

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DETERMINAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE SEGUIMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA  
DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

por

César Wilhelm Massen Prieb

Tese para obtenção do Título de  
Doutor em Engenharia

Porto Alegre, dezembro de 2011

DETERMINAÇÃO DA EFICIÊNCIA DE SEGUIMENTO DE MÁXIMA POTÊNCIA  
DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

por

César Wilhelm Massen Prieb

Mestre em Engenharia

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Doutor em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arno Krenzinger

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Mário Henrique Macagnan - UNISINOS

Prof. Dr. João Carlos Verneti dos Santos - ULBRA

Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Adriane Prisco Petry - PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Francis Henrique Ramos França  
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 21 de dezembro de 2011

*Para Lucy e Anátia  
Guilherme e Juliete*

## **AGRADECIMENTOS**

Ao professor Arno Krenzinger pela orientação nesta tese e pela inesgotável paciência.

À minha família, Juliete e Guilherme, pelo apoio e compreensão.

Aos colegas alunos do LABSOL Rafael Haag, Alexandre Bühler, Giuliano Rampinelli e Fabiano Gasparin, entre outros, pela colaboração.

Ao acadêmico Nicolas Agostini pelo auxílio na montagem da bancada de testes.

Aos colegas funcionários do PROMEC/DEMEC Paulo Kutter, Julien de Melo, Melina Dick, Maria de Lourdes dos Santos pelo apoio.

Ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e à Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

A todos aqueles que, de uma forma ou de outra, colaboraram para a elaboração desta tese.

## RESUMO

A energia solar fotovoltaica é a forma de produção de eletricidade que mais cresce no mundo. A potência instalada mundial, até o ano de 2010, era de cerca de 40 GW<sub>p</sub> e a previsão é de que, somente em 2011, esta cifra seja aumentada em mais 24 GW<sub>p</sub>. O inversor é o elemento central dos sistemas fotovoltaicos. Além de executar a conversão da energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada, ele também é responsável pelo gerenciamento da energia entregue à rede e pelo seguimento do ponto de máxima potência. O seguimento do ponto de máxima potência (MPPT) é um processo de controle no qual o inversor procura manter o gerador fotovoltaico operando em uma região da sua curva característica na qual o produto corrente × tensão tenha o seu valor máximo, de forma a otimizar a extração de potência do gerador fotovoltaico. A eficiência de MPPT é um número que indica o grau de precisão, tanto em termos de rapidez como de magnitude, com que o seguidor do ponto de máxima potência atinge o seu objetivo. Assim podem ser definidas duas eficiências de MPPT: a eficiência estática, associada a situações em que a irradiância solar permanece constante durante o intervalo considerado, e a eficiência dinâmica de MPPT, que considera os momentos de variação na intensidade da irradiância, resultantes, por exemplo, da passagem de nuvens. As eficiências de MPPT (especialmente a dinâmica) são de difícil determinação, porém a tarefa fica muito facilitada com a utilização de um simulador de arranjos fotovoltaicos. A norma europeia *EN 50530:2010 Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters* propõe uma metodologia para a determinação da eficiência dinâmica de MPPT utilizando perfis variáveis de irradiância a serem programados no simulador de arranjos fotovoltaicos. O objetivo central da tese é fazer uma análise experimental da eficiência dinâmica do seguimento de máxima potência de inversores conectados à rede através da comparação dos resultados de eficiência obtidos seguindo a metodologia definida na norma citada com resultados obtidos a partir de medições em tempo real ao longo de um dia, verificando a adequação da norma às situações de campo. Para a obtenção dos dados de entrada do simulador foram medidas, por diversos dias, a irradiância e temperatura de uma célula de referência. Os inversores foram conectados à saída do simulador de arranjos fotovoltaicos e foram reproduzidas as condições de irradiância e temperatura de três dias selecionados em função do grau de nebulosidade, com comportamento dinâmico semelhante aos perfis de

irradiância da norma. Os resultados foram, na maioria dos casos, discordantes. Uma análise dos resultados parciais de eficiência dinâmica indicou como causa desta discrepância a dependência que a eficiência dinâmica de MPPT tem com a taxa de variação da irradiância. Conclui-se que, embora as seqüências de irradiância propostas pela norma constituam uma eficiente ferramenta para o diagnóstico de eventuais deficiências no comportamento do seguidor de máxima potência de inversores, a média dos valores de eficiência de MPPT calculados a partir delas não pode, em princípio, ser considerada como representativa de valores diários.

Palavras-chave: Inversor; fotovoltaico; MPPT; eficiência.

## ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is the fastest growing electricity source in the world. The worldwide capacity until 2010 was about 40 GW<sub>p</sub> and, by the end of 2011, this figure will be increased by another 24 GW<sub>p</sub>. The inverter is the pivotal element of PV systems. In addition to performing the conversion of electrical energy from direct current to alternating current, the inverter is also responsible for the management of the energy delivered to the grid and for performing the maximum power point tracking. The maximum power point tracking (MPPT) is a control process by which the inverter tries to keep the PV generator operating in a region of its characteristic curve where the product current  $\times$  voltage reaches its maximum value. The MPPT efficiency is a figure that indicates the degree of precision, both in terms of speed and magnitude, that the MPPT reaches its goal. Thus, two MPPT efficiencies can be defined: the static efficiency, associated to situations in which the solar irradiance does not vary during the considered interval, and also the dynamic MPPT efficiency, which considers the variation of the irradiance intensity as a result, for example, of the passage of clouds. MPPT efficiencies (especially the dynamic) are hard to determine, but the task becomes much easier with the use of a photovoltaic array simulator. The European standard *EN 50530:2010 Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters* proposes a methodology for determining the dynamic efficiency of MPPT using variable irradiance profiles to be programmed into the photovoltaic array simulator. The main objective of this thesis is to make an experimental analysis of the dynamic MPPT efficiency of grid connected inverters by comparing the efficiency results obtained by following the methodology defined in the referred standard with results obtained from real time measurements in the course of a day, checking the adequacy of the standard when applied to field situations. In order to obtain the input data for the simulator, the irradiance and temperature of a reference cell were measured for several days. The inverters were connected to the output of the array simulator, which reproduced the conditions of irradiance and temperature for three days selected according to the degree of cloudiness, having a dynamic behavior similar to the standard irradiance profiles. The results, in most cases, disagree. An analysis of partial results of dynamic efficiency indicated the dependence of the dynamic MPPT efficiency to the rate of irradiance change as the cause of this discrepancy. As a conclusion, it can be stated that, although the sequences of irradiance proposed by the standard are an efficient tool for the diagnosis of deficiencies in the behavior

of the MPP tracker, the average efficiency of MPPT calculated from the sequences cannot, in principle, to be considered as representative of the daily values of dynamic MPPT efficiency.

Keywords: Inverter; photovoltaics; MPPT; efficiency.



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1	Objetivos da tese.....	4
1.2	Escopo da tese.....	5
<b>2</b>	<b>SISTEMAS DE CONVERSÃO FOTOVOLTAICA</b> .....	6
2.1	Sistemas autônomos.....	6
2.2	Sistemas conectados à rede de distribuição .....	8
2.3	Configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição.	9
<b>3</b>	<b>GERADORES FOTOVOLTAICOS</b> .....	11
3.1	Células fotovoltaicas.....	11
3.2	Módulos fotovoltaicos .....	13
3.3	Circuito equivalente do gerador fotovoltaico .....	15
3.4	Curva característica $I-V$ .....	17
3.5	Efeito das resistências série e paralela sobre a curva característica $I-V$ .....	19
3.6	Efeito da intensidade da irradiância sobre a curva característica $I-V$ .....	20
3.7	Efeito da temperatura de célula sobre a curva característica $I-V$ .....	21
<b>4</b>	<b>O INVERSOR</b> .....	24
4.1	Classificação dos inversores .....	25
4.1.1	Inversores comutados pela rede.....	25
4.1.2	Inversores autocomutados .....	26
4.2	Características de um inversor.....	28
4.3	Princípio de funcionamento dos inversores.....	28
4.3.1	Inversor de meia ponte.....	28
4.3.2	Inversor de ponte completa.....	29
4.3.3	Inversores multipulsos - modulação PWM.....	31
4.4	Algumas questões técnicas sobre a operação e a segurança de inversores....	35
4.4.1	Separação galvânica (transformador) .....	35
4.4.2	Injeção de corrente contínua na rede .....	37
4.4.3	Capacitância parasita do gerador fotovoltaico e a circulação de correntes de terra.....	38

4.5	Topologias de inversor mais utilizadas.....	41
4.5.1	Inversor com transformador de baixa frequência .....	42
4.5.2	Inversor com transformador de alta frequência .....	42
4.5.3	Inversor sem transformador ( <i>transformerless</i> ) .....	43
<b>5</b>	<b>SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA</b> .....	<b>47</b>
5.1	Algoritmos de seguimento do ponto de máxima potência.....	49
5.1.1	Tensão fixa.....	50
5.1.2	Tensão de circuito aberto.....	50
5.1.3	Corrente de curto-circuito.....	51
5.1.4	<i>Perturb &amp; observe</i> .....	51
5.1.5	Condutância incremental .....	53
5.1.6	Inteligência artificial.....	54
<b>6</b>	<b>EFICIÊNCIA DE INVERSORES</b> .....	<b>56</b>
6.1	Eficiência de conversão .....	56
6.1.1	Causas da redução da eficiência de conversão - perdas nos inversores .....	58
6.2	Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência.....	62
6.2.1	Métodos experimentais de determinação da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência .....	63
6.2.1.1	Chaveamento entre o inversor e um traçador de curvas I-V .....	63
6.2.1.2	Comparação com um módulo de referência calibrado .....	64
6.2.1.3	Utilização do modo manual de seguimento do inversor.....	65
6.2.1.4	Análise de dados medidos .....	65
6.2.1.5	Ensaio com simulador de arranjos fotovoltaicos .....	65
6.3	Eficiência total de inversores.....	66
<b>7</b>	<b>DESENVOLVIMENTO EXPERIMENTAL</b> .....	<b>68</b>
7.1	Aparato instrumental e metodologia para a determinação experimental das eficiências estática e dinâmica de seguimento do ponto de máxima potência .....	69
7.1.1	O simulador de arranjos fotovoltaicos Regatron TopCon Quadro .....	69
7.1.2	O programa SASControl.....	69
7.1.3	Preparação das curvas características no SASControl.....	73
7.1.4	Configuração do arquivo de dados de saída do SASControl.....	75
7.1.5	Criação das seqüências de testes.....	75

