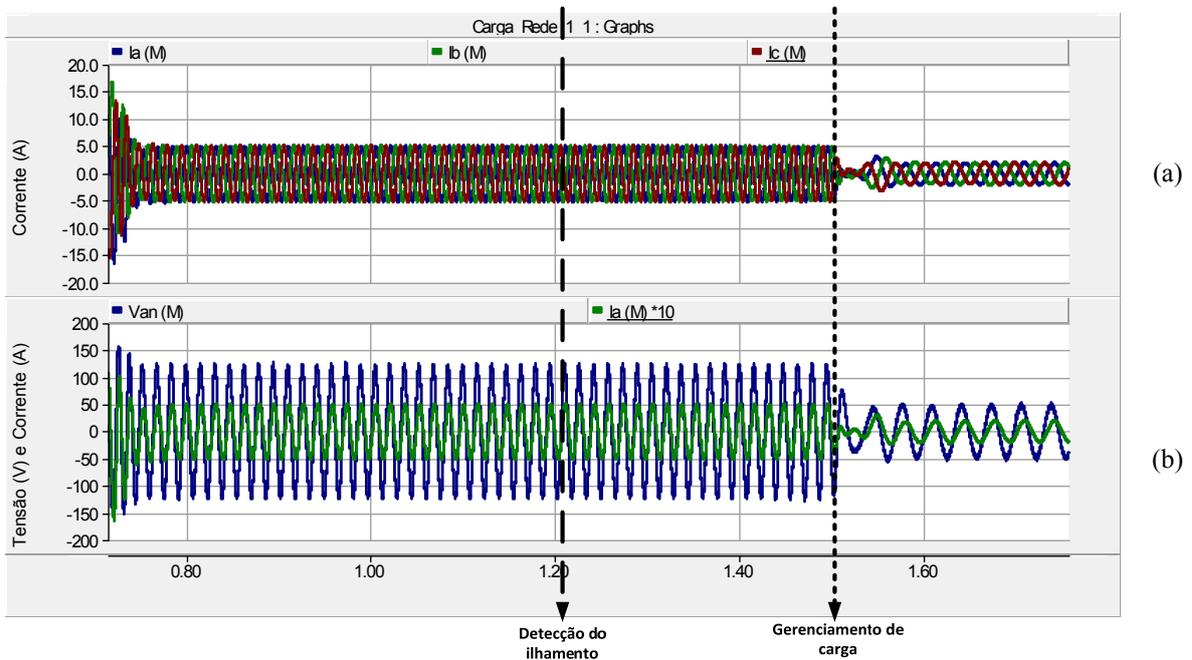


Figura 5.34: Correntes do Motor (a) e corrente e tensão da fase A (b) ao longo dos modos de operação

A Figura 5.35 apresenta a tensão e corrente no elo CC (Figura 5.35 – a) do sistema fotovoltaico. A Figura 5.35 – b mostra as potências CC dos conversores e da rede durante as quatro etapas consideradas na simulação: operação conectada, operação padrão, operação ilhada e gerenciamento de cargas.

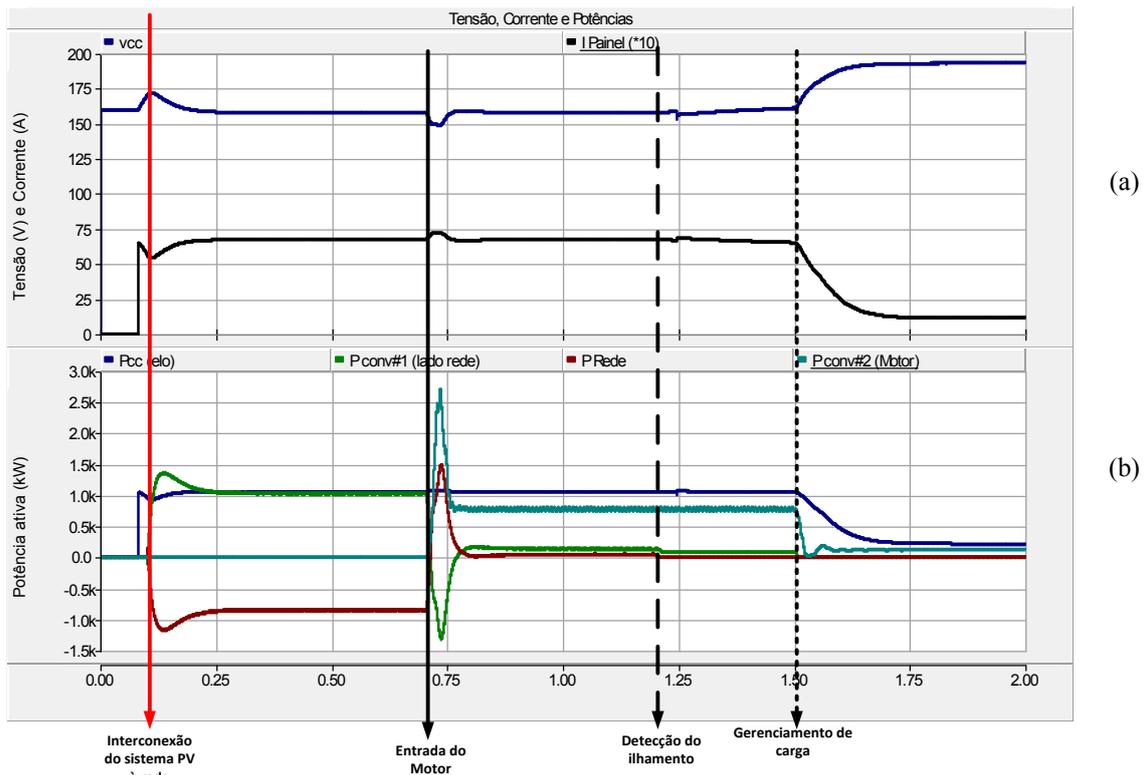


Figura 5.35: Tensão e corrente do elo CC (a) e Potência ativa CC, do conversor #1, da rede e potência do motor (b) considerando os diferentes modos de operação

O comportamento da velocidade do motor de indução pode ser verificado na Figura 5.36, sendo que a velocidade de referência adotada foi de 1725 rpm. Esta Figura mostra também as potências ativa e reativa exigidas pelo motor de indução trifásico durante as quatro etapas consideradas na simulação realizada.

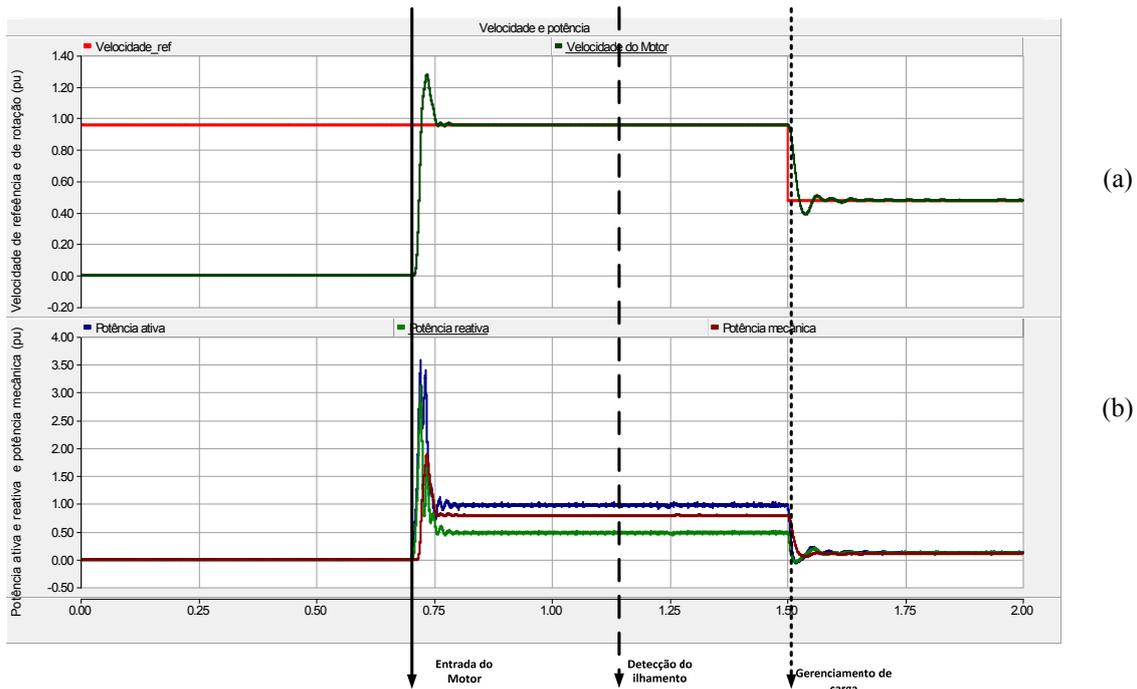


Figura 5.36: Velocidade (a) e Potências do motor (b) durante os modos de operação

5.4.1. Conclusões parciais

Este capítulo apresentou o sistema de controle do conversor “*back-to-back*” aplicado para sistemas fotovoltaicos. Este controle, composto por um controle principal e auxiliar permitiu a operação da configuração proposta em três modos ótimos (no MPPT) de operação e uma transição suave entre os modos. Foi visto que o controle PWM-VSC por fonte de corrente tem capacidade de manter a tensão do elo CC com a presença da rede. Além disso, o controle por corrente é necessário para controle MPPT para os sistemas que possuem um único estágio de conversão.

Foi visto ainda que a transformação dq , quando aplicados em sistemas fotovoltaicos interconectados, facilita o projeto dos controladores PI, além de permitir o desacoplamento (controle independente) das potências ativa e reativa.

Foi feita uma análise do comportamento do conversor de 2 níveis em termos de níveis de tensão. Apesar da tensão sintetizada pelo lado CA ser a metade da tensão máxima do GPV, a introdução de um sinal adicional no sinal de controle permitiu obter

um nível de tensão de linha maior pelo lado CA. Porém, neste caso, a utilização de um transformado é necessária, mesmo quando não é mandatória.

Os resultados obtidos nas simulações permitiram demonstrar a operação ótima e flexível da configuração ora proposta.

A capacidade de operação desta configuração em três modos distintos, além da simplicidade de estabelecer sistema de gerenciamento de cargas (desativação do conversor #1) certamente contribuirá para um melhor aproveitamento da energia solar fotovoltaica. Além disso, a transição suave entre os modos de operação representa uma contribuição em termos de confiabilidade na aplicação do conversor “*back-to-back*” em sistemas fotovoltaicos.

Os resultados obtidos com o motor de indução trifásico comprovaram que os sistemas fotovoltaicos podem ser uma alternativa viável e eficiente para o campo da irrigação, principalmente nos meios isolados, onde a rede elétrica é intermitente. A configuração proposta, quando integrada com o controle escalar, garante o abastecimento em água durante o ilhamento. E neste caso, não há necessidade de sobredimensionar o sistema fotovoltaico, nem da utilização de baterias para armazenamento para atender o motor (carga isolada). O motor continua operando e a velocidade de bombeamento dependerá apenas das condições climáticas (intensidade da irradiação solar e temperatura).

Capítulo 6

Validação Experimental do sistema proposto

O Capítulo 5 apresentou as simulações do sistema proposto funcionando com os três modos de operações mencionados. Estes resultados de simulações deverão ser comparados com os resultados obtidos na bancada experimental para a validação do sistema proposto.