7.2	Determinação da eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência.....	75
7.3	Determinação da eficiência dinâmica de seguimento do ponto de máxima potência.....	76
7.4	Determinação experimental da eficiência de conversão.....	80
7.5	Cálculo da eficiência total .....	81
7.6	Simulação ao longo de um dia.....	82
<b>8</b>	<b>RESULTADOS EXPERIMENTAIS .....</b>	<b>83</b>
8.1	Resultados dos ensaios de eficiência do inversor SMA SB3800 .....	84
8.2	Resultados dos ensaios de eficiência do inversor CP Eletrônica CP1000.....	91
8.3	Simulação ao longo de um dia.....	98
8.4	Discussão dos resultados .....	101
<b>9</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>104</b>
9.1	Recomendações para a continuidade da pesquisa .....	108
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>109</b>
	<b>APÊNDICE A .....</b>	<b>117</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Evolução da potência instalada acumulada de sistemas autônomos e conectados à rede entre 2000 e 2010 [EPIA, 2011a].....	2
Figura 1.2	Evolução horária do percentual de penetração das energias solar fotovoltaica (ciano) e eólica (vermelho) sobre a geração de eletricidade da Alemanha ao longo do dia 7 de fevereiro de 2011 [Gipe, 2011].....	3
Figura 2.1	Classificação dos sistemas fotovoltaicos de acordo com o tipo de conexão.....	6
Figura 2.2	Sistemas fotovoltaicos autônomos (a) com consumo em corrente contínua; (b) com consumo em corrente alternada e (c) sistema de geração híbrida [DGS, 2008].....	7
Figura 2.3	Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede. (1) gerador fotovoltaico; (2) caixa de conexões CC; (3) cabeamento CC; (4) disjuntor CC; (5) inversor; (6) cabeamento CA e (7) quadros de medição, distribuição e disjuntor CA [DGS, 2008].....	8
Figura 2.4	Diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: (a) inversor central; (b) inversor <i>string</i> ; (c) módulo AC e (d) inversor <i>multi-string</i> [adaptado de Kerekes, 2009].....	9
Figura 3.1	Representação de uma célula fotovoltaica [adaptado de catálogo Kyocera, 2002].....	11
Figura 3.2	Corte de um módulo fotovoltaico de silício cristalino [adaptado de catálogo Siemens, 1996].....	14
Figura 3.3	Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica.....	15
Figura 3.4	Circuito equivalente uma célula fotovoltaica.....	16
Figura 3.5	Uma célula fotovoltaica sob diversas condições de iluminação: (a) no escuro a célula tem as mesmas características elétricas de um diodo; (b) quando a célula é iluminada, sua curva $I-V$ se desloca para o 4º quadrante; (c) quanto maior a intensidade da radiação, maior é o deslocamento da curva; (d) a curva é, por convenção	

	rebatida sobre o eixo das tensões, tornando o 1° quadrante o quadrante de geração [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].....	18
Figura 3.6	Curvas típicas da corrente e potência de uma célula fotovoltaica em função da tensão. Na figura também são destacados os pontos de corrente de curto-circuito $I_{SC}$ , tensão de circuito aberto $V_{OC}$ e máxima potência $P_{MP}$ ( $V_{MP}$ , $I_{MP}$ ).....	19
Figura 3.7	Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999]....	20
Figura 3.8	Efeito da variação da resistência paralela sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].....	21
Figura 3.9	Efeito da variação da irradiância sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].....	22
Figura 3.10	Efeito da variação da temperatura sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].....	22
Figura 4.1	Tipos de inversores de acordo com o princípio de funcionamento....	26
Figura 4.2	(a) Inversor fonte de corrente e (b) inversor fonte de tensão.....	27
Figura 4.3	(a) Inversor de um estágio e (b) inversor de dois estágios.....	28
Figura 4.4	Inversor de meia ponte.....	29
Figura 4.5	Inversor de ponte completa.....	29
Figura 4.6	Inversor monofásico de ponte completa.....	30
Figura 4.7	Possíveis formas de onda da tensão de saída de um inversor de onda completa com um pulso por semiciclo: (a) onda quadrada e (b) onda quadrada modificada.....	31
Figura 4.8	Sinal PWM de dois níveis (bipolar) [Acha et al., 2002].....	32
Figura 4.9	Sinal PWM de três níveis (unipolar) [Acha et al., 2002].....	33
Figura 4.10	Correção dos efeitos da polarização positiva sobre a curva $I-V$ em uma célula de contato posterior: curva degradada (azul) e curva resultante após a aplicação de polarização reversa (vermelha) [Schmidt et al., 2007].....	36
Figura 4.11	Degradação da camada condutora transparente de módulos de	

	silício amorfo em decorrência de polarização negativa [Osterwald et al., 2003].....	36
Figura 4.12	Capacitâncias parasitas dos módulos fotovoltaicos [adaptado de López et al, 2010].....	39
Figura 4.13	Tensão nos terminais positivo (em vermelho) e negativo (em azul) do gerador fotovoltaico acoplado a um inversor <i>transformerless</i> com modulação PWM unipolar [Schmidt et al., 2007].....	40
Figura 4.14	Circulação de correntes de terra (modo comum) através da capacitância parasita do painel fotovoltaico em um inversor <i>transformerless</i> [Calais et al., 1999].....	40
Figura 4.15	Formas de onda simuladas (de cima para baixo: $i_L$ , $v_{AB}$ , $v_{A0}+v_{B0}$ e $i_{mc}$ ) de inversores com diferentes topologias: (a) unipolar com transformador, (b) bipolar sem transformador e (c) unipolar sem transformador [Lin et al., 2008].....	41
Figura 4.16	Inversor com transformador de baixa frequência.....	42
Figura 4.17	Inversor com transformador de alta frequência.....	43
Figura 4.18	Inversor sem transformador.....	43
Figura 4.19	Inversor sem transformador com conversor CC/CC elevador ( <i>booster</i> ).....	44
Figura 4.20	Inversor sem transformador com a topologia <i>HERIC</i> .....	45
Figura 4.21	Inversor sem transformador com topologia <i>H5</i> .....	46
Figura 4.22	Inversor com ponto neutro grampeado de três níveis.....	46
Figura 5.1	Curvas corrente x tensão (vermelha) e potência x tensão (azul) de um <i>string</i> de seis módulos de 72 células mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50 %...	47
Figura 5.2	Conversores CC/CC: (a) redutor e (b) elevador.....	48
Figura 5.3	Fluxograma do algoritmo P&O.....	52
Figura 5.4	Divergência do método P&O sob irradiância crescente [Wasynczuk, 1983].....	53
Figura 5.5	Variação do sinal de $dP/dV$ ao longo da curva da potência.....	53

Figura 5.6	Fluxograma do algoritmo de condutância incremental.....	55
Figura 6.1	Curvas de eficiências típicas para inversores com transformador de baixa frequência (a), com transformador de alta frequência (b) e sem transformador (c) [Alonso-Abella e Chenlo, 2003].....	56
Figura 6.2	Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão do inversor Solarmax modelo SM6000C [Baumgartner, 2005].....	57
Figura 6.3	Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão do inversor SMA SB3300TL HC [SMA, 2009b].....	57
Figura 6.4	Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão do inversor Fronius modelo IG30 [adaptado de Photon International, 2007 por Rampinelli, 2010].....	58
Figura 6.5	Perdas por chaveamento e condução em um IGBT com uma carga resistiva: (a) tensão no <i>gate</i> , (b) tensão entre coletor e emissor, (c) corrente no coletor e (d) potência dissipada entre coletor e emissor [Williams, 1992].....	59
Figura 6.6	Curva de eficiência de um inversor de alto desempenho com SiC JFETs e topologia <i>HERIC</i> [Fraunhofer-ISE, 2009].....	60
Figura 7.1	Bancada de testes para o ensaio dos inversores.....	68
Figura 7.2	Página de controle do programa SASControl.....	70
Figura 7.3	Página de programação do programa SASControl.....	71
Figura 7.4	Página de monitoramento do programa SASControl.....	71
Figura 7.5	Página de aquisição de dados do programa SASControl.....	72
Figura 7.6	Página do editor de curvas do programa SASControl.....	72
Figura 7.7	Página de informações de dispositivos do programa SASControl....	73
Figura 7.8	Exemplos de curvas <i>I-V</i> calculadas conforme o modelo definido na norma <i>EN 50530:2010</i> para tecnologia de células de silício cristalino (a) e de filmes finos (b) [CENELEC, 2010].....	74
Figura 7.9	Seqüência de irradiâncias recomendada pela norma <i>EN 50530:2010</i> para transições entre baixa e média irradiância [CENELEC, 2010]...	77
Figura 7.10	Seqüência de irradiâncias recomendada pela norma <i>EN 50530:2010</i> para transições entre média e alta irradiância [CENELEC, 2010].....	77
Figura 7.11	Seqüência de irradiância para emular a inicialização e desligamento	

	do inversor ao amanhecer e anoitecer [CENELEC, 2010].....	79
Figura 8.1	Eficiências estáticas de seguimento do ponto de máxima potência do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W e $V_{MPsim} = 215, 300$ e $400/350$ V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).....	85
Figura 8.2	Eficiências de conversão do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W e $V_{MPsim} = 215, 300$ e $400/350$ V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).....	86
Figura 8.3	Eficiências totais do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W e $V_{MPsim} = 215, 300$ e $400/350$ V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).....	87
Figura 8.4	Variação da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação de irradiância nos perfis de teste das tabelas 8.5 e 8.6, relativas ao inversor SB3800 com variações de irradiância entre 100 e $500$ W/m <sup>2</sup> (a) e 300 e $1000$ W/m <sup>2</sup> (b), tecnologia c-Si.....	89
Figura 8.5	Variação da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação de irradiância nos perfis de teste das tabelas 8.7 e 8.8, relativas ao inversor SB3800 com variações de irradiância entre 100 e $500$ W/m <sup>2</sup> (a) e 300 e $1000$ W/m <sup>2</sup> (b), tecnologia FF.....	90
Figura 8.6	Eficiências estáticas de seguimento do ponto de máxima potência do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W e $V_{MPsim} = 220, 250$ e $280$ V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).....	92
Figura 8.7	Eficiências de conversão do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W e $V_{MPsim} = 220, 250$ e $280$ V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).....	93
Figura 8.8	Eficiências totais do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W e $V_{MPsim} = 220, 250$ e $280$ V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).....	94
Figura 8.9	Variação da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação de irradiância nos perfis de teste das tabelas 8.12 e 8.13, relativas ao inversor CP1000 com variações de irradiância entre 100 e $500$ W/m <sup>2</sup> (a) e 300 e $1000$ W/m <sup>2</sup> (b), tecnologia c-Si.....	96
Figura 8.10	Variação da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação	



	de irradiância nos perfis de teste das tabelas 8.11 e 8.13, relativa ao inversor CP1000 com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m <sup>2</sup> (a) e 300 e 1000 W/m <sup>2</sup> (b), tecnologia FF.....	97
Figura 8.11	Seqüências de irradiância e temperatura de três dias selecionados, medidas no LABSOL-UFRGS à taxa de uma aquisição por segundo e utilizadas nas simulações.....	99
Figura 8.12	Evolução da tensão e potência de entrada do inversor ( $V_{CC}$ e $P_{CC}$ , em azul e preto, respectivamente) e da tensão e potência de máxima potência do simulador ( $V_{MPsim}$ e $P_{MPsim}$ , em vermelho e verde, respectivamente), durante os ensaios de determinação da eficiência dinâmica de MPPT do inversor SMA SB3800 com irradiância variando entre 100 e 500 W/m <sup>2</sup> (a) e 300 e 1000 W/m <sup>2</sup> (b), tecnologia c-Si.....	104
Figura 8.13	Evolução da tensão e potência de entrada do inversor ( $V_{CC}$ e $P_{CC}$ , em azul e preto, respectivamente) e da tensão e potência de máxima potência do simulador ( $V_{MPsim}$ e $P_{MPsim}$ , em vermelho e verde, respectivamente), durante os ensaios de determinação da eficiência dinâmica de MPPT do inversor CP1000 com irradiância variando entre 100 e 500 W/m <sup>2</sup> (a) e 300 e 1000 W/m <sup>2</sup> (b), tecnologia c-Si....	105