Este capítulo apresentará os resultados experimentais para comprovar que o sistema proposto é capaz de operar conforme os requisitos estabelecidos. Neste contexto, foi montado um protótipo experimental com as seguintes características:

- Configuração “*back-to-back*”, sendo o conversor #1 conectado à rede e o conversor #2 conectado à carga isolada;
- Configuração a 3 fios com transformadores trifásicos, com relação de transformação 110/127;
- Fornecimento de potência ativa à rede e/ou cargas locais;
- Fornecimento de potência ativa e reativa à carga isolada (prioritária);
- Conexão à rede de distribuição de baixa tensão;
- Capacidade de suprir a carga isolada em caso de deficiência na geração fotovoltaica;

- Capacidade de operação totalmente isolada;
- Capacidade de gerenciamento de carga (desativação do conversor #1)

6.1. Descrição do projeto

O capítulo anterior apresentou os principais resultados de simulações e discussões sobre tanto na operação conectada e padrão, como também na operação ilhada. O projeto experimental implementado no Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão (LEMT), é composto por uma geração fotovoltaica de 1,1 kW, um sistema de bombeamento, um circuito de suporte e condicionamento, dois processadores digitais de sinais (DSP), por circuitos de medição e sensoriamento, por interfaces de conexão e pelas cargas. O circuito de potência é composto por três conversores trifásicos da *Semikron* modelo SKM50GB123D [108] com tensão nominal de 1200 V e corrente de 50 A, compatível com o driver SKHI-22-AR.

6.2. Implementação do Projeto

A configuração proposta permitiu a utilização de dois processadores digitais de sinais da TEXAS modelo TMS320F28335 [109], sendo um processador dedicado ao conversor conectado à rede e o outro à carga isolada.

6.1.1. Circuitos de instrumentação e Controle

O sistema de instrumentação é composto por uma placa de suporte e de condicionamento de sinais dos DSPs, por circuitos de medição (com sensores) de corrente e tensão e por circuitos de Entrada/Saída (*Input/ Output - I/O*).

Foram medidas 12 grandezas sendo as tensões v_{an} , v_{bn} , as correntes i_a e i_b pelo lado da rede; as tensões v_{ab_c} , v_{bc_c} (tensões de linha da carga), as correntes i_{a_c} e i_{b_c} (correntes da carga) pelo lado da carga; a tensão V_{pv} dos painéis e as correntes I_{pv} , I_1 e I_2 do elo CC dos painéis.

O diagrama unifilar da topologia apresentada anteriormente com os sinais de condicionamento e de sensoriamento é apresentado na Figura 6.1. O valor da

capacitância total dos três conversores para compor o elo de corrente contínua foi de 14,1 mF (módulos de 4700 μ F montados em série/paralelo).

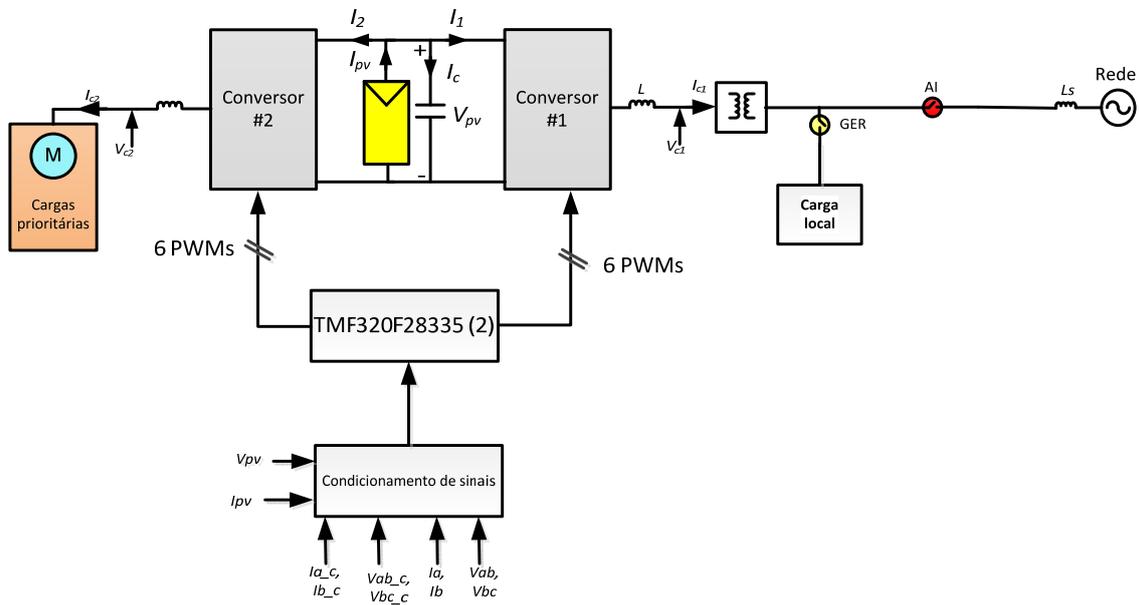


Figura 6.1: Diagrama unifilar do sistema proposto com os sinais de medições

A Figura 6.2 detalha o diagrama de blocos do sistema de instrumentação implementado neste trabalho.

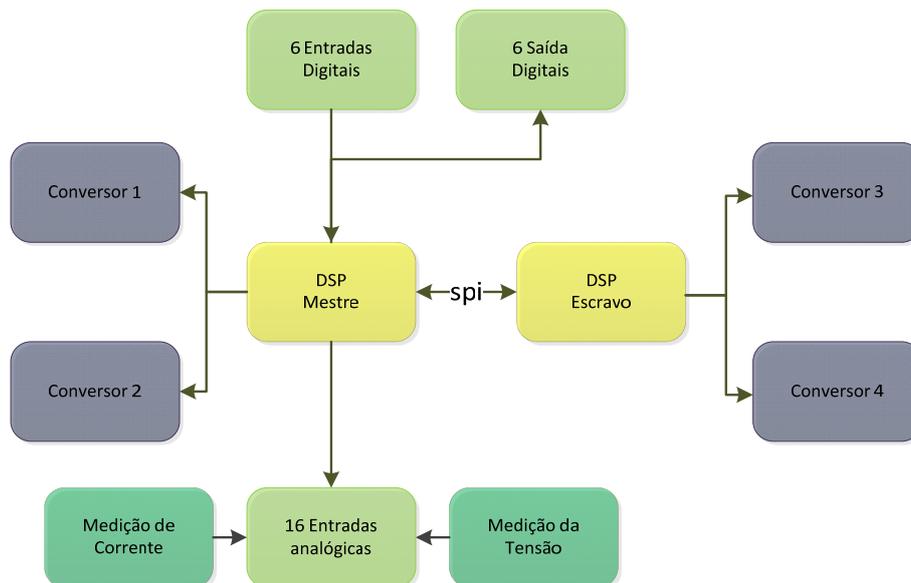


Figura 6.2: Esquema do sistema de instrumentação

Os *DSPs* são responsáveis por todas as funções do protótipo. Eles trabalham em conjunto, sendo que o *DSP* responsável pelo conversor #1 é o primário (mestre) e o outro responsável pelo conversor da carga isolada é o secundário (escravo). Contudo, foi necessário o desenvolvimento em uma única placa para o circuito de suporte e de condicionamento específico para este trabalho. Isto por que os dois *DSPs* necessitam operar em um mesmo ambiente para garantir um funcionamento adequado do sistema proposto. Além disso, essa placa tem um circuito responsável pela adequação das tensões fornecidas aos níveis permitidos pelos *DSPs* (condicionamento). O circuito é composto por quatro funções essenciais: amplificadores e filtros diferenciais (ruídos de modo comum), offset de tensão (de 0 até 3,3 V) e proteções dos A/Ds.

Essa placa garante também o suporte mecânico aos *DSPs* e possibilita a interconexão de todos os subsistemas presentes no sistema de instrumentação através do circuito de suporte dos *DSPs*. A Figura 6.3 apresenta a placa de suporte e de condicionamento, assim como os *DSPs* utilizados.

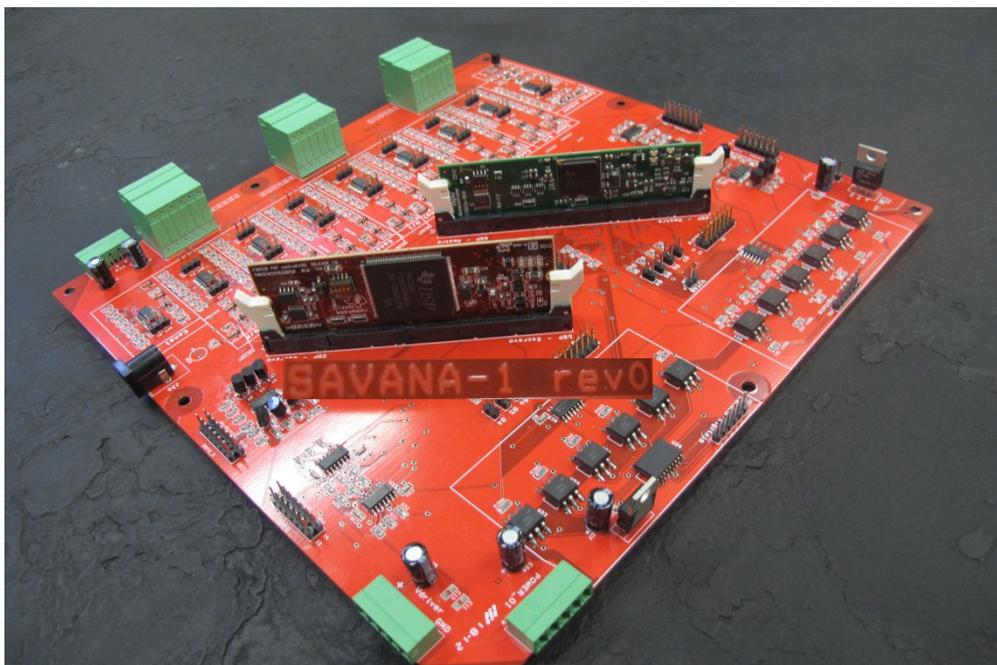


Figura 6.3: Circuito de suporte e condicionamento dos *DSPs*

As placas de medição têm como finalidade principal obter as medições de corrente e tensão do sistema de potência. Além disso, essas placas possibilitam a isolamento entre o sistema de potência e o de controle. As grandezas elétricas do sistema

de potência são medidas através de sensores de tensão ou corrente. Em seguida, os sinais medidos são filtrados para eliminar os ruídos do sistema de potência. E finalmente os sinais medidos são amplificados para aumentar a relação sinal/ruído. Foram utilizados os sensores LP 25-P [110], LA-55-P [111] e HAS-100S [112] para as medições das tensões e correntes do sistema. A Figura 6.4 apresenta os circuitos de medições de tensão e corrente desenvolvidos.

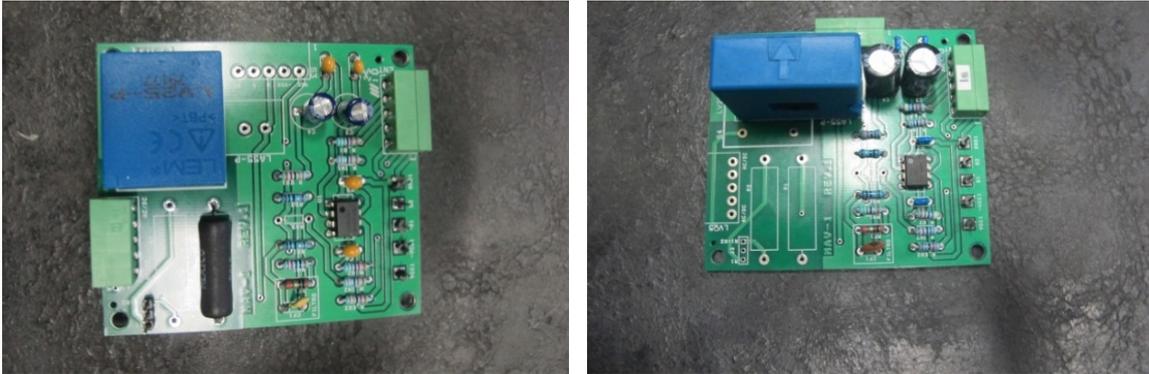


Figura 6.4: Circuitos de sensoriamento e medição de tensão e Corrente

A placa I/O mostrada na Figura 6.5 é responsável pelo isolamento dos sinais dos periféricos do protótipo experimental do sistema de controle e do controle dos disparos dos conversores. O circuito I/O trabalha de forma bidirecional, ou seja, ela condiciona os sinais digitais provenientes do DSP para o sistema de potência, bem como, os sinais provenientes do sistema de potência para o DSP.

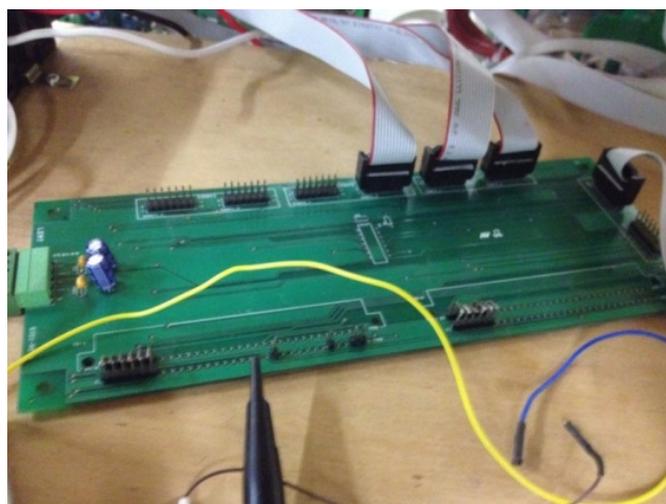


Figura 6.5: Circuito de E/O

6.1.2. Integração do Protótipo

O protótipo experimental esquematizado na Figura 6.1 e composto pelos circuitos descritos anteriormente assim como os painéis fotovoltaicos é apresentado na Figura 6.6.

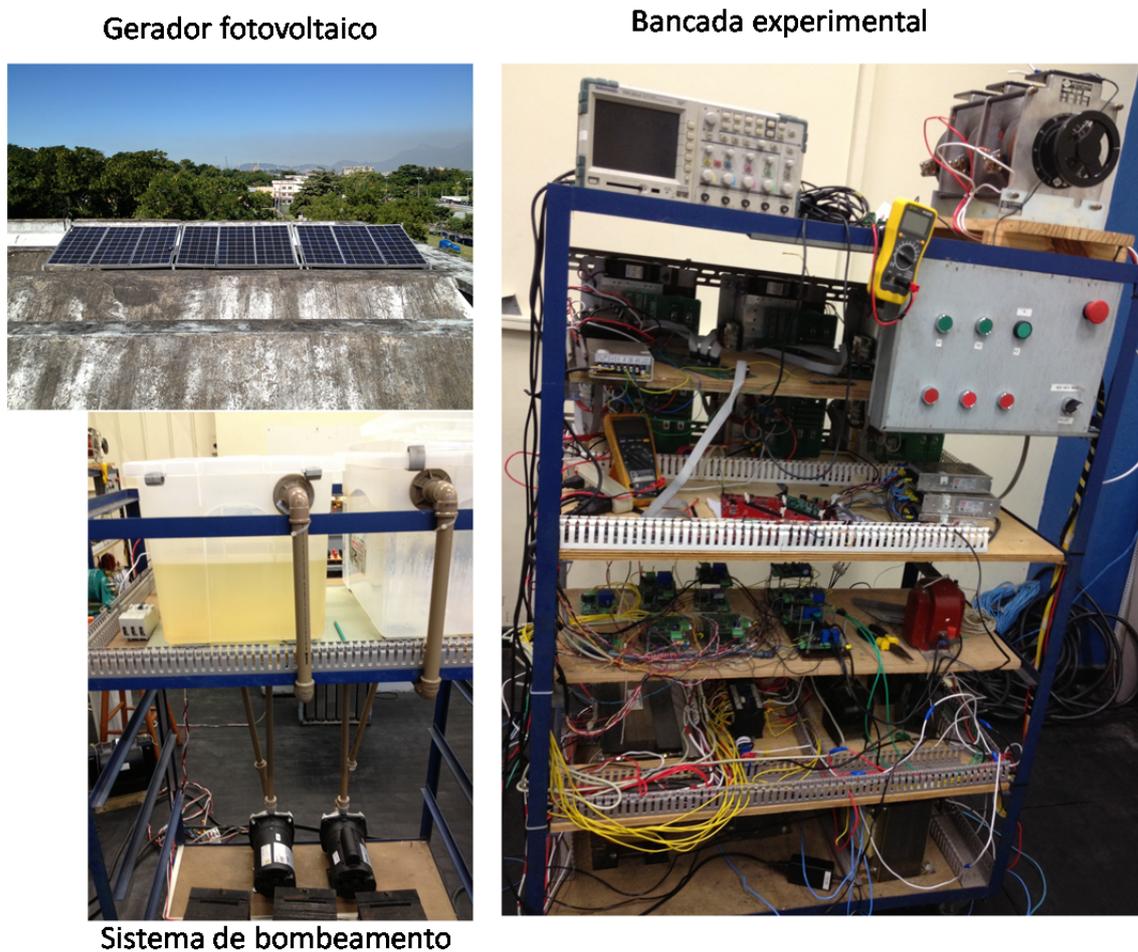


Figura 6.6: Protótipo Experimental

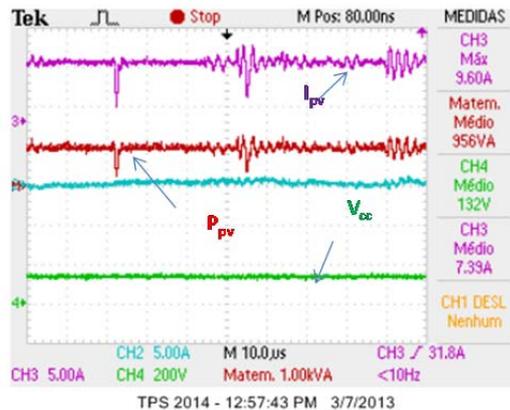
6.3. Resultados Experimentais

A validação experimental foi feita com uma carga resistiva (3 lâmpadas incandescentes de 100 W funcionando em tensão de 220 V) na saída do conversor #1 (da rede) e um motor de 1 hp também com tensão nominal de 220 V pelo lado do conversor #2 (carga isolada).

Com o objetivo de validar as simulações obtidas no PSCAD/EMTDC, os mesmos modos de operação observados no Capítulo 5 foram adquiridos na bancada experimental.

6.3.1. Controle MPPT

Foi utilizado um medidor de intensidade de irradiação solar (Figura 6.7-a) e um termômetro para a validação dos valores CC obtidos através do controle MPPT. A intensidade da irradiação solar medida é $G = 1096 \text{ W/m}^2$. Nesta condição, a temperatura do GPV variava em torno de 65° C . A tensão no ponto de potência máxima entre os terminais do GPV é em torno de 132 V . A corrente total fornecida pelo sistema fotovoltaico $7,39 \text{ A}$. Com estas condições, foi possível gerar uma potência de aproximadamente 956 W , conforme observado na Figura 6.7 – b.



(a)

(b)

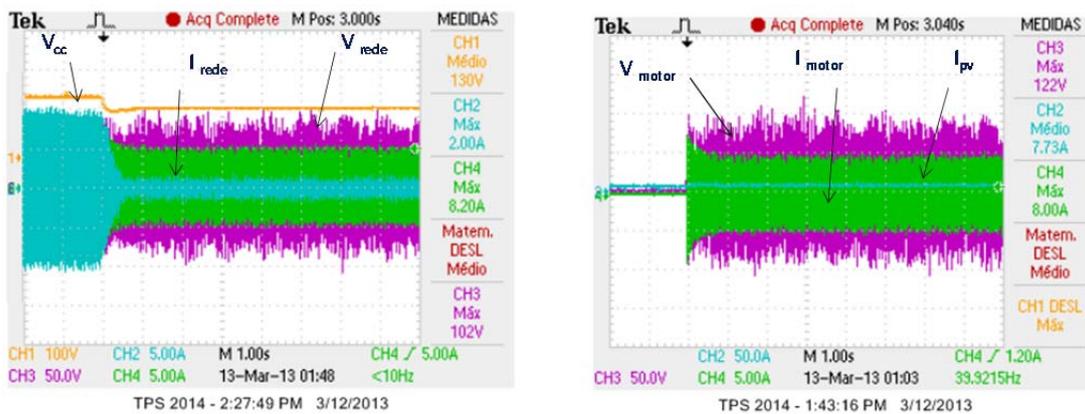
Figura 6.7: Medida da irradiação solar (a), Tensão, corrente e potência do elo CC (b)

A queda de tensão do GPV (que deve ser 158 V a 25° C) é explicada pelo aumento da temperatura. Isso representa uma desvantagem quando a energia solar fotovoltaica é utilizada nas regiões tropicais. Uma possível solução seria um sistema de controle de temperatura (resfriamento dos painéis por água).

6.3.2. Modos de operação padrão e conectada

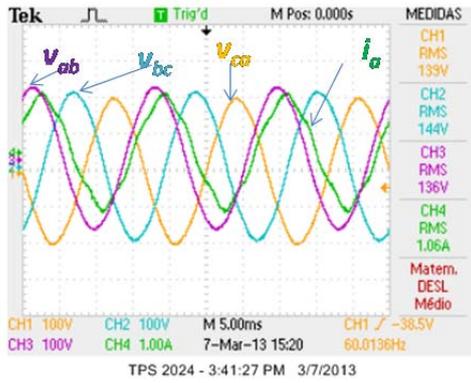
Com as condições laboratoriais apresentadas na Figura 6.7, foi possível em um primeiro momento injetar toda a potência ativa fornecida pelo GPV na rede. Este é o

caso da operação conectada à rede (com o conversor #2 desativado). Posteriormente, o motor entrou em operação. Neste instante, os dois conversores estão ativos (modo de operação padrão). A potência do gerador fotovoltaico é então compartilhada entre a carga isolada (o motor) e a rede. Estes modos de operação podem ser vistos na Figura 6.8. A Figura 6.8 – a apresenta a tensão e a corrente da rede além da tensão do elo CC e a corrente do motor. Observa-se que a corrente injetada na rede (em azul) diminuiu de 7,73A para aproximadamente 1 A com a entrada em operação do motor. A Figura 6.8 – b mostra a tensão e a corrente do motor, além da corrente do elo GPV (em torno de 7,73A).

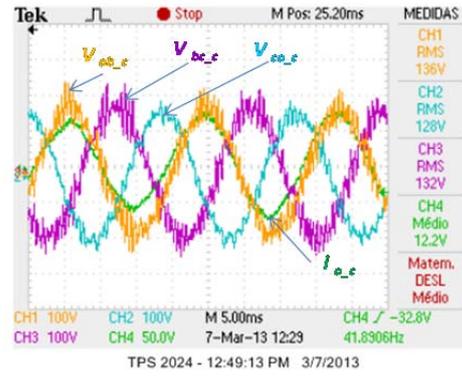


(a) (b)
 Figura 6.8: Modos de operação conectada à rede e padrão

A Figura 6.9 apresenta as formas de onda detalhadas durante a operação padrão. A Figura 6.9-a mostra a corrente da fase A e as três tensões de linha da rede. A Figura 6.9-b mostra as três tensões de linha e corrente da fase A do motor. O nível THD de corrente injetada na rede (cerca de 1 A) observado na Figura 6.9-a de aproximadamente 3% está dentro dos limites aceitos pelas normas apresentadas no Capítulo 1 (Tabela 1.6).