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1	Limites de injeção de corrente contínua na rede.....	38
Tabela 7.1	Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência estática de MPPT.....	76
Tabela 7.2	Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência dinâmica de MPPT: irradiância de 10 a 50% $G_{STC}$ .....	78
Tabela 7.3	Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência dinâmica de MPPT: irradiância de 30 a 100 % $G_{STC}$ .....	78
Tabela 7.4	Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência de MPPT com rampas lentas: irradiância 0,1 a 10 % $G_{STC}$ .....	80
Tabela 7.5	Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência de conversão.....	81
Tabela 7.6	Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência total do inversor.....	82
Tabela 8.1	Características elétricas dos inversores ensaiados.....	83
Tabela 8.2	Eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W.....	84
Tabela 8.3	Eficiência de conversão do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W.....	85
Tabela 8.4	Eficiência total do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W.....	86
Tabela 8.5	Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 10 a 50% $G_{STC}$ ) do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W e $V_{MPsim} = 300$ V, tecnologia c-Si.....	88
Tabela 8.6	Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 30 a 100 % $G_{STC}$ ) do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W e $V_{MPsim} = 300$ V, tecnologia c-Si.....	88
Tabela 8.7	Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 10 a 50% $G_{STC}$ ) do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W e $V_{MPsim} = 300$ V, tecnologia FF.....	89
Tabela 8.8	Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 30 a 100 % $G_{STC}$ ) do inversor SB3800 com $P_{CCnom} = 4040$ W e $V_{MPsim} = 300$ V,	

	tecnologia FF.....	90
Tabela 8.9	Eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W.....	91
Tabela 8.10	Eficiência de conversão do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W.....	92
Tabela 8.11	Eficiência total do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W.....	93
Tabela 8.12	Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 10 a 50% $G_{STC}$ ) do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W e $V_{MPsim} = 250$ V, tecnologia c-Si.....	95
Tabela 8.13	Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 30 a 100 % $G_{STC}$ ) do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W e $V_{MPsim} = 250$ V, tecnologia c-Si.....	95
Tabela 8.14	Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 10 a 50% $G_{STC}$ ) do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W e $V_{MPsim} = 250$ V, tecnologia FF.....	96
Tabela 8.15	Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 30 a 100 % $G_{STC}$ ) do inversor CP1000 com $P_{CCnom} = 1180$ W e $V_{MPsim} = 250$ V, tecnologia FF.....	97
Tabela 8.16	Eficiência dinâmica de MPPT do inversor SB3800 calculada através da simulação ao longo de um dia com $P_{CCnom} = 4040$ W e $V_{MPsim} = 300$ V, tecnologia c-Si.....	100
Tabela 8.17	Eficiência dinâmica de MPPT do inversor CP1000 calculada através da simulação ao longo de um dia com $P_{CCnom} = 1180$ W e $V_{MPsim} = 250$ V, tecnologia c-Si.....	100
Tabela 8.18	Resumo dos valores de eficiência dinâmica de MPPT calculados conforme a norma <i>EN 50530:2010</i> .....	100

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
APEC	Asia-Pacific Economic Cooperation
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
c-Si	Silício cristalino
DIN	Deutsches Institut für Normung
FF	Filme fino
LABSOL	Laboratório de Energia Solar da UFRGS
MPPT	Maximum power point tracking (seguimento do ponto de máxima potência)
PROMEC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
PWM	<i>Pulse width modulation</i> (modulação por largura de pulso)
RMS	<i>Root mean squared</i> (valor quadrático médio)
TCO	Transparent conductive oxide (óxido condutor transparente)
UL	Underwriter Laboratories
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul

## LISTA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLO	UNIDADE
$AM$	Massa de ar ..... [ - ]
$e$	Carga do elétron.....[C]
$E_{CA}$	Energia em corrente alternada entregue à rede pelo inversor.....[J]
$E_{CC}$	Energia em corrente contínua entregue ao inversor .....[J]
$E_{MPsim}$	Energia fornecida pelo simulador fotovoltaico .....[W]
$FF$	Fator de preenchimento ..... [ - ]
$G$	Irradiância ..... [W/m <sup>2</sup> ]
$G_{SRC}$	Irradiância de referência (1000 W/m <sup>2</sup> ) ..... [W/m <sup>2</sup> ]
$I$	Corrente elétrica .....[A]
$I_C$	Corrente de coletor .....[A]
$I_{CC}$	Corrente contínua .....[A]
$I_{CCmáx}$	Corrente máxima de entrada do inversor sob operação contínua.....[A]
$I_D$	Corrente da célula fotovoltaica no escuro .....[A]
$I_L$	Corrente fotogerada .....[A]
$I_{MP}$	Corrente no ponto de máxima potência.....[A]
$I_{MPsim}$	Corrente de máxima potência fornecida pelo simulador fotovoltaico.....[A]
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito.....[A]
$I_0$	Corrente de saturação reversa.....[A]
$k$	Constante de Boltzmann.....[J/K]
$m$	Fator de idealidade do diodo ..... [ - ]
$m_a$	Taxa de modulação ..... [ - ]
$N_S$	Número de células fotovoltaicas associadas em série ..... [ - ]
$P_{CA}, p_{CA}$	Potência em corrente alternada.....[W]
$P_{MP}, p_{MP}$	Potência no ponto de máxima potência da curva característica .....[W]
$P_{CC}, p_{CC}$	Potência em corrente contínua.....[W]

$P_{CCnom}$	Potência de entrada nominal do inversor.....[W]
$P_{MPsim}$	Valor de máxima potência que o simulador fotovoltaico pode fornecer.....[W]
$R$	Resistência elétrica ..... [ $\Omega$ ]
$R_P$	Resistência paralela ..... [ $\Omega$ ]
$R_S$	Resistência série ..... [ $\Omega$ ]
$T_{cel}$	Temperatura da célula fotovoltaica ..... [ $^{\circ}C$ ]
$v_{ref}$	Amplitude do sinal de modulação .....[V]
$v_{carrier}$	Amplitude da portadora .....[V]
$V$	Tensão elétrica.....[V]
$V_{CC}$	Tensão em corrente contínua na entrada do inversor .....[V]
$V_{CCm\acute{a}x}$	Tensão máxima admissível na entrada do inversor .....[V]
$V_{CCm\acute{i}n}$	Tensão mínima de entrada para que o inversor entregue energia à rede .....[V]
$V_{CCnom}$	Tensão nominal de entrada do inversor.....[V]
$V_{MP}$	Tensão no ponto de máxima potência .....[V]
$V_{MPsim}$	Tensão no ponto de máxima potência da curva programada no simulador.....[V]
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto.....[V]
$V_{CE}$	Tensão entre coletor e emissor .....[V]
$V_g$	Tensão de <i>gate</i> do IGBT.....[V]
$V_{MPm\acute{a}x}$	Tensão máxima de seguimento de máxima potência do inversor .....[V]
$V_{MPm\acute{i}n}$	Tensão mínima de seguimento de máxima potência do inversor.....[V]
$V_{MPsim}$	Tensão de máxima potência fornecida pelo simulador fotovoltaico .....[V]

LETRAS GREGAS ..... UNIDADE

$\alpha$	Coeficiente de variação da corrente de curto circuito com a temperatura..... [A/°C]
$\beta$	Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura..... [V/°C]
$\eta$	Eficiência do módulo fotovoltaico ..... [ - ]
$\eta_{CEC}$	Eficiência ponderada californiana ..... [ - ]
$\eta_{CONV}$	Eficiência de conversão CC/CA ..... [ - ]
$\eta_{EU}$	Eficiência ponderada européia..... [ - ]
$\eta_{MPPT}$	Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência ..... [ - ]
$\eta_{MPPTdin}$	Eficiência dinâmica de seguimento do ponto de máxima potência..... [ - ]
$\eta_{MPPTestat}$	Eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência..... [ - ]
$\eta_t$	Eficiência total do inversor ..... [ - ]

## 1 INTRODUÇÃO

As primeiras aplicações práticas da energia solar fotovoltaica, como fonte de energia elétrica para a alimentação dos circuitos eletrônicos de satélites espaciais, datam do final da década de 1950. Devido ao seu alto custo à época, a utilização terrestre mais intensa deu-se apenas no início dos anos 1970, principalmente em sistemas autônomos de pequeno porte. Durante muitos anos os sistemas autônomos foram predominantes e, até o início da década de 1990, as poucas instalações fotovoltaicas conectadas à rede existentes tinham caráter demonstrativo, normalmente constituídas por sistemas centralizados em que os módulos eram dispostos contiguamente em áreas livres de obstáculos, utilizando um único inversor central.

A partir de meados dos anos 90, observa-se uma mudança radical de cenário. Os governos de diversos países industrializados, na tentativa de fazer cumprir acordos internacionais de controle de emissão de CO<sub>2</sub> e outros poluentes, foram levados a criar planos de substituição de usinas termoelétricas por outras formas de geração de eletricidade. Estes planos incluíram fortes incentivos, na forma de subsídios e financiamentos, à implantação de microcentrais fotovoltaicas (a nível doméstico, com alguns poucos kW) conectadas à rede, inclusive com a garantia de compra da energia gerada pelas concessionárias de eletricidade com tarifas especiais. Paralelamente aos sistemas de geração fotovoltaica distribuída (popularmente conhecidos como *telhados solares*), sistemas centralizados de maior porte também foram beneficiados e foram se expandindo, com potências de inicialmente algumas centenas de kW e hoje se aproximando aos 100 MW.