(a)



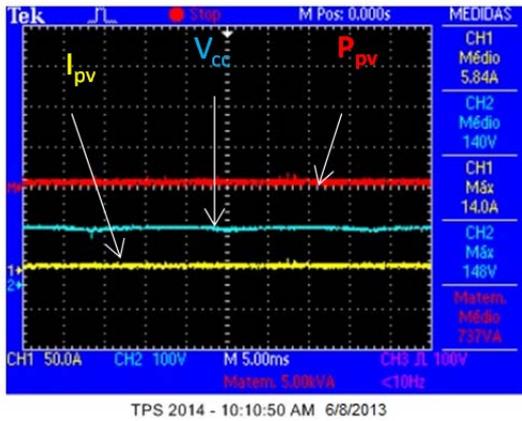
(b)

Figura 6.9: Modo de operação padrão detalhado (a) Tensões de corrente da rede (b) Tensões e corrente do motor

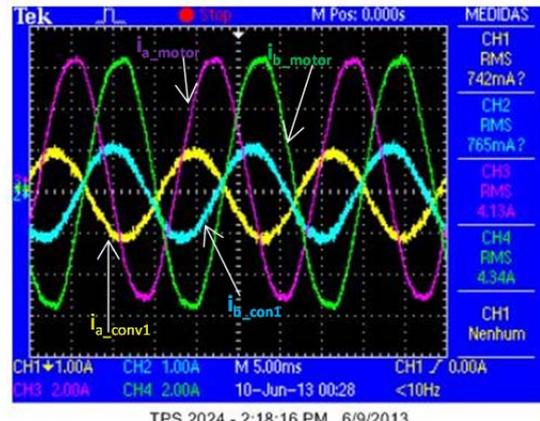
6.3.3. Operação ilhada

A configuração proposta também foi validada para a operação isolada do sistema. Um ilhamento intencional foi feito com o desligamento do disjuntor da rede no ponto de interconexão. Durante este modo de operação, o GPV tem as características de um sistema autônomo. O conversor #1 atuará com tensão e frequência fixas e o conversor #2 permite a operação do sistema no ponto de potência máxima por meio do controle escalar.

A Figura 6.10-a mostra a tensão, a corrente e a potência do sistema durante o ilhamento. A geração solar era em torno de 737 kW (com $V_p = 140$ e $I_{pv} = 5,84$ A). A Figura 6.10-b mostra as correntes i_a e i_b da carga local (em torno de 740 mA) e do motor (em torno 4,1 A).



TPS 2014 - 10:10:50 AM 6/8/2013



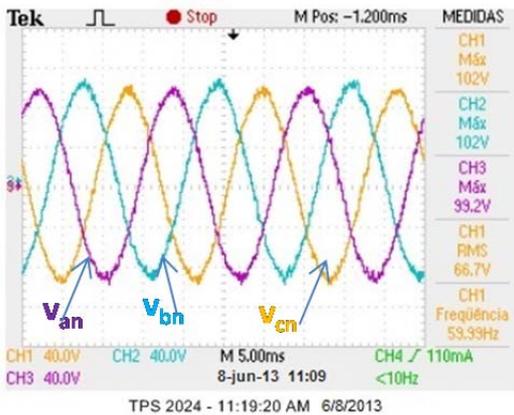
TPS 2024 - 2:18:16 PM 6/9/2013

(a)

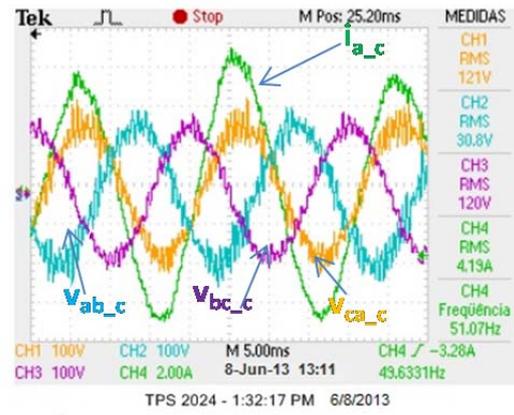
(b)

Figura 6.10: Tensão, corrente e potência do GPV durante o ilhamento (a), correntes das cargas (b)

A Figura 6.11-a mostra as tensões v_{an} , v_{bn} e v_{cn} da carga local (em torno de 100 V). A Figura 6.11-b apresenta as tensões de linha e a corrente da fase A do motor. Observa-se que no caso do motor, devido ao controle escalar (v/f constante), os valores RMS apresentados na Figura 6.11-b não têm acurácia. Os valores das tensões das tensões de linha e correntes podem ser obtidos através da escala do osciloscópio. Neste caso, a tensão de pico de linha fica em torno de 200 V e a corrente em torno de 6 A.



TPS 2024 - 11:19:20 AM 6/8/2013



TPS 2024 - 1:32:17 PM 6/8/2013

(a)

(b)

Figura 6.11: Tensões e corrente do sistema durante a operação ilhada

6.3.4. Gerenciamento de carga

O gerenciamento de carga é necessário quando há deficiência na geração fotovoltaica durante a operação ilhada. Neste caso, o conversor #1 deve ser desativado. A Figura 6.12-a mostra um caso prático onde o GPV ficou apenas com cerca de 35% (de 1,1 kW para 382 W) da sua capacidade de geração durante a operação ilhada. A Figura 6.12-b apresenta as tensões e corrente da fase A correspondentes. O controle escalar possibilitou a redução da frequência de bombeamento do motor (em torno de 40 Hz) assegurando a continuidade de operação no ponto de potência máxima.

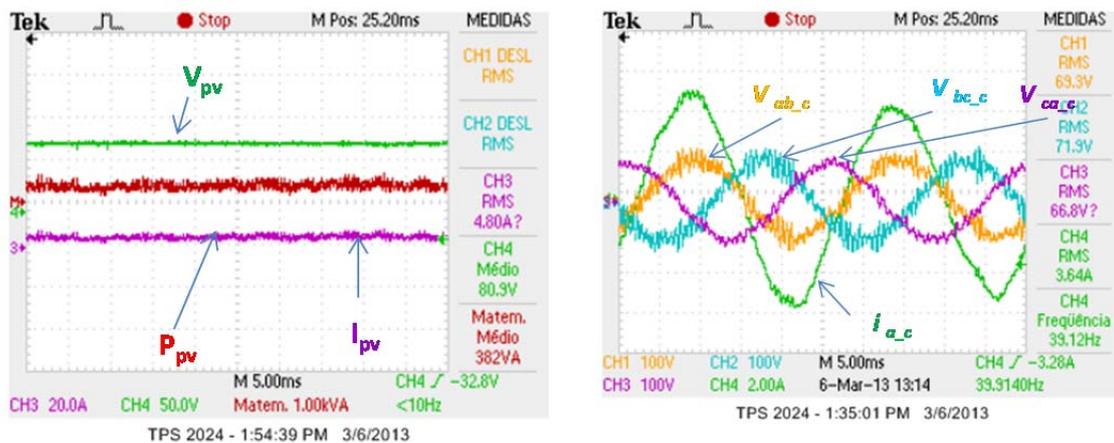


Figura 6.12: Operação ilhada com gerenciamento de carga

6.3.5. Partida isolada do motor

Conforme explicitado no Capítulo 2, este trabalho pode ser aplicado nas comunidades remotas e pouco povoadas. Muitas vezes, o sistema de suprimento principal pode não estar presente. Além disso, como nessas regiões, o sistema de abastecimento em água é um dos principais problemas. Neste caso, foi verificada experimentalmente a partida do motor com e sem a presença da rede de distribuição.

A Figura 6.13 apresenta a tensão e a corrente do GPV, além da corrente e da tensão do motor durante a partida com a presença da rede de distribuição. A Figura 6.14 apresenta as mesmas grandezas, porém sem a presença da rede. Nota-se um afundamento de tensão de 50% durante 2,5 segundos na Figura 6.14, correspondente à partida isolada. No entanto, a operação em regime dos dois casos é similar.

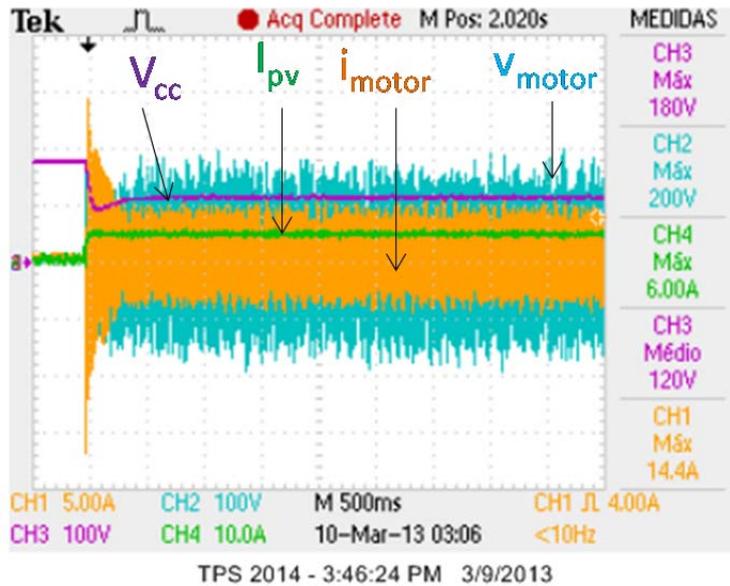


Figura 6.13: Partida do motor com a presença da rede

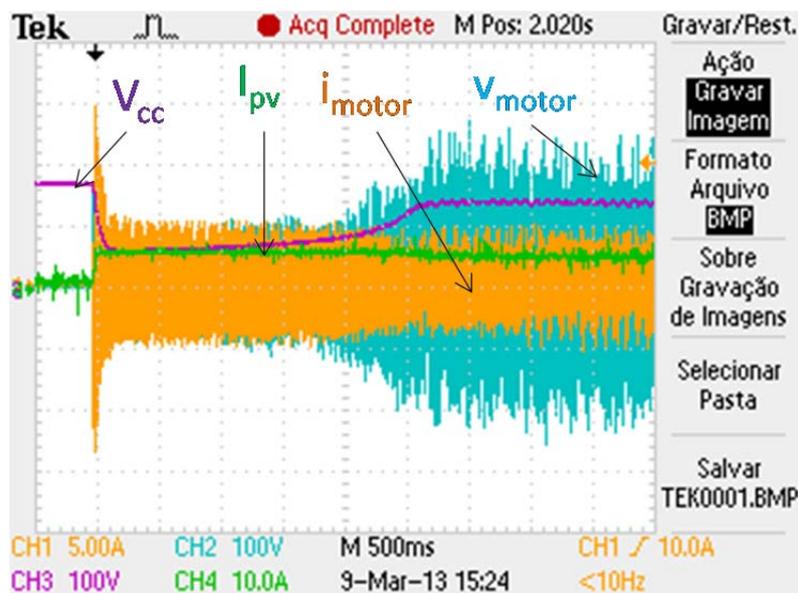


Figura 6.14: Partida do motor sem a presença da rede

6.4. Conclusões parciais

Este Capítulo apresentou a validação do sistema proposto. Com o sistema de instrumentação desenvolvido e a implementação em DSPs do controle, foi possível comprovar a operação e a flexibilidade efetiva da configuração proposta. Foi possível

comprovar experimentalmente todos os modos de operação apresentados no Capítulo 2 e simulados no Capítulo 5.

Capítulo 7

Conclusões e Considerações Finais

7.1. Conclusões

Este trabalho trouxe sua contribuição na operação flexível dos sistemas fotovoltaicos interconectados e/ou isolados através de modos de operações distintos. Sabe-se que os sistemas distribuídos em geral e os sistemas fotovoltaicos em particular funcionam melhor quando a rede de fornecimento principal estiver presente, devido principalmente ao circuito de sincronismo. A configuração proposta proporciona uma melhoria substancial operacional dos sistemas de geração fotovoltaica, principalmente nas regiões onde o sistema de suprimento principal apresenta problemas na continuidade de fornecimento.

O Capítulo 2 identificou as limitações operacionais dos sistemas fotovoltaicos de um único inversor, principalmente durante ilhamentos. Foi visto que os sistemas atuais, apesar de funcionarem adequadamente quando interconectados à rede ou quando dimensionados para suprir cargas isoladas, apresentam limitações quando operados em modo ilhado. Além de não garantirem a operação no ponto de potência máxima, também podem cessar de operar em função da severidade do ilhamento e da natureza da carga a ser suprida.

O capítulo citou também toda a problemática envolvendo os sistemas isolados, principalmente as dificuldades relacionadas ao sobredimensionamento e à intermitência.

Foi visto que a solução usualmente adotada para fazer frente tanto aos problemas decorrentes dos ilhamentos como também às dificuldades encontradas durante o ilhamento é a utilização de baterias como forma de armazenamento de energia fotovoltaica. No entanto, a utilização de baterias, além da baixa eficiência e dos custos de instalação e manutenção dispendiosos, também apresenta muitos riscos ambientais e ameaças para a saúde pública, principalmente nos países em desenvolvimento.

Foi proposta, então, uma configuração que não necessita de um sistema de armazenamento, que consegue operar tanto nos sistemas interconectados como também nos sistemas isolados (quando ocorre ilhamento), e que garante a operação no ponto de potência máxima em ambos os casos. Esta configuração baseada na topologia do conversor “*back-to-back*” permite a operação com tensão e frequência nominais quando a rede está presente e a operação em frequência e tensão fixas (conversor #1) e tensão e frequência variáveis (conversor #2) na ocorrência de ilhamento. Além disso, garante transição suave entre os diferentes modos de operação.

Foram apresentadas também algumas aplicações da configuração proposta, principalmente nos meios rurais e isolados dos países em desenvolvimentos onde a utilização dessa tecnologia pode ser uma alternativa viável na luta a favor da erradicação da pobreza e no abastecimento das populações isoladas, tanto em energia elétrica como também em água e outras necessidades básicas (conservação de vacinas, iluminação, saúde, escolas, etc.).

O Capítulo 3 estabeleceu um estudo comparativo de diversas tecnologias voltadas para a fabricação dos painéis fotovoltaicos já desenvolvidos ou em andamento. As tecnologias de silício cristalino são mais utilizadas, devido principalmente à abundância do material utilizado e ao domínio do processo de fabricação. Ainda assim, o rendimento das células é baixo. A tecnologia de terceira geração, dominada pelas células orgânicas, possibilitará uma acessibilidade maior à energia solar devido a sua simplicidade na fabricação, apesar da sua baixa eficiência. As tecnologias de películas finas, associado com a utilização das células heterojunções, apesar do seu alto custo, podem ser uma alternativa viável para a sustentabilidade do mundo fotovoltaico.

No Capítulo 3, foi ainda apresentado o problema envolvendo a característica das células fotovoltaicas. Foi desenvolvido um modelo de células baseado na identificação de cinco parâmetros da equação da corrente da célula. Essa identificação foi feita a partir dos dados fornecidos pelo fabricante e o algoritmo da condutância incremental. O modelo desenvolvido leva em consideração as variações da intensidade da irradiação (G) solar e da temperatura (T). Com os resultados obtidos, foi possível levantar as curvas $I - V$ e $P - V$ do gerador fotovoltaico composto por painéis solares de Kyocera KC 130 montado no laboratório para diversos valores e G e T.

O Capítulo 4 detalhou o princípio do controle do PWM-VSC por fonte de tensão e por fonte de corrente. O controle por fonte de corrente apresenta melhores resultados para a interconexão do sistema de geração distribuída de baixa potência à rede elétrica. O controle por fonte de tensão é mais apropriado para sistemas isolados. Foi feita também a análise do algoritmo MPPT para conversores de um único estágio de adaptação. Apesar de terem tensão mais baixa no elo de corrente contínua, os conversores de um único estágio propiciam perdas menores e custos reduzidos devido à ausência do conversor CC-CC. Foi discutido também o problema do ilhamento que é o principal desafio dos sistemas fotovoltaicos interconectados.

Foram apresentados ainda os métodos de detecção de ilhamentos e algumas considerações sobre as soluções usualmente adotadas para manter os sistemas fotovoltaicos operando em modo ilhado.

No Capítulo 5, foi apresentada a aplicação da topologia “*back-to-back*” em sistemas fotovoltaicos, com objetivo de propor uma operação flexível dos sistemas fotovoltaicos na ocorrência de ilhamento. O sistema de controle adotado foi subdividido em dois subsistemas: um controle principal e um controle auxiliar. O que permite a operação do sistema em três modos diferentes. O controle principal assegura a operação do sistema em modo interconectado (com desativação da carga isolada) e padrão (ativação dos dois conversores). Esse sistema é implementado por controle de corrente discutido no capítulo 4 a partir da transformação estacionária dq. A transformada dq, apesar das suas limitações na compensação de harmônicos torna-se uma grande vantagem na medida em que possibilita o ajuste mais simples dos controladores PI para minimizar os erros de regime permanente. Além disso, o controle permite o

desacoplamento das potências ativa e reativa, que podem ser controlados independentemente.

O sistema de controle auxiliar garante a continuidade de operação do sistema no ponto de potência máxima durante o ilhamento através do controle escalar (conversor #2) e do controle de tensão e frequência fixas (conversor #1). Porém, neste caso específico, o conversor #1 deve ser desconectado automaticamente quando a potência do GPV fica abaixo de 50% da potência nominal por meio de um dispositivo de gerenciamento de cargas.

Foi feita a análise detalhada por meio de simulações computacionais do comportamento das correntes e tensões dos conversores para operação interconectada, injetando potência ativa e posteriormente potência reativa. Em seguida foi mostrada operação interconectada com deficiência na geração solar. Além disso, foi apresentado o comportamento dos conversores operando em modo ilhado.

A partida do motor é assegurada pelo sistema interconectado e o funcionamento em regime permanente pode ser garantido pelo GPV, de acordo com as condições climáticas. Esse tipo de carga permite sempre a operação no ponto de potência máxima, mesmo na operação isolada, garantindo a relação tensão/frequência constante (controle escalar).

Foi mostrado também que dependendo das condições de insolação e de temperatura, o conversor #2 deve ser desconectado através de um sistema de gerenciamento de cargas para o suprimento adequado do motor.

O Capítulo 6 apresentou as validações experimentais do sistema proposto. Foi montado um protótipo experimental de 1,1 kW no Laboratório de Eletrônica de Potência e Média Tensão da COPPE. Foi possível a comprovação experimental de todos os cenários apresentados nas simulações. Além disso, foi provado que a capacidade de geração fotovoltaica nas regiões tropicais (caracterizada por altos índices de irradiação solar) é limitada pela temperatura dos módulos. Finalmente, foram verificadas as condições da partida do motor (considerada aqui como sendo a carga prioritária) com e sem a presença do sistema de suprimento principal.

7.2. Contribuições

Considerando a utilização de um conversor “*back-to-back*” associado um sistema de controle adequado, foi proposta uma configuração que permite tanto a operação isolada como a operação conectada à rede dos sistemas fotovoltaicos. Esta configuração possibilita o aproveitamento da energia do sol em três modos distintos. Com base nessa estrutura, foi possível a aplicação de sistemas de controle que propiciam a operação no ponto de potência máxima e flexível dos sistemas fotovoltaicos em modos ilhados.

O sistema proposto proporciona uma melhoria na flexibilidade operacional do sistema de geração fotovoltaico, visto que evita os problemas associados com a utilização de armazenamento temporário de energia. Além disso, os problemas de intermitência e de sobredimensionamento associados aos sistemas isolados também são evitados.

Mais ainda, com a configuração proposta, os problemas decorrentes da desconexão por carga leve minimizam os prejuízos do consumidor produtor, na medida em que ele continuará com a sua carga isolada conectada na geração fotovoltaica (se as condições climáticas permitirem), mesmo diante da necessidade de desligamento por carga leve.

Esse trabalho pode ser aplicado nos sistemas irrigação e bombeamento, principalmente no meio rural onde a rede elétrica se caracteriza por apresentar um baixo nível potência de curto circuito (rede fraca) ou mesmo ser ausente. Os resultados obtidos com motor de indução trifásico comprovaram que os sistemas fotovoltaicos podem ser uma alternativa viável e eficiente para o campo da irrigação, bombeando água em função das condições climáticas.

Foi visto que o conversor híbrido pode ser uma alternativa tecnicamente aceita e economicamente viável para a montagem e comissionamento da topologia proposta. Além disso, ficou comprovada a confiabilidade e a flexibilidade do sistema proposto na ocorrência de ilhamento e em situações de deficiência na geração fotovoltaica.

7.3. Trabalhos Futuros e Perspectivas

7.3.1. Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros, espera-se:

Montar um protótipo experimental para realizar testes que poderão contribuir na definição dos códigos de rede da interconexão da geração fotovoltaica no sistema de distribuição nacional.

O modelo desenvolvido também será validado com outras cargas como compressores de ar.

Outro desafio é estudar a viabilidade de partir o motor sem a necessidade da conexão da rede. Nesse aspecto, estudos de acionamento de motores de indução através da energia solar fotovoltaica (partida suave) estão em andamento.

7.3.2. Perspectivas

Os sistemas fotovoltaicos que antes eram utilizados apenas quando não haviam outras opções de suprimento, como no caso dos satélites e outras aplicações espaciais, representam uma das apostas do futuro energético do planeta.

A energia solar, que antes era visto apenas como sendo uma fonte ecologicamente correta, um *affair* reservado aos ambientalistas, tornou-se atualmente um produto economicamente viável (quando começou a sua associação com a eletrônica de potência) e movimenta atualmente mais de 80 bilhões de dólares por ano e cria mais de 500.000 empregos diretos ao redor do planeta. Os sistemas fotovoltaicos isolados ainda são muito utilizados como principal fonte de energia elétrica principalmente nas regiões isoladas, pouco povoadas e/ou de difícil acesso. A eletrônica de potência permitiu a expansão da energia solar fotovoltaica na medida em que favoreceu seu uso adequado e a possibilidade de interconexão com a rede elétrica de baixa e média tensão. As legislações atuais permitem que qualquer consumidor instale uma geração solar distribuída e interconectá-la com a rede de distribuição.

Os sistemas fotovoltaicos isolados ainda são muito utilizados como principal fonte de energia elétrica principalmente nas regiões isoladas, pouco povoadas e/ou de difícil acesso, porém funcionam melhor quando estão interconectados à rede. Contudo a parcela da energia solar ainda é desprezível comparada com as outras fontes de energia.

A energia proveniente do sol, apesar da sua particularidade de ser descentralizada, representa menos de 1% da potência energética mundial mista. Atualmente mais de $\frac{3}{4}$ dos países do planeta fazem parte do bloco do cinturão solar. E curiosamente a participação desses países representou até 2009 apenas 9% da potência solar instalada no mundo.

Com a queda contínua dos preços; com a entrada iminente de programas como o do plano solar do mediterrâneo (*Mediterranean Solar Plan-MSP* - um projeto no qual a África cedeu parte do seu território para a Europa explorar mais de 20 GW de energia solar, e em contrapartida receberá transferência de tecnologia); e, com uma maior participação dos países membros do cinturão do sol, espera-se que a energia solar ganhe mais espaço na matriz energética mundial, não como alternativa, mas como uma Fonte de Energia Auxiliar (FAE) ao lado de outras fontes. Além disso, a aplicação da energia solar para irrigação e bombeamento, além de ser uma das formas mais ecologicamente corretas para armazenamento de energia, permitirá a recuperação de áreas semiáridas e desérticas que antes de tudo primam pela abundância do sol, como é o caso da nossa Savana.