A figura 1.1 mostra a evolução da potência instalada acumulada de sistemas autônomos e conectados à rede na última década. Pode-se observar que a potência instalada até o ano de 2010 era de cerca de 40 GW<sub>p</sub> [EPIA, 2011a]. O grau de penetração da energia solar fotovoltaica e da energia eólica na matriz energética de países europeus tornou inevitável uma mudança na abordagem destas fontes de energia por parte das autoridades do setor elétrico destes países. Na Alemanha, por exemplo, a potência fotovoltaica instalada atualmente é superior 20 GW<sub>p</sub>. A figura 1.2 mostra a evolução horária do percentual de penetração que as energias solar fotovoltaica e eólica combinadas tiveram no sistema de geração de eletricidade alemão em um dia específico, 7 de fevereiro de 2011. Pode-se observar que, por volta do meio-dia, cerca de 13 % da demanda de toda a Alemanha foi suprida com energia solar fotovoltaica [Gipe, 2011]. Na província espanhola de Extremadura,



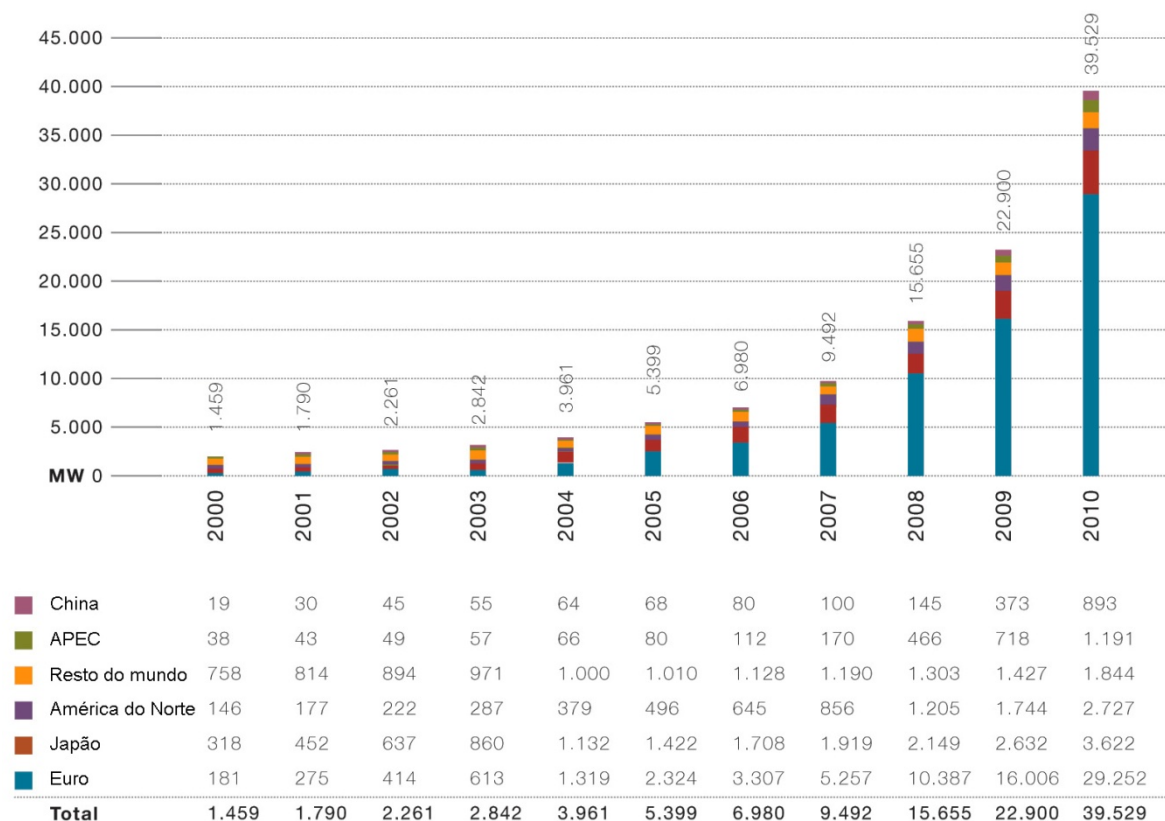


Figura 1.1 - Evolução da potência instalada acumulada de sistemas autônomos e conectados à rede entre 2000 e 2010 [EPIA, 2011a].

a geração solar fotovoltaica foi responsável por 15 % da energia elétrica consumida no ano de 2010, com picos de 25 % no verão [EPIA, 2011b].

Estes exemplos mostram o inegável papel de protagonista assumido pela energia solar fotovoltaica na matriz energética destes países e, como tal, a necessidade da sua contribuição para a manutenção da estabilidade do sistema elétrico em caso de falhas ou sobrecarga na rede. França e Alemanha já implantaram novas regulamentações estabelecendo que as centrais fotovoltaicas (bem como de outras formas de energias ditas “alternativas”, como a eólica) conectadas em média tensão e com potência acima de 100 kW devem comportar-se como plantas convencionais de geração, suportando a rede durante perturbações de tensão, fornecendo também potência reativa e sendo capazes de responder a comandos remotos emitidos pelo operador do sistema. Países como a Espanha e Áustria estão revendo as suas normativas no mesmo sentido [Wachenfeld, 2009]. Com a contínua redução dos preços internacionais de módulos e inversores em função da evolução da tecnologia e da escala de

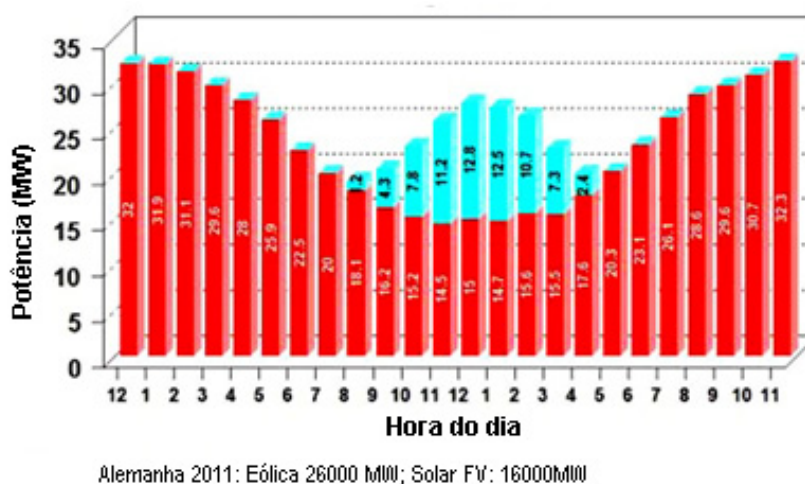


Figura 1.2 - Evolução horária do percentual de penetração das energias solar fotovoltaica (ciano) e eólica (vermelho) sobre a geração de eletricidade da Alemanha ao longo do dia 7 de fevereiro de 2011 [Gipe, 2011].

mercado, é de se esperar que a realidade de hoje nos países europeus chegue também ao Brasil nos próximos anos.

Nos últimos 30 anos o preço dos módulos fotovoltaicos apresentou uma redução de 22 % a cada vez que a capacidade instalada era duplicada [EPIA, 2011b]. Uma sensível aceleração nesse processo de barateamento ocorreu após a entrada no mercado de fabricantes asiáticos, especialmente da China, com uma política agressiva de preços. O preço atual (abril de 2011) para módulos com células de silício cristalino no mercado *spot* alemão situa-se por volta de 1,40 €/W [Photon International, 2011a]. O preço dos inversores, por outro lado, não acompanhou esta tendência, apresentando uma taxa de redução na relação potência/preço equivalente à metade da referente aos módulos. Historicamente, o mercado de inversores vem sendo dominado por poucos fabricantes, especialmente europeus (SMA, Fronius, Kako, etc.). Entretanto, novos fabricantes sediados na Ásia já começaram a lançar inversores para conexão à rede a preços competitivos, inclusive com eficiências de conversão superiores a 96 %, como alguns modelos da chinesa Growatt e a coreana Dasstech. Segundo testes realizados pela revista Photon (Photon International, 2011a), um dos pontos fracos de alguns inversores asiáticos é justamente o mau desempenho do seguidor do ponto de máxima potência.

Neste contexto, a correta caracterização dos componentes utilizados em instalações de geração fotovoltaica é essencial para a estimativa do desempenho destes sistemas, tanto do ponto de vista técnico como econômico. Sendo o inversor o elemento responsável pela

conversão e gerenciamento da energia produzida pelos módulos e injetada na rede elétrica, é necessário que, através de modelos matemáticos desenvolvidos e verificados com resultados experimentais, tanto o projetista como o operador da planta fotovoltaica possam antever o seu comportamento sob as mais diversas condições de operação. É comum nos *softwares* de dimensionamento de plantas fotovoltaicas modelar o inversor considerando apenas uma eficiência de conversão fixa, assumindo a eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência como unitária. Embora essa informação costume ser suficiente para fins de dimensionamento, para simulações com maior grau de detalhamento é preciso conhecer também a eficiência de conversão em função do carregamento e da tensão de operação, além das eficiências de seguimento de máxima potência estática e dinâmica. A correta determinação experimental destes parâmetros é de fundamental importância para o desenvolvimento destes modelos e sua implementação em programas de computador.

## 1.1 Objetivos da tese

O objetivo central da tese é fazer uma análise experimental da eficiência dinâmica do seguimento de máxima potência de inversores conectados à rede através da comparação dos resultados de eficiência obtidos seguindo a metodologia definida na norma *EN 50530:2010 Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters* (CENELEC, 2010) com resultados obtidos a partir de medições em tempo real, verificando a adequação da norma às situações de campo.

Os objetivos específicos são os seguintes:

- Fazer um estudo das topologias e estratégias de acionamento de inversores, sua adequação a diferentes sistemas e a sua influência sobre a eficiência de conversão.
- Fazer uma revisão dos métodos de seguimento de máxima potência existentes.
- Analisar métodos de determinação experimental da eficiência de seguimento de máxima potência.
- Montar uma bancada de testes para a determinação das eficiências de MPPT, de conversão e total de inversores para conexão à rede, incluindo um simulador de arranjos fotovoltaicos e um analisador de energia.
- Desenvolver uma metodologia de ensaios.
- Com a bancada e a metodologia desenvolvidas, ensaiar inversores comerciais.

## 1.2 Escopo da tese

Para atingir os objetivos propostos, esta tese foi subdividida em oito capítulos, descritos a seguir:

No capítulo 1 é feito o enquadramento do problema é mostrada a necessidade da correta caracterização de inversores para conexão á rede.

No capítulo 2 são apresentados os sistemas de geração fotovoltaica e sua classificação conforme o tipo de aplicação.

No capítulo 3 é feita uma revisão do princípio de funcionamento e detalhes construtivos de células, módulos e geradores fotovoltaicos.

No capítulo 4 são apresentados os fundamentos de inversores, sua classificação, princípio de funcionamento e topologias comerciais existentes.

No capítulo 5 é feita uma revisão dos algoritmos de seguimento do ponto de máxima potência e os métodos experimentais para a sua determinação.

No capítulo 6 é apresentada uma revisão geral sobre a eficiência de inversores, incluindo métodos de determinação da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência, eficiência de conversão e eficiência total.

No capítulo 7 é apresentada uma descrição da instrumentação, do *software* e da metodologia utilizados para os ensaios.

No capítulo 8 são apresentados e discutidos os resultados dos ensaios.

No capítulo 9 são apresentadas as conclusões finais da tese.

## 2 SISTEMAS DE CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

Os sistemas fotovoltaicos de uso terrestre dividem-se em dois grandes grupos: os sistemas autônomos e os sistemas conectados à rede. A figura 2.1 mostra uma classificação dos sistemas de acordo com o tipo de conexão.

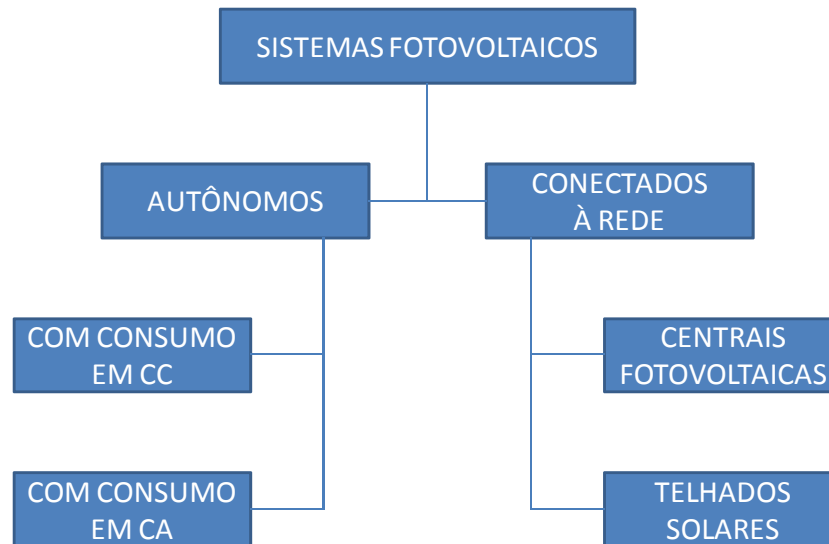


Figura 2.1 - Classificação dos sistemas fotovoltaicos de acordo com o tipo de conexão.

### 2.1 Sistemas autônomos

Os sistemas autônomos são adequados a aplicações tendo como características comuns o baixo consumo e/ou localização em pontos distantes da rede convencional de eletricidade, tais como telecomunicações, sinalização marítima e terrestre, eletrificação rural, bombeamento de água, etc. Embora existam casos em que a acumulação de energia não é necessária (sendo o bombeamento um exemplo típico), nos sistemas autônomos é comum que parte da energia convertida seja consumida concomitantemente à sua geração e que o excedente seja armazenado (em baterias eletroquímicas, por exemplo) para uso em momentos em que a energia solar não esteja disponível. O consumo pode ser atendido em corrente contínua (exemplo da figura 2.2a), usualmente nas tensões de 12, 24 ou 48  $V_{CC}$ , ou em corrente alternada, convertida através de inversores específicos, como o exemplo mostrado na figura 2.2b. Existem também os sistemas fotovoltaicos híbridos (figura 2.2c), em que outra forma de energia (eólica, motogerador, etc.) complementa a geração fotovoltaica. Sistemas maiores podem ser configurados na forma de mini-redes.

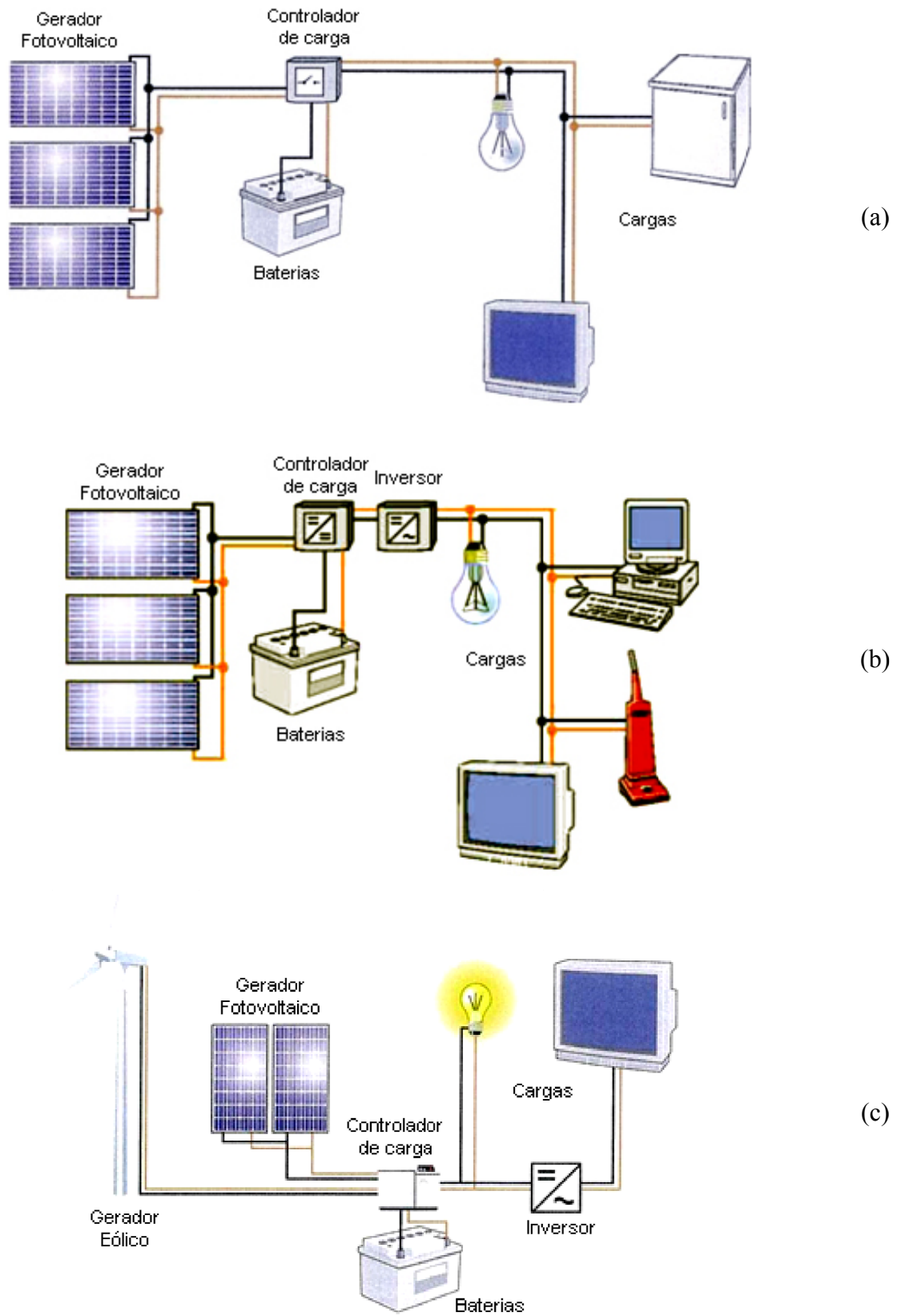


Figura 2.2 – Sistemas fotovoltaicos autônomos (a) com consumo em corrente contínua; (b) com consumo em corrente alternada e (c) sistema de geração híbrida [DGS, 2008].

## 2.2 Sistemas conectados à rede de distribuição

Na grande maioria dos sistemas conectados à rede não existe acumulação local e toda a energia convertida pelos módulos fotovoltaicos é entregue à rede de distribuição. A interface com a rede é feita através de inversores especialmente projetados para esta finalidade. Os inversores são os responsáveis pela conversão da energia em corrente contínua produzida pelo gerador fotovoltaico para corrente alternada e pelo seguimento do ponto de máxima potência, bem como pelo gerenciamento da conexão. Os inversores devem atender às normas de segurança e qualidade de energia estabelecidas pelas concessionárias locais.

Os sistemas conectados à rede representam atualmente cerca de 95 % da potência fotovoltaica mundial instalada [IEA-PVPS, 2010]. A figura 2.3 mostra um sistema fotovoltaico residencial típico.

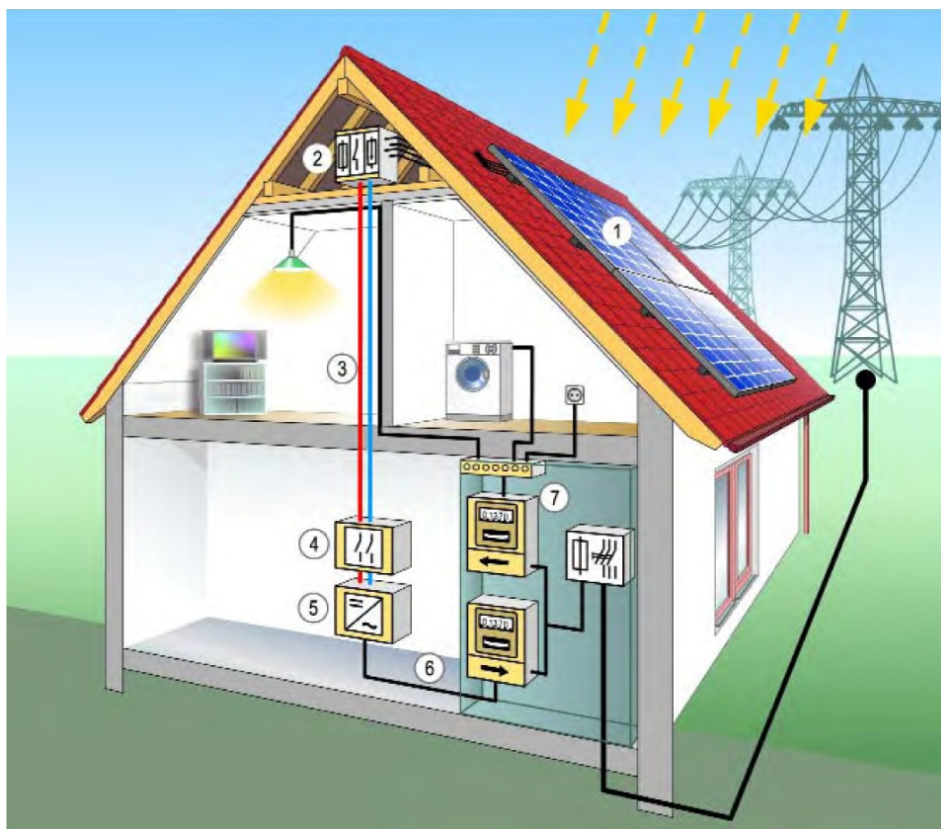


Figura 2.3 – Sistema fotovoltaico residencial conectado à rede. (1) gerador fotovoltaico; (2) caixa de conexões CC; (3) cabeamento CC; (4) disjuntor CC; (5) inversor; (6) cabeamento CA e (7) quadros de medição, distribuição e disjuntor CA [DGS, 2008].