Referências Bibliográficas

- [1] THERESA L. JESTER, “Crystalline Silicon Manufacturing Progress”, Photovoltaics: Research and Applications, Vol 10, PP 99–106, 2002;
- [2] HAHN, G.; SEREN, S.; KAES, M.; SCHONECKER, A., “Review on Ribbon Silicon Techniques for Cost Reduction” in PV Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 1, PP 972–975, May 2006;
- [3] UNITED NATIONS, “Kyoto Protocol to The United Nations Framework Convention on Climate Change”, Disponível em: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>, 1998, acessado em 01 de maio 2009;
- [4] EPIA AND GREENPEACE, “Solar Generation 6“ ,Disponível em <http://www.epia.org/publications/photovoltaic-publications-global-market-outlook.html>, acessado em 30 de outubro 2011;
- [5] YEARLY SUM OF GLOBAL IRRADIANCE , Disponível em “http://meteonorm.com/fileadmin/user_upload/maps/gh_map_world_v7.png”, acessado em 20 dec 2009;
- [6] PHOTON - THE PHOTOVOLTAIC MAGAZINE INTERNATIONAL “Cell production hits 7,9 GW” , www.photon-international.com, March 2009;
- [7] EPIA, Global Market Outlook For Photovoltaics Until 2015, Disponível em “<http://www.epia.org/publications/photovoltaic-publications-global-market-outlook.html>”, acessado em 30 de outubro 2011;
- [8] G. MAZZANTI; E. SANTINI, DONATELLA; and Z. ROMITO; “Towards Grid Parity of Solar Energy in Italy: the Payback Time Trend of Photovoltaic Plants

- during the Last Years”; IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego , 22-26 July 2012;
- [9] G. MAZZANTI; E. MALMUSI; “The so-called “Conto Energia”: an effective incentive to the use of photovoltaic energy in Italy”, International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP 2011), Ischia (Italy) 14-16 June 2011;
- [10] EPIA, EPIA-market-report-2011 ,Disponível em “http://www.epia.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/EPIA_docs/publications/epia/EPIA-market-report011.pdf&t=1330017111&hash=6423e7e63d2f49b0951c8f82a6042728” , acessado em 20 de fevereiro de 2012;
- [11] Empresa de Pesquisa Energética – EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”; Disponível em; “http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf”; acessado em 20 de Março de 2012;
- [12] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST “SEÇÃO 3.7 - ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA”; Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Abril 2012;
- [13] IEEE Std. 1547, “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” 2003;
- [14] IEC 61727, Photovoltaic Systems; “Characteristics of the Interface Utility, Dezembro 2004;
- [15] DIN VDE 0126-1-1, “Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid”, Fev. 2006;
- [16] ERDF-NOI-RES_13E, “Protections des installations de production raccordées au réseau public de distribution Identification”, June 2006;
- [17] IEEE std 929-2000, IEEE Recommended Practice for utility Interface of Photovoltaic Systems, April 2000;

- [18] UL Std 1741 Inverters, Converters, and Controllers for Use in Independent Powers Systems, Underwriters Laboratories Inc, US. 2000;
- [19] IEEE Std. 1547.1-2005, “Standard Conformance Test Procedures for equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” IEEE, July 2005;
- [20] IEC Std. 62 116, “Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters”, 2008;
- [21] BOWER, W.; ROPP, M., “Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility-interactive power systems”, Task V Report IEAPVPS T5-09, March 2002;
- [22] FRANCISCO JOSÉ PAZOS, “Power Frequency Overvoltages Generated by Solar Plants”, 20th CIRED, Prague, 8-11 June 2009;
- [23] T. TRAN-QUOC, T.M.C. LE, C. KIENY, S. BACHA, “Behaviour of Grid-Connected Photovoltaic Inverters in Islanding Operation”; IEEE Trondheim PowerTech; 2011;
- [24] REMUS TEODORESCU, MARCO LISERRE, PEDRO RODRIGUEZ, “Grid Converters for photovoltaic and Wind Power Systems” John Willey & Sons, 2011;
- [25] IRVIN J. BALAGUER; QIN LEI, SHUITAO YANG, UTHANE SUPATTI, FANG ZHENG PENG, “Control for Grid-Connected and Intentional Islanding Operations of Distributed Power Generation”, IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 58, NO. 1, JANUARY 2011;
- [26] IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electric power systems. IEEE Standard 519, 1992;
- [27] SNYMAN, D.B.; ENSLIN, J.H.R.; “Simplified maximum power point controller for PV installations “; Conference Record of the Twenty Third IEEE; pp 1240-1245, May 1993;

- [28] ARNEDO, L.; DWARI, S.; BLASKO, V.; PARK, S., “ 80 kW Hybrid Solar Inverter for Standalone and Grid Connected Applications”, In Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), PP 270-276, Orlando, FL, Feb, 2012;
- [29] ANNE LABOUE, “Energie Solaire Photovoltaïque » ;3a Edição, DUNOD, 2008;
- [30] HAO QIAN, JIANHUI ZHANG, JIH-SHENG LAI, WENSONG YU , "A High-Efficiency Grid-Tie Battery Energy Storage System," IEEE Transactions on Power Electronics, vol.26, no.3, pp.886-896, March 2011;
- [31] JUAN MANUEL CARRASCO, LEOPOLDO GARCIA FRANQUELO, JAN T. BIALASIEWICZ et al., “Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey”, IEEE Transactions On Industrial Electronics, Vol. 53, No. 4, August 2006;
- [32] JACQUELINE BIANCON COPETTI; MARIO HENRIQUE MACAGNAN; “Baterias em Sistemas Solares Fotovoltaicos”; I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar; Fortaleza, 8 a 11 de abril de 2007;
- [33] P. Y. LIM; C. V. NAYAR; “Control of Photovoltaic-Variable Speed Diesel Generator Battery-less Hybrid Energy System”; IEEE International Energy Conference, 2010;
- [34] JOHAN H. R. ENSLIN; MARIO S. WOLF, DANIEL B. SNYMAN; AND WERNHER SWIEGERS, “Integrated Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Converter”; IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 44, NO. 6, DECEMBER 1997;
- [35] OONA NANKA-BRUCE, “The socio economic drivers of rural electrification in Sub-Saharan Africa” Department of Economics, University of Surrey August 2010”;
- [36] B. VAN CAMPEN, D. GUIDI AND G. BEST , “Solar Photovoltaics for Sustainable Agriculture and Rural Development”, Environment and Natural Resources Working Paper No. 2, FAO, Rome, 2000;

- [37] IVAN KATIĆ; PER HENRIK PEDERSEN; EMIL JACOBSEN; “Standalone cool/freezing cluster driven by solar photovoltaic energy”, Danish Technological Institute, December 2010;
- [38] HAZIM QIBLAWEY, FAWZI BANAT; QAIS AL-NASSER; “Performance of reverse osmosis pilot plant powered by Photovoltaic in Jordan”, ScienceDirect Renewable Energy, 2011;
- [39] NDIAYE, ALY; “Produção Agroecológica Integrada e Sustentável – PAIS”, disponível em <http://www.fbb.org.br/acoes-programas/trabalho-renda/pais.htm>, acessado em 20/12/2012;
- [40] RICHARD M. STEPHAN, “Acionamento, Comando e Controle de Máquinas Elétricas”, UFRJ, WEG, 2009;
- [41] C. CHEN, D. DIVAN, and D. NOVOTNY; “A single phase to three phase power converter for motor drive”; IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, vol. 1, pp. 639 – 646, October 1992;
- [42] M. D. BELLAR; J. L. S. NETO; M. AREDES, and L. G. B. ROLIM; “Topology selection of ac motor drive systems with soft-starting for rural applications,” IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2005;
- [43] P. N. ENJETI and A. RAHMAN, “A new single-phase to three-phase converter with active input current shaping for low cost ac motor drives,” IEEE Trans. on Ind. Application, vol. 29, pp. 806–813, July/August 1993;
- [44] H. DOUGLAS AND M. MALENGRET; “Symmetrical PWM with a split-capacitor single-phase to three-phase converter for rural electrification,” IEEE, pp. 289–293, 1998;
- [45] FRANCISCO KLEBER A.L “Aerogeradores baseado em máquina de indução duplamente alimentada – Suportabilidade para afundamento de tensão” Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, 2009;

- [46] Cavalcanti, M.C.; Azevedo, G.M.S.; Amaral, B.A.; Neves, F.A.S.; “A Photovoltaic Generation System with Unified Power Quality Conditioner Function” ; 31st IEEE Industrial Electronics Society, IECON; Raleigh 2005;
- [47] ALAAN U.,B.,B.; “Otimização Do Acoplamento De Geradores Fotovoltaicos A Motores De Corrente Alternada Através De Conversores De Frequência Comerciais Para Acionar Bombas Centrifugas”, Tese de Doutorado, USP 2006;
- [48] VITORINO, M.A.; DE ROSSITER CORREA, M.B.; JACOBINA, C.B.; LIMA, A.M.N., “An Effective Induction Motor Control for Photovoltaic Pumping”, Industrial Electronics, IEEE Transactions on Volume: 58, 2011;
- [49] FEDRIZZI, M. C. “Sistemas Fotovoltaicos de Abastecimento de Água para Uso Comunitário: Lições Apreendidas e Procedimentos para Potencializar sua Difusão”; Tese de Doutorado, USP 2003;
- [50] JIANHUA ZHAO, AIHUA WANG, PATRICK CAMPBELL, AND MARTIN A. GREEN, “A 19.8% Efficient Honeycomb Multicrystalline Silicon Solar Cell with Improved Light Trapping” , IEEE Transactions on Electronic Devices, Vol. 46, No. 10, October 1999;
- [51] HENLEY, F.J.; “Kerf-free wafering: Technology overview and challenges for thin PV manufacturing”, 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), San Jose; June 2010;
- [52] SHUI-YANG LIEN; YU-CHIH OU.; et al. “Fabrication and characterization silicon thin film solar cells deposited by HF-PECVD”, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th IEEE, PP 1545-1548 November 2010;
- [53] JANSEN, K.W.; KADAM, S.B.; GROELINGER, J.F.; “The Advantages of Amorphous Silicon Photovoltaic Modules in Grid-Tied Systems” Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Vol 2, PP 2363–2366, May 2006;
- [54] TINA, G.M.; ABATE, R.; “Experimental verification of thermal behaviour of photovoltaic modules”, Electrotechnical Conference, The 14th IEEE Mediterranean, MELECON 5-7 May 2008;

- [55] OSTERWALD, C.R.; ADELSTEIN, J.; “Comparison of Degradation Rates of Individual Modules Held at Maximum Power”, Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on, Volume2, May 2006;
- [56] STRADINS, P. “Staebler-Wronski defects: Creation efficiency, stability, and effect on a-Si:H solar cell degradation” Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2010 35th, 20-25 June 2010;
- [57] NREL; “Record Makes Thin-Film Solar Cell Competitive with Silicon Efficiency” disponível em: www.nrel.gov/news/press/2008/574.html, acessado em 10 Nov 2011;
- [58] VASILIS M.FTHENAKIS; “Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 8, Issue 4, , PP 303-334, August 2004;
- [59] KING, R. R.; LAW, D. C.; EDMONDSON, K. M.; FETZER, C. M.; KINSEY, G. S.; YOON, H.; SHERIF, R. A.; KARAM, N. H., “40% efficient metamorphic GaInP/GaInAs/Ge multijunction solar cells”, Spectrolab, Inc., 12500 Gladstone Ave., Sylmar, California 2007;
- [60] BARNETT, A.; HONSBURG, C. et ; “50% Efficient Solar Cell Architectures and Designs” ;Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Volume 2, Page(s):2560 – 2564, May 2006;
- [61] HAMAKAWA, Y.; “30 years trajectory of a solar photovoltaic research” Photovoltaic Energy Conversion, 2003; Proceedings of 3rd World Conference on, May 2003;
- [62] Entreprise Spectrolab spécialiste des concentrateurs solaires photovoltaïques terrestres – voir la rubrique très enrichissante “ Frequently Asked Questions” disponible sur : www.spectrolab.com;
- [63] M. OUKACHMIH, P. DESTRUDEL, I. SEGUY, G. et all ; “New organic discotic materials for photovoltaic conversion”, Solar Energy Materials and Solar Cells, Volume 85, Issue 4, Pages 535-543, February 2005;

- [64] KIPPELEN, B.; “Organic Photovoltaics”, Lasers and Electro-Optics, 2007. CLEO 2007. Conferenc eon, May 2007;
- [65] BRYCE SYDNEY RICHARDS, “Novel Uses of Titanium Dioxide for Silicon Solar Cells”, Tese de doutorado, School of Electrical engineering, University of New South Wales Sydney, Abril de 2002;
- [66] SEIGO ITO, MOHAMMAD K. NAZEERUDDIN et all; “Fabrication of thin film dye sensitized solar cells with solar to electric power conversion efficiency over 10%”, Thin Solid Films, Volume 516, Pages 4613-4621; May 2008;
- [67] Konarka Organic Thin-Film Solar Cell Modules, disponível em: “<http://www.ubergizmo.com/2009/02/konarka-organic-thin-film-solar-cell-modules/>”, acessado em 02/03/2012;
- [68] D. SERA, R. TEODORESCU, P. RODRIGUEZ, “Pv panel model based on datasheet values,” Industrial Electronics, 2007”, ISIE 2007. IEEE International Symposium on, pp. 2392-2396, June 2007.
- [69] G. VOKAS, A. MACHIAS, J. SOUIS, “Computer modeling and parameters estimation for solar cells”, Electrotechnical Conference, 1991. Proceedings., 6thMediterranean, vol. 1, pp. 206-209, May 1991;
- [70] W. XIAO, W. DUNFORD, A. CAPEL, “A novel modeling method for photovoltaic cells”, Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual, vol. 3, pp. 1950-1956, June 2004;
- [71] I. ALTAS, A. SHARAF, “A photovoltaic array simulation model for matlab-simulink gui environment,” Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on, pp. 341-345, May 2007;
- [72] ROGERS DEMONTI, “Processamento Da Energia Elétrica Proveniente De Módulos Fotovoltaicos”, Tese de doutorado INEP/UFSC, Fevereiro 2003;

- [73] D. CHAN; J. PHANG, “Analytical methods for the extraction of solar cell single- and double-diode model parameters from i-v characteristics,” *Electron Devices, IEEE Transactions on*, vol. 34, no. 2, pp. 286–293, 1987;
- [74] J. GOW AND C. MANNING, “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies,” *Electric Power Applications, IEE Proceedings-*, vol. 146, no. 2, pp. 193–200, 1999;
- [75] G. WALKER, “Evaluating MPPT converter topologies using a matlab pv model,” *Journal of electrical and electronics engineering, Australia*, vol. 21, pp. 49–55, 2001;
- [76] VILLALVA, M. G.; “Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede Elétrica”, Tese de Doutorado; FEEC / UNICAMP, Outubro de 2010;
- [77] FREDE BLAABJERG, ZHE CHEN, SOEREN BAEKHOEJ KJAER, “Power Electronics as Efficient Interface in Dispersed Power Generation Systems”, *IEEE Transaction on Power Electronics*, Vol. 19, No. 5, pp. 1184-1194, September 2004;
- [78] AKAGI, H., WATANABE, E.H, AREDES, M. “Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning”, John Willey & Sons, 2007;
- [79] F. BLAABJERG, R. TEODORESCU, Z. CHEN, AND M. LISERRE, “Power converters and control of renewable energy systems”, in *Proc. 6th Int. Conf. Power Electron.*, vol. 1, pp. 1–20, October, 2004,
- [80] J. M. A. MYRZIK AND M. CALAIS, “String and module integrated inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems—A review”, in *Proc. IEEE Power Tech. Conf.*, pp. 430-437; Bologna, June 2003;
- [81] TSAI-FU WU; CHIH-HAO CHANG, LI-CHIUN LIN, CHIA-LING KUO, “Power Loss Comparison of Single- and Two-Stage Grid-Connected Photovoltaic Systems” *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, VOL. 26, NO. 2, JUNE 2011;

- [82] FANGRUI LIU, SHANXU DUAN, FEI LIU, BANGYIN LIU, AND YONG KANG, "A variable step size inc MPPT method for PV systems", IEEE Trans. On industrial electronics, vol. 55, no. 7, pp.2622-2628, July 2008;
- [83] SAFARI. A; S. MEKHILEF "Simulation and Hardware Implementation of Incremental Conductance MPPT with Direct Control Method Using Cuk Converter" IEEE transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, Issue 4, 1154 - 1161, 2011;
- [84] HOHM D.P, ROPP M.E, "Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test Bed", Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference Record, 2000;
- [85] A. BRAMBILLA, M. GAMBARARA, A. GARUTTI, AND F. RONCHI, "New approach to photovoltaic arrays maximum power point tracking," in 30th Annual IEEE Power Electron. Specialists Conf., pp. 632-637; 1999;
- [86] G. J. YU, Y. S. JUNG, J. Y. CHOI, I. CHOY, J. H. SONG, AND G. S. KIM, "A novel two-mode MPPT control algorithm based on comparative study of existing algorithms," in Conf. Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conf., 2002, pp. 531-1534;
- [87] K. KOBAYASHI, I. TAKANO, AND Y. SAWADA, "A study on a two stage maximum power point tracking control of a photovoltaic system under partially shaded insolation conditions," in IEEE Power Eng. Society General Meeting, 2003, pp. 2612-2617;
- [88] E. N. COSTOGUE AND S. LINDENA, "Comparison of candidate solar array maximum power utilization approaches," in Intersociety Energy Conversion Eng. Conf., 1976, pp. 1449-1456;
- [89] JAE HO LEE, HYUNSU BAE AND BO HYUNG CHO; "Advanced Incremental Conductance MPPT Algorithm with a Variable Step Size"; EPE-PEMC, Portoro2, Slovenia, pp 603-607; 2006;

- [90] Y.-C. KUO, T.-J. LIANG, AND J.-F. CHEN, "Novel maximum-power-pointtracking controller for photovoltaic energy conversion system," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 48, pp. 594-601, June 2001;
- [91] O. SAMUELSSON, N. STRÅTH, "Islanding detection and connection requirements" IEEE Transactions Energy Conversion, 2007;
- [92] C. JERAPUTRA; P. N. ENJETI, "Development of Robust anti- Islanding Algorithm for Utility Interconnection of distributed fuel cell power generation", IEEE Transactions on Power Electronics, pp. 1163-1170, September 2004;
- [93] MORENO MARTINEZ, RODOLFO MANUEL, "Estudo de técnicas de controle de fluxo de potência e de gerenciamento de ilhamento em sistemas de geração distribuída com interfaces eletrônicas de potência para conexão com a rede elétrica", Tese de doutorado, Campinas, 2010;
- [94] MOHAN, N.; UNDELAND, T., M.; ROBBINS, W. P; "Powers Electronics, Converters, Applications and Design", second Ed, John Willey & Sons, 1995;
- [95] R. MECOUMA , B.AZOUI ,M.CHAABANE; "Three-Phase Grid Connected Inverter for Photovoltaic Systems, a Review", First International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology, 2012;
- [96] RODRIGUEZ P., CANDELA I., BOGARRA, TEODORESCU S. R. AND F. BLAABJERG, "Current Harmonics Cancellation in Three-Phase Four-Wire Systems by Using a Four-Branch Star Filtering Topology", IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 24, no. 8, , pp. 1939-1950; August 2009;
- [97] J. KIM and S. SUL; "A Carrier-Based PWM Method for Three-Phase Four-Leg Voltage Source Converters"; IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, vol. 19, no. 1, 2004;
- [98] MIRANDA, ULISSES DE ARAUJO; "Análise e Implementação de Conversores Monofásico-Trifásico"; Dissertação de Mestrado COPPE/UFRJ, Março de 2007;

- [99] HUAFENG XIAO; SHAOJUN XIE; “Transformerless Split-Inductor Neutral Point Clamped Three-Level PV Grid-Connected Inverter”; IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 27, NO. 4, APRIL 2012;
- [100] ABNERY JESÚS ORTIZ RIQUELME; “Contribuições ao controle do STATCOM”; Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ; 2007;
- [101] ADRIAN TIMBUS, MARCO LISERRE REMUS TEODORESCU , PEDRO RODRIGUEZ et all, “Evaluation Of Current Controllers For Distributed Power Generation Systems”, IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 24, No. 3, March 2009;
- [102] M. KARIMI-GHARTEMANI, M. R. IRAVANI; “Measurement of Harmonics/Inter-harmonics of Time-Varying Frequencies,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, nº 1, pp. 23-31; Janeiro de 2005
- [103] M. KARIMI-GHARTEMANI, M. R. IRAVANI, F. KATIRAEI; “Extraction of signals for harmonics, reactive current and network-unbalance compensation,” IEE Proc.-Generation Transmission and Distribution, vol. 152, nº 1, Janeiro de 2005, pp. 137-143;
- [104] R. PREGITZER, T. SOUSA, J. L. AFONSO, L. F. C. MONTEIRO, M. AREDES; “Comparison of Fundamental Positive-Sequence Detectors for Highly Distorted and Unbalanced Systems,” (Proc. CD-ROM) CEE'05 IEEE 1st International Conference on Electrical Engineering, Coimbra, Portugal;
- [105] FRIEDRICH FRÖHR Y FRITZ “Orttenburger Introducción al Control Electrónico”; Siemens Aktiengesellschaft, Berlin & Marcombo S.A., Barcelona 1986;
- [106] Stefan Preitl, Radu-Emil Precup, “An extension of tuning relations after symmetrical optimum method for PI and PID controllers”, Elsevier Science, 1999;
- [107] WERNER LEONHARD; “Control of Electrical Drives”, Third Edition, Springer-Verlag, Third Edtion, Berlin, 2001.

- [108] SEMIKRON: “Datasheet SKM50GAL123D – Semitrans – IGBT, Three Phase Inverter”. Disponível em:
http://www.semikron.com/products/data/cur/assets/SKM50GAL123D_22890017.pdf. Acessado em 01 Jan. 2011, 9:00:00;
- [109] TEXAS INSTRUMENTS: “Data Manual Digital Signal Processors – TMS320F28335”. Disponível em:
<http://www.ti.com/lit/ds/symlink/tms320f28335.pdf>, Acessado em 03 Março. 2011 08:50:00;
- [110] LEM: “Datasheet Voltage Transducer LV 25-P”. Disponível em:
<http://www.lem.com/docs/products/lv%2025-p.pdf>. Acessado em 04 de Março 2011, 13:35:00;
- [111] LEM: “Datasheet Current Transducer LA55-P”. Disponível em:
http://igor.chudov.com/manuals/LEM_LA55-P-Current-Transducer.pdf, cessado em 04 de Março 2011, 13:45:00;
- [112] LEM: “Datasheet Current Transducer HAS100-S”. Disponível em:
http://www.lem.com/docs/products/has50_600s_e.pdf. Acessado em 04 de Março 2011, 13:40:00.

Apêndice A

Esta seção apresenta o projeto do controle de corrente e de tensão. Além disso, são apresentados alguns sinais de controle obtidos a partir dos resultados das simulações do Capítulo 5.

A1. Projeto do controlador de corrente

O controlador de corrente foi projetado utilizando o critério dos módulos ótimos. A Figura A.1 apresenta o lugar das raízes e o diagrama de bode do controlador de corrente em malha aberta da equação (5.13). A função de transferência dessa malha apresenta margem de ganho infinito e margem de fase de 56,3 graus.

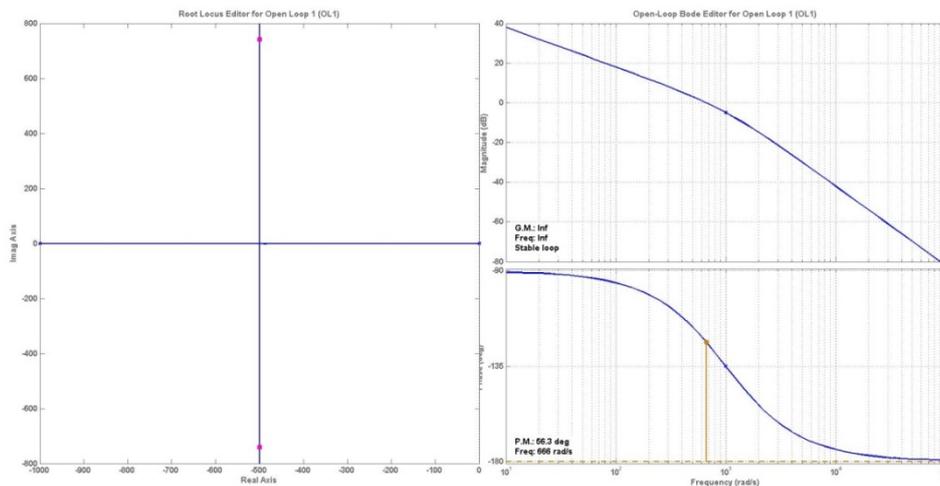


Figura A.1: Lugar das raízes e diagrama de bode da malha de corrente

Com a utilização do método dos módulos ótimos e a fixação do coeficiente de amortecimento ξ em 0,707, obtêm-se dois pólos complexos em $-500 \pm 406,61$. Com

estas condições, $K_{pi}=0,62$ enquanto $T_{ii}=0,15$ s. A Figura A.2 apresenta a resposta ao degrau do controle de corrente.