### 2.3 Configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição

Existem várias configurações possíveis para os sistemas conectados à rede de distribuição. Na figura 2.4 são mostradas as principais.

*Inversor central*: configuração empregada nos primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede e utilizada até hoje em médias e grandes plantas fotovoltaicas. Como há um único seguidor do ponto de máxima potência, é conveniente que todos os módulos sejam do mesmo tipo para minimizar as perdas por descasamento e que os painéis estejam submetidos às mesmas condições ambientais e orientação. Dependendo do tamanho e geometria da central, há a necessidade de cabeamento de corrente contínua de grande extensão, o que pode levar a problemas de segurança [Haerberlin, 2001]. O uso de diodos de bloqueio em cada *string* (fileira) de módulos em série é requerido para evitar a circulação de corrente entre os *strings*, em caso de sombreamento parcial. Com a implantação de sistemas de geração fotovoltaica distribuída no início dos anos 90 em países como Alemanha e Japão, foram evidenciadas as limitações dos sistemas com inversor central para instalações de menor porte e novas soluções foram desenvolvidas.

*Inversor string*: foi introduzido comercialmente pelo fabricante alemão SMA Solar Technology AG por volta de 1995, com o lançamento do Sunny Boy 700. Utiliza inversores

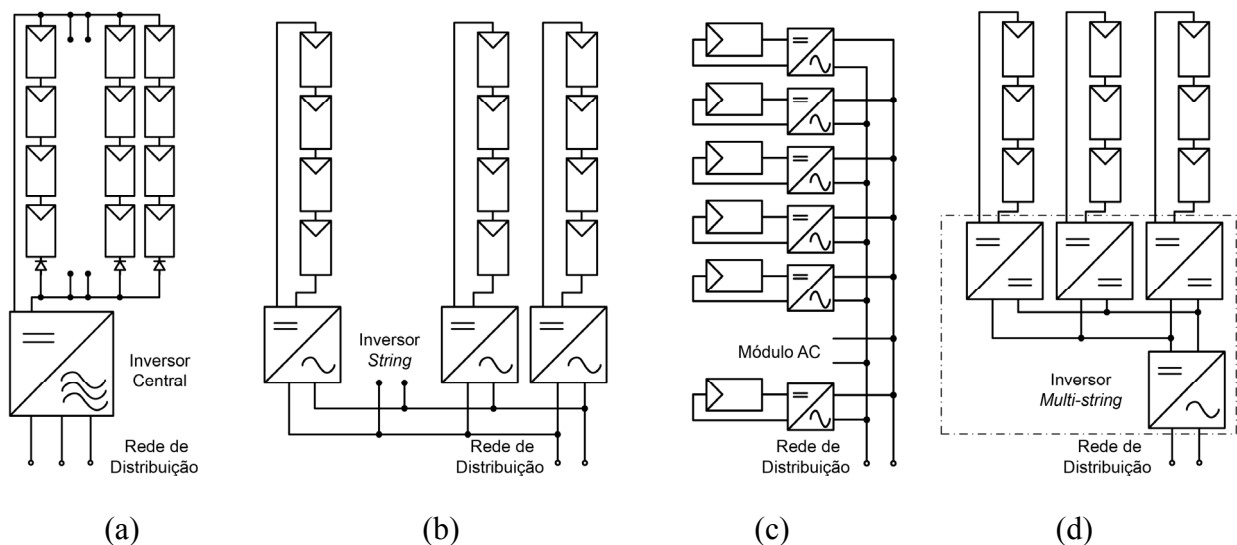


Figura 2.4 - Diferentes configurações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: (a) inversor central; (b) inversor *string*; (c) módulo AC e (d) inversor *multi-string* [adaptado de Kerekes, 2009].



modulares de menor potência (até cerca de 3 kW) alimentados por uma única fileira de módulos em série, dispensando os diodos de bloqueio. Cada inversor possui o seu seguidor do ponto de máxima potência, de forma que a potência global é menos prejudicada no caso de sombreamentos parciais. O conceito modular facilita a instalação, manutenção, expansão e aumenta a confiabilidade do sistema. É a configuração mais utilizada em instalações residenciais (telhados solares).

*Módulo AC*: a ideia de levar a modularidade um passo adiante e integrar o inversor ao módulo surgiu ainda nos anos 80. As principais vantagens, além da flexibilidade, seriam a facilidade de instalação (ausência de cabeamento e proteções em CC, mais onerosos do que os correspondentes em CA) e eliminação de perdas por descasamento entre módulos, tanto por diferenças de fabricação como por sombreamentos parciais. Embora tenha alcançado o nível comercial na década seguinte, sendo produzido por alguns fabricantes na Europa e Estados Unidos em potências de até 300 W, os módulos AC praticamente desapareceram do mercado devido à relação custo/potência mais elevada e à alta taxa de falhas [Oldenkamp e de Jong, 2009]. Outras desvantagens são a menor eficiência de conversão quando comparada à de inversores com maior potência e as diferentes expectativas de vida útil do módulo e do inversor (como decorrência, em boa parte, do estresse térmico sobre a eletrônica do inversor quando submetido à intempérie). Na opinião de autores como Burger et al., 2010, este tipo de solução só encontra alguma viabilidade em fachadas fotovoltaicas com condições complexas de iluminação.

*Inversor multi-string*: combina as vantagens do inversor central, em termos de eficiência e relação custo/potência, com a flexibilidade do inversor *string*. Cada um dos *strings* (tipicamente dois ou três) alimenta um conversor CC/CC individual, o qual eleva a tensão do *string* se necessário e efetua o seguimento de máxima potência. As saídas dos conversores CC/CC são conectadas a um barramento de corrente contínua que, por sua vez, alimenta um único estágio de inversão. Desta forma, arranjos com diferentes características elétricas, tecnologias de fabricação, inclinações ou orientações (por exemplo, nas diferentes fachadas de um prédio) podem ser conectadas a um único inversor, com melhor aproveitamento do estágio de potência.

### 3 GERADORES FOTOVOLTAICOS

#### 3.1 Células fotovoltaicas

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo semicondutor similar a um diodo de junção. De acordo com a forma em que os átomos do semicondutor estão estruturados, as células podem ser classificadas em cristalinas (subdivididas em monocristalinas e multicristalinas) e amorfas. Existem células constituídas tanto por elementos singelos (silício, germânio, selênio) como por ligas e compostos (arsenieto de gálio, sulfeto de cádmio, telureto de cádmio, disseleneto de cobre e índio, etc.). Por ser o tipo mais comumente utilizado, este capítulo ater-se-á à descrição de células de silício monocristalino, mesmo porque os demais tipos de células fotovoltaicas possuem comportamento elétrico semelhante. A figura 3.1 mostra a representação de uma célula fotovoltaica de silício monocristalino.

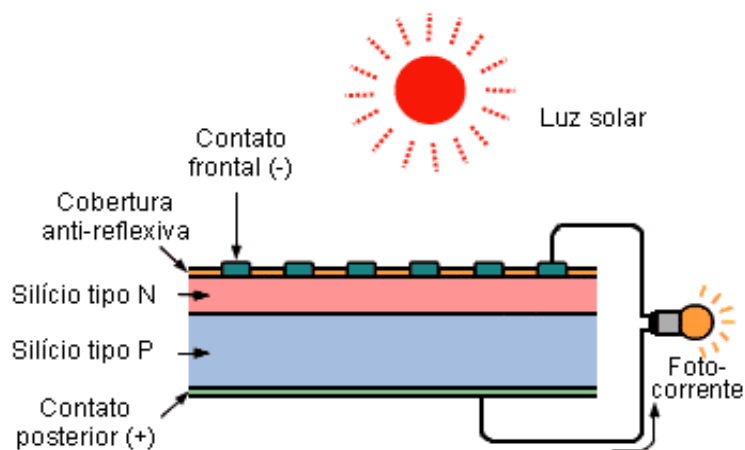


Figura 3.1 - Representação de uma célula fotovoltaica [adaptado de catálogo Kyocera, 2002].

O silício é um dos elementos mais abundantes da Natureza. Matéria prima da indústria eletrônica e fotovoltaica, o silício passa por uma série de processos físico-químicos até chegar a um grau altíssimo de pureza. O próximo passo é a produção de um lingote de silício monocristalino, o qual é serrado em lâminas da ordem de 300  $\mu\text{m}$  de espessura, as quais constituem o substrato das células fotovoltaicas.

O silício é um elemento tetravalente, isto é, um átomo de silício possui quatro elétrons na sua banda de valência. Numa rede cristalina intrínseca cada átomo compartilha seus elétrons de valência em ligações covalentes com outros quatro átomos de silício, completando

o número ideal de oito elétrons na última camada. Como estes elétrons estão presos às ligações covalentes, eles estão impossibilitados de mover-se pelo cristal e promover a condução. Na verdade, somente à temperatura de zero absoluto a totalidade dos elétrons de um cristal estão presos às ligações e caracterizando o semiconductor como isolante. À temperatura ambiente o semiconductor já apresenta certa condutividade, pois alguns elétrons ganham energia térmica suficiente para romper a ligação, tornando-se livres. Estes elétrons livres movem-se aleatoriamente pela estrutura cristalina. Note-se que cada elétron (carga negativa) liberado deixa uma lacuna, a qual pode ser interpretada como uma carga positiva.

A adição controlada de impurezas à estrutura cristalina, num processo conhecido como *dopagem*, aumenta drasticamente a condutividade do semiconductor. A dopagem com elementos pentavalentes e trivalentes, tais como fósforo e boro, em regiões contíguas do cristal (N e P, respectivamente) forma a chamada *junção*. Como a região N fica com uma alta concentração de elétrons livres ocorre, por difusão, uma migração de elétrons desta região para a região P, ao mesmo tempo em que lacunas da região P migram para a região N. Essa movimentação de cargas é limitada pelo surgimento na região da junção de um campo elétrico que se opõe à difusão original, causado justamente pela ausência daquelas cargas que trocaram de lado. Em outras palavras, esse campo elétrico é consequência da concentração de elétrons no lado P e de lacunas no lado N da fronteira entre as duas regiões. Desta forma a corrente associada à difusão compensa a corrente causada pelo campo elétrico e o cristal chega a um estado de equilíbrio elétrico. Nesta situação, se os terminais da célula fotovoltaica fossem conectados por um fio, nenhuma corrente circularia através deste.

Este equilíbrio é quebrado quando a junção é iluminada. A mecânica quântica diz que a luz é constituída de fótons, os quais têm uma determinada quantidade de energia proporcional à sua frequência de vibração. Quando um elétron da banda de valência é atingido por um fóton, ele absorve energia do fóton. Se esta energia for suficiente para arrancar o elétron de sua ligação, este passa à banda de condução e torna-se livre, criando um par elétron-lacuna. O campo elétrico descrito anteriormente faz com que o elétron seja acelerado para a região N, ao mesmo tempo em que a lacuna é atraída para a região P. Quanto mais fótons atingirem os elétrons da junção, mais pares elétron-lacuna serão formados e separados pelo campo elétrico. Ocorre assim um desequilíbrio nas correntes da junção, que transferem uma tensão aos terminais do dispositivo. Desta vez, se os terminais da célula fotovoltaica fossem conectados por um fio, circularia através deste uma fotocorrente proporcional à intensidade da luz incidente. Este é o chamado *efeito fotovoltaico* [Krenzinger et al., 1991].

Os terminais de uma célula fotovoltaica consistem em metalizações em ambos os lados da célula. A metalização no lado frontal é feita em forma de grade, de modo a permitir a passagem da luz. A texturização da superfície da célula e a aplicação de uma cobertura anti-reflexiva contribuem para minimizar as perdas por reflexão.

Células fotovoltaicas de silício monocristalino possuem tensão de circuito aberto de aproximadamente 0,6 V e tensão de máxima potência por volta de 0,5 V. Como são raros os equipamentos que funcionam nesta faixa de tensões, as células são conectadas em série a fim de obterem-se tensões mais adequadas. Além disso, as células são mecanicamente frágeis, necessitando de um suporte físico que as sustente e forneça a proteção necessária.

Em termos de desempenho, as melhores células fotovoltaicas comerciais de silício monocristalino têm atualmente uma eficiência de conversão ao redor de 20 %. Eficiências mais altas, da ordem de 40 %, podem ser obtidas com células *multijunção*, também chamadas *tandem*, em que camadas de diferentes materiais cristalinos semicondutores são sobrepostas formando duas, três ou quatro junções.

### 3.2 Módulos fotovoltaicos

Em um sistema fotovoltaico os módulos são os elementos responsáveis pela conversão da radiação solar em eletricidade. A ABNT (NBR10899/TB-328) define o módulo fotovoltaico como sendo o “menor conjunto ambientalmente protegido de células solares interligadas, com o objetivo de gerar energia elétrica em corrente contínua”. O conjunto de células conectadas é encapsulado, de modo a oferecer proteção contra a intempérie (principalmente umidade) ao mesmo tempo em que possibilita um caminho ótico para a radiação que chega até as mesmas. A maioria dos módulos contam ainda com uma moldura metálica que proporciona a necessária rigidez mecânica ao conjunto e facilita a fixação do módulo. Módulos com tensão nominal de 12 V<sub>CC</sub> são constituídos por 30 a 36 células em série. Atualmente estão se tornando comuns módulos com um número maior de células (60 ou 72) destinados principalmente a aplicações em sistemas conectados à rede.

Na figura 3.2 é apresentado o corte de um módulo fotovoltaico, mostrando seus principais componentes:

- Cobertura frontal: usualmente um vidro de com baixo teor de ferro, para reduzir as perdas por absorção. Um acabamento texturado opcional contribui para minimizar as perdas por reflexão.
- Encapsulante: polímero termoplástico transparente, eletricamente isolante e resistente à umidade, à fadiga mecânica e à ação da radiação solar (principalmente raios ultravioletas). O material mais utilizado é o EVA (etil vinil acetato).
- Células fotovoltaicas, interconexões elétricas e caixa de bornes: conjunto elétrico do módulo.
- Cobertura posterior: o material mais comumente empregado é o PVF (fluoreto de polivinil), comercialmente conhecido por Tedlar, embora existam módulos que utilizem um segundo vidro.
- Moldura metálica: usualmente de alumínio anodizado, confere rigidez mecânica ao módulo e facilita sua fixação.

O espaço entre a moldura e o conjunto laminado é preenchido por um perfil de borracha de silicone, a qual também é empregada na fixação da caixa de bornes à cobertura posterior.

O tempo previsto de vida útil dos módulos fotovoltaicos de silício monocristalino é de pelo menos 25 anos.

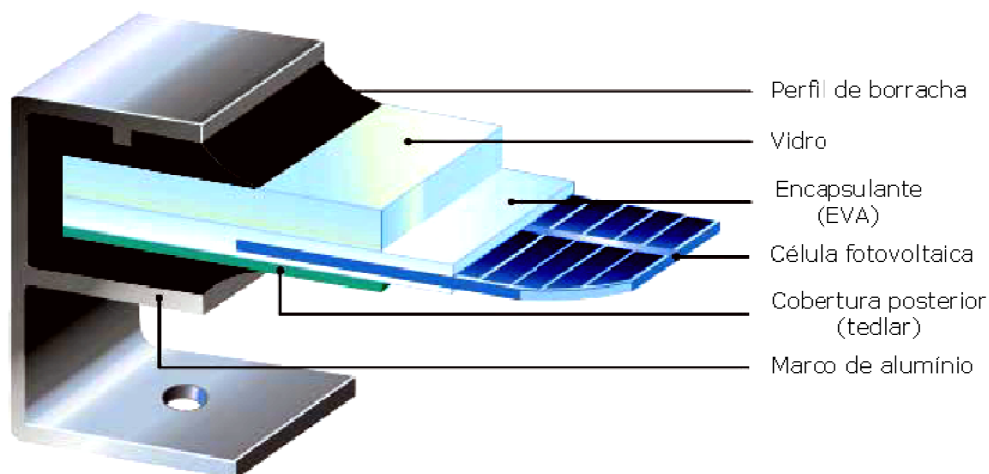


Figura 3.2 - Corte de um módulo fotovoltaico de silício cristalino [adaptado de catálogo Siemens, 1996].

### 3.3 Circuito equivalente do gerador fotovoltaico

A figura 3.3 mostra o circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica. A fonte de corrente representa a corrente fotogerada  $I_L$ , enquanto que  $I_D$  é a corrente que circula através do diodo.

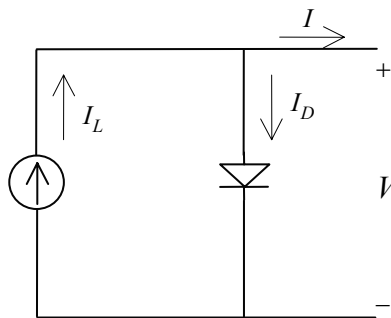


Figura 3.3 - Circuito equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica.

Do circuito anterior tem-se que:

$$I = I_L - I_D \quad (3.1)$$

A corrente que flui através de um diodo, em função da tensão, pode ser descrita pela equação de Shockley (Eq. 3.2):

$$I_D = I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{eV}{mkT_{cel}} \right] - 1 \right\} \quad (3.2)$$

onde  $I_0$  é a corrente de saturação reversa do diodo no escuro,  $V$  é a tensão aplicada aos terminais do diodo,  $e$  é a carga do elétron,  $m$  é o fator de idealidade do diodo (entre 1 e 2 para o silício monocristalino),  $k$  é a constante de Boltzmann e  $T_{cel}$  é a temperatura absoluta da célula fotovoltaica.

Assim tem-se que a corrente da célula fotovoltaica, em função da tensão, pode ser expressa por:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{eV}{mkT_{cel}} \right] - 1 \right\} \quad (3.3)$$

A partir da equação 3.3, verifica-se que na condição de curto-circuito ( $V=0$ ) a corrente do dispositivo é a própria corrente fotogerada e que, se a célula for colocada em

circuito aberto ( $I = 0$ ), ela se autopolarizará com uma tensão tal que a corrente de polarização equilibre a fotocorrente. Esta é a chamada tensão de circuito aberto.

Em uma célula real existem outros efeitos que resultam na alteração do circuito equivalente da figura anterior para o circuito da figura 3.4, onde é incluída uma resistência série  $R_S$ , representando a resistência efetiva da célula, e uma resistência paralela  $R_P$ , associada às correntes de fuga. Este circuito equivalente também é válido para módulos fotovoltaicos, como será visto posteriormente.

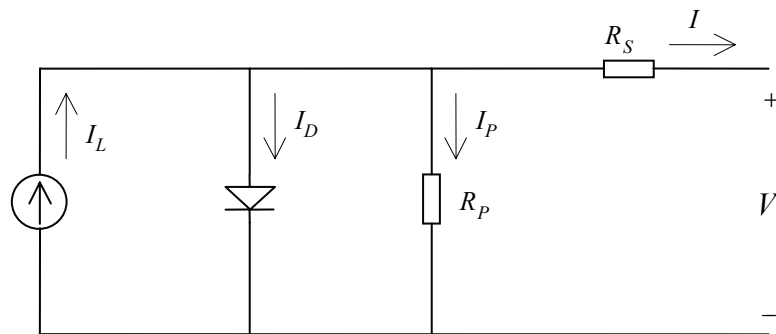


Figura 3.4 - Circuito equivalente uma célula fotovoltaica.

Deste modo tem-se a seguinte equação:

$$I = I_L - I_D - I_P \quad (3.4)$$

O termo  $I_P$  representa as correntes de fuga, principalmente pelas bordas da célula e decorrentes de microfissuras e imperfeições do material.

Assim a equação anterior, depois de efetuadas as devidas substituições, pode ser escrita como:

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + I R_S)}{m k T_{cel}} \right] - 1 \right\} - \frac{V + I R_S}{R_P} \quad (3.5)$$

onde  $R_S$  é a resistência série e  $R_P$  é a resistência paralela.

No caso de um módulo fotovoltaico com apenas células conectadas em série, à equação 3.5 é acrescentado um termo que representa o número de células conectadas em série, resultando na equação 3.6. Aqui  $R_S$  e  $R_P$  representam as resistências série e paralela totais do módulo.

$$I = I_L - I_0 \left\{ \exp \left[ \frac{e(V + I R_S)}{N_S m k T_{cel}} \right] - 1 \right\} - \frac{V + I R_S}{R_P} \quad (3.6)$$

onde  $N_S$  é o número de células associadas em série.

### 3.4 Curva característica $I-V$

A ABNT (NBR10899/TB-328) define a curva característica tensão versus corrente como a “representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico, em função da tensão, para condições preestabelecidas de temperatura e radiação”.

A análise da curva  $I-V$  é de fundamental importância na caracterização de um gerador fotovoltaico, pois a partir dela é possível obter-se os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho. Como já foi visto, a curva  $I-V$  de uma célula solar é a resultante da superposição da corrente fotogerada com a curva do diodo no escuro. A luz tem o efeito de deslocar a curva  $I-V$  para o quarto quadrante (quadrante de geração). A figura 3.5 apresenta as curvas de uma célula fotovoltaica sob diversas condições de iluminação, sendo que a curva (d) mostra a curva  $I-V$  sob a forma mais comumente encontrada, rebatida sobre o eixo das tensões.

Uma boa célula de silício cristalino apresenta, partindo do curto-circuito, uma corrente quase constante, decrescendo levemente com o aumento da tensão até chegar a um joelho, a partir do qual assume um comportamento de rápida diminuição, até cortar quase verticalmente o eixo das tensões. A potência fotogerada, obtida multiplicando-se a corrente pela tensão ponto a ponto, apresenta um máximo nitidamente localizado próximo ao joelho da curva  $I-V$ .

A figura 3.6 apresenta a curva de uma célula fotovoltaica, identificando três pontos notáveis:

- Corrente de curto-circuito  $I_{SC}$ : corrente que circula por uma célula iluminada quando a tensão em seus terminais é nula.
- Tensão de circuito aberto  $V_{OC}$ : tensão entre os terminais de uma célula iluminada quando a corrente que circula por ela é nula.
- Ponto de máxima potência  $P_{MP}$ : ponto da curva  $I-V$  para o qual o produto tensão  $\times$  corrente é máximo.



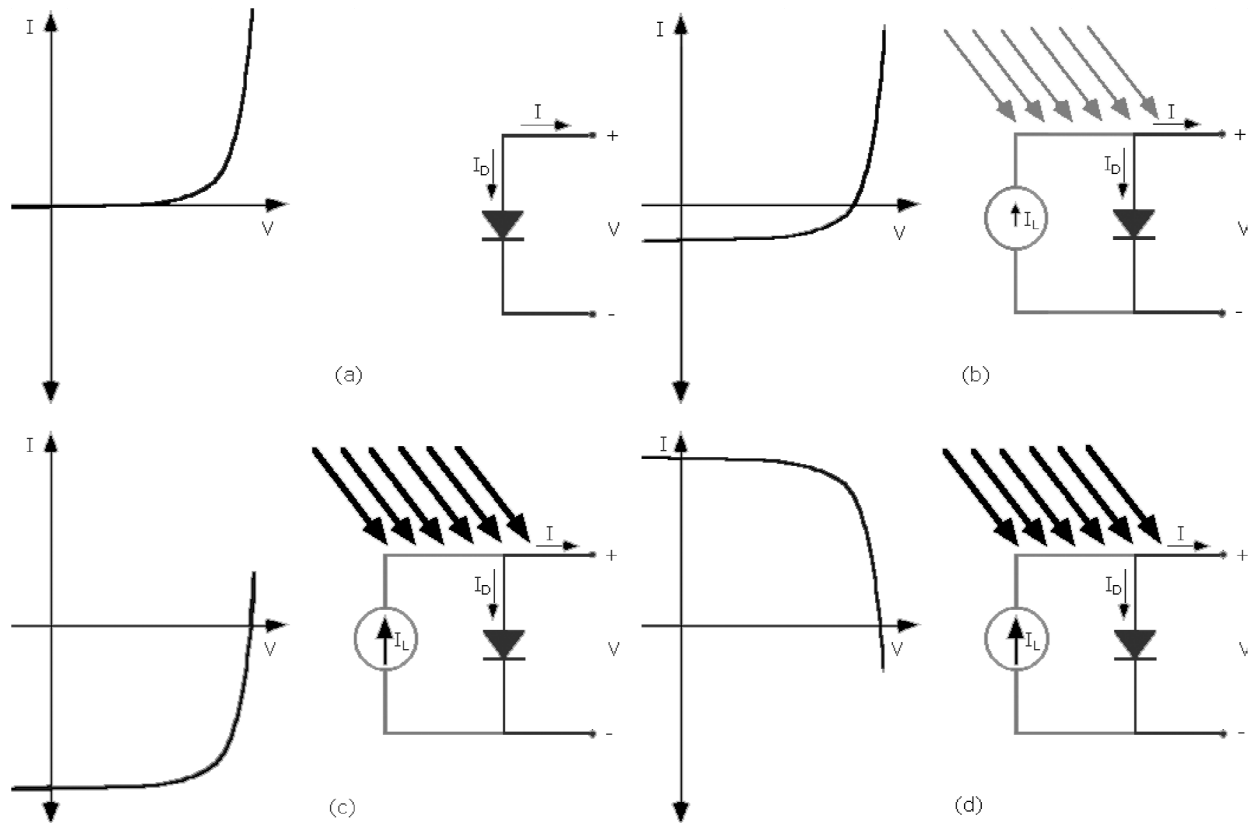


Figura 3.5 - Uma célula fotovoltaica sob diversas condições de iluminação: (a) no escuro a célula tem as mesmas características elétricas de um diodo; (b) quando a célula é iluminada, sua curva  $I$ - $V$  se desloca para o 4º quadrante; (c) quanto maior a intensidade da radiação, maior é o deslocamento da curva; (d) a curva é, por convenção rebatida sobre o eixo das tensões, tornando o 1º quadrante o quadrante de geração [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].

A tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  e a corrente de curto-circuito  $I_{SC}$  são, respectivamente, as máximas tensão e corrente possíveis de serem obtidas de uma célula fotovoltaica. Entretanto, em ambos os pontos, a potência de saída é zero. O *fator de preenchimento*  $FF$  (do inglês *fill factor*) é um parâmetro que, juntamente com a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito, determina a máxima potência do módulo fotovoltaico. Matematicamente é definido como a razão entre a potência máxima e o produto da corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto.

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (3.7)$$

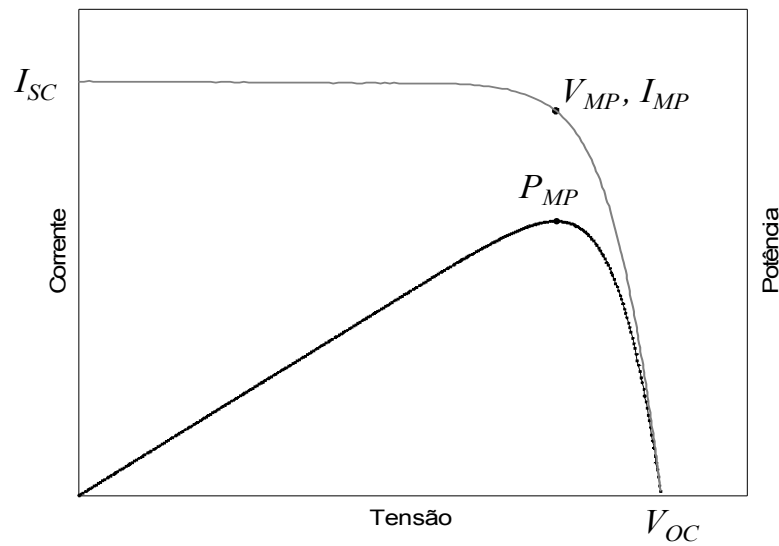


Figura 3.6 - Curvas típicas da corrente e potência de uma célula fotovoltaica em função da tensão. Na figura também são destacados os pontos de corrente de curto-circuito  $I_{SC}$ , tensão de circuito aberto  $V_{OC}$  e máxima potência  $P_{MP}$  ( $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ).

### 3.5 Efeito das resistências série e paralela sobre a curva característica $I-V$

Como visto anteriormente, o circuito equivalente da célula fotovoltaica inclui elementos resistivos em série e em paralelo. Os efeitos de ambas resistências refletem-se na degradação do fator de preenchimento do gerador fotovoltaico, resultando na redução da potência de saída.

Pode-se considerar a resistência série de uma célula fotovoltaica como constituída por três componentes: (a) a resistência do silício, (b) a resistência de contato entre o silício e a metalização da célula e (c) a própria resistência da metalização. No caso de um módulo fotovoltaico, somam-se a estas a resistência dos condutores metálicos (fita de interconexão entre as células, incluindo a solda) e a resistência dos bornes. O ideal seria que a resistência série fosse igual a zero, porém um aumento da área de metalização na superfície frontal de uma célula reduziria, na mesma proporção, a penetração de luz, sendo necessária uma solução de compromisso quando do projeto da célula. Algumas modernas tecnologias de fabricação podem minimizar este problema, por exemplo, com o emprego de metalizações enterradas em canaletas formadas a laser.

A figura 3.7 mostra o comportamento teórico da curva  $I-V$  de uma célula de  $1 \text{ cm}^2$  para diversos valores de  $R_S$ , sob irradiância e temperatura constantes.

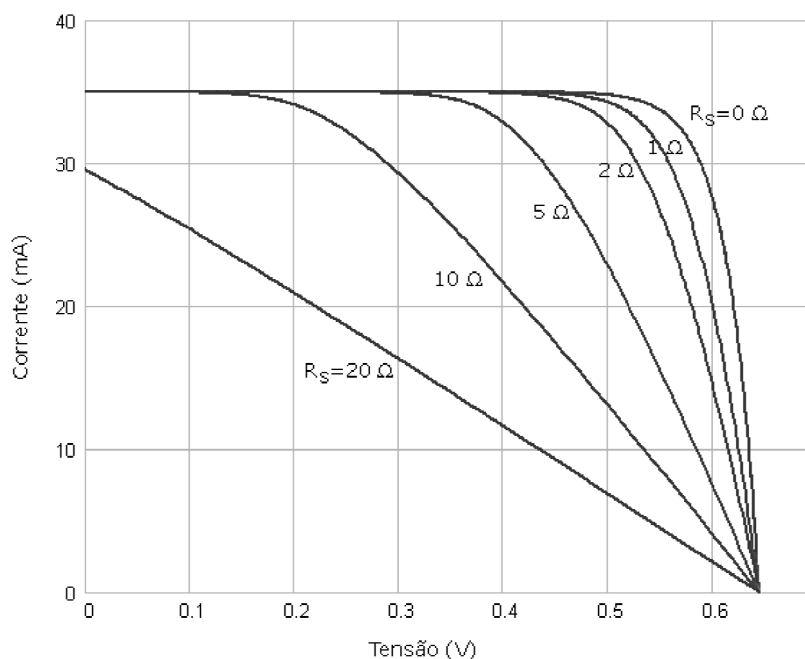


Figura 3.7 - Efeito da variação da resistência série sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].

A resistência paralela é originada por fugas na superfície das bordas da célula, microdefeitos do cristal que possam ocasionar curto-circuitos, etc., ou seja, tipicamente problemas associados a processos de fabricação. Valores baixos de  $R_p$  possibilitam um caminho alternativo para a corrente fotogerada, reduzindo a corrente que flui através da junção, e diminuindo a tensão da célula. O ideal seria que a resistência paralela tivesse um valor muito elevado, tendendo a infinito.

A figura 3.8 mostra o comportamento teórico da curva  $I-V$  de uma célula de  $1 \text{ cm}^2$  para diversos valores de  $R_p$ , sob irradiância e temperatura constantes.

### 3.6 Efeito da intensidade da irradiância sobre a curva característica $I-V$

A figura 3.9 representa as curvas características de uma célula de  $1 \text{ cm}^2$  mantida a temperatura constante e sob diferentes condições de iluminação. Pode-se observar