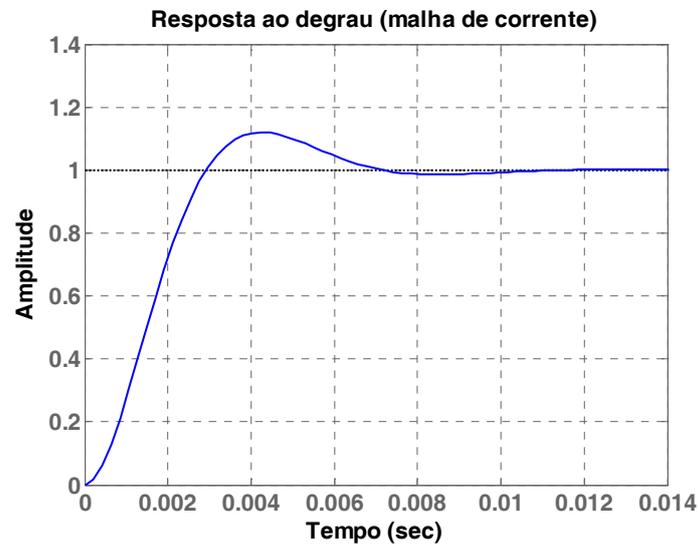


Figura A.2: Resposta ao degrau da malha fechada de corrente

A2. Projeto de controlador de tensão

Para o controle da malha de tensão do elo CC, foram utilizados critérios de otimização em função da simetria devido à existência de um elemento integrador. A Figura A.3 apresenta o lugar das raízes e o diagrama de bode da malha de tensão.

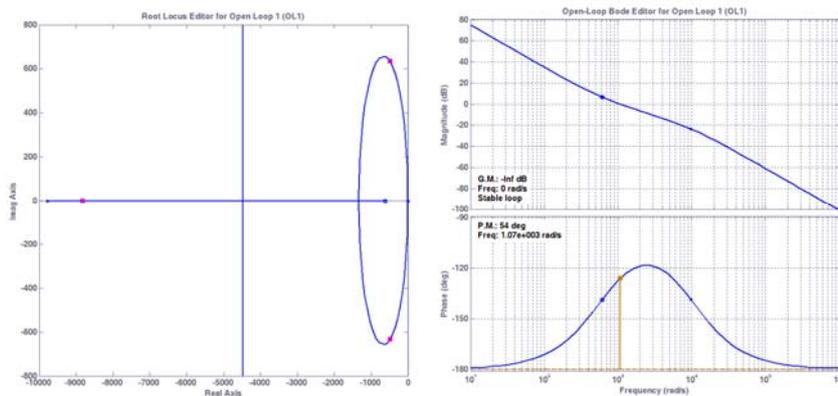


Figura A.3: Lugar das raízes e diagrama de bode da malha de tensão

A equação (5.22) pode ser reescrita no domínio da frequência como:

$$\begin{aligned}
 FT_{ma}(j\omega)_v &= K_{pv}K_{cc} \frac{1}{(j\omega)T_{iv}} \frac{1 + (j\omega)T_{iv}}{1 + (j\omega)T_{eq}} \frac{1}{(j\omega)C} \\
 &= K_{pv}K_{cc} \frac{1 + (j\omega)T_{iv}}{CT_{iv}(j\omega)^2(1 + (j\omega)T_{eq})}.
 \end{aligned} \tag{A.1}$$

Essa malha apresenta margem de ganho infinito. O valor de K_{pv} é escolhido para satisfazer o coeficiente de amortecimento estabelecido. A margem de fase θ_v pode ser obtida a partir de:

$$\angle FT_{ma}(j\omega)_v = -180^\circ + \theta_v, \tag{A.2}$$

$\angle FT_{ma}(j\omega)_v$ pode ser calculada a partir de (A.1):

$$\angle FT_{ma}(j\omega)_v = -180^\circ + \tan^{-1}(\omega T_{iv}) - \tan^{-1}(\omega T_{eq}) = -180^\circ + \varphi_v. \tag{A.3}$$

O ângulo φ_v é positivo para qualquer valor de ω . O valor máximo da margem de fase é obtido quando a derivada desse ângulo em relação à frequência ω é nula. Ou seja:

$$\frac{d\varphi_v}{d\omega} = 0. \tag{A.4}$$

O valor de ω que satisfaz esta condição é:

$$\omega_s = \frac{1}{\sqrt{T_{iv}T_{eq}}}, \tag{A.5}$$

sendo ω_s a frequência característica da função de transferência da malha aberta de tensão.

O ângulo φ_v é então dado como:

$$\theta_v = \tan^{-1} \sqrt{\frac{T_{iv}}{T_{eq}}} - \tan^{-1} \sqrt{\frac{T_{eq}}{T_{iv}}} \quad (\text{A.6})$$

E, a relação entre T_{iv} e T_{eq} pode ser dada de forma explícita como:

$$T_{iv} = T_{eq} \left(\frac{1 + \text{sen}(\theta_v)}{1 - \text{sen}(\theta_v)} \right) \quad (\text{A.7})$$

A malha aberta de tensão tem seu valor de fase máximo na frequência característica ω_s , simétrica entre $1/T_{iv}$ e $1/T_{eq}$.

Na Figura A.3, a margem de fase é 54 graus. Neste caso, a solução de A.7 é $T_{iv} = 9,47T_{eq}$. Ou seja, $a=3,077$.

Com esses critérios, a função de transferência da malha fechada do controle de tensão apresentou um pólo em $-8996,4$ e dois pólos complexos em $-391,8 \pm 600,3i$.

Os valores obtidos para K_{pv} e T_{iv} são $7,27$ e $0,0016$ s, respectivamente. A Figura A.4 apresenta a resposta ao degrau em malha fechada do controle de tensão.



Figura A.4: Resposta ao degrau da malha fechada de tensão

A3. Sinais de Controle

Esta seção apresenta alguns sinais de controle (v_d , v_q , i_d , i_q) do sistema proposto para as simulações apresentadas no Capítulo 5.

Os sinais de controle v_d e v_q são apresentados na Figura A.5. Conforme mencionado no Capítulo 5, O vetor espacial da tensão da rede coincide com o eixo d ($V_s = v_d$ e $v_q = 0$).

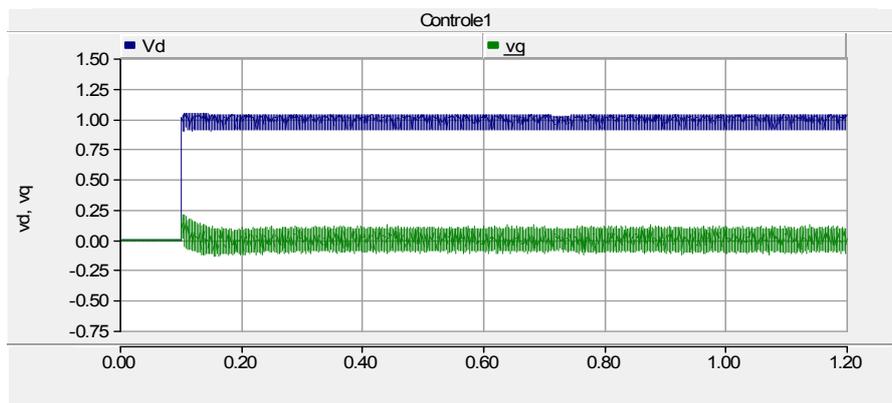


Figura A.5: Sinais de controle v_d e v_q

A Figura A.8 e Figura A.9 mostram os sinais de controle das correntes i_d e i_q para $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e 700 W/m^2 (conforme explicado na seção subsecção 5.3.4).

A Figura A.6 comprova que quando o motor entrou em operação, a potência injetada na rede diminuiu. Observa-se na Figura A.7 que quando a capacidade do GPV ficou reduzida, o sinal de controle de i_d ficou negativo comprovando a transferência de potência da rede para a carga isolada.

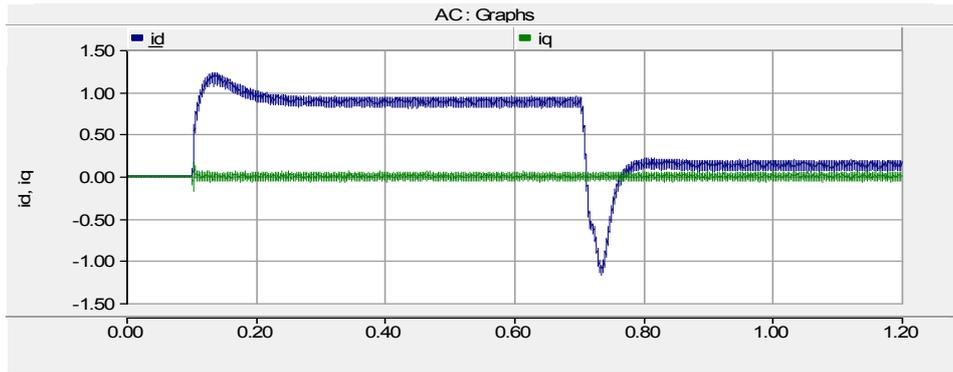


Figura A.8: sinais de controle i_d e i_q durante a operação interconectada e padrão ($G=1000 \text{ W/m}^2$)

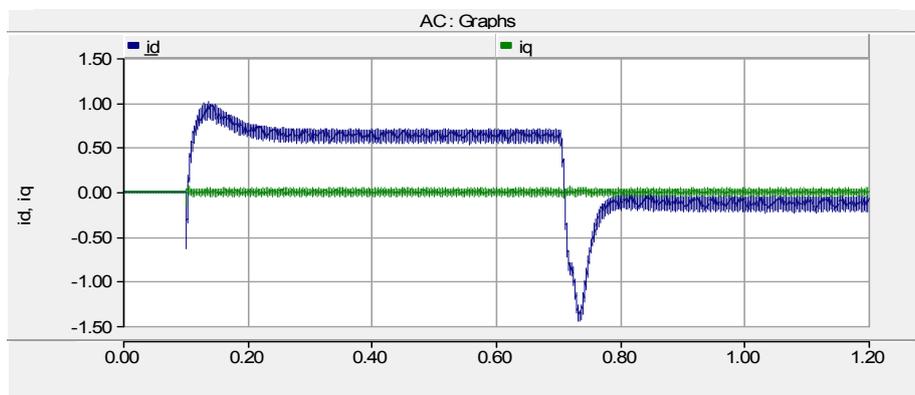


Figura A.9: Controle i_d e i_q durante a operação interconectada e padrão ($G=700 \text{ W/m}^2$)

Finalmente, A Figura A.10 mostra os sinais i_d e i_q quando parte da energia reativa demandada pela carga é compensada pelo conversor #1.

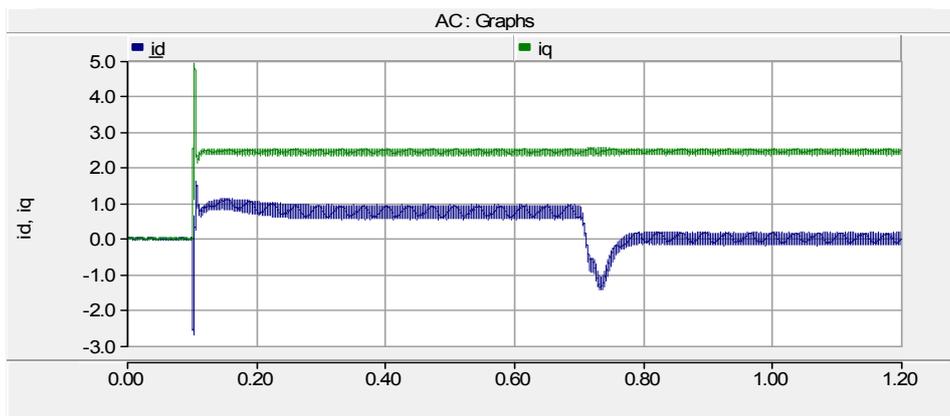


Figura A.10: Controle i_d e i_q durante a operação interconectada e padrão com compensação de potência reativa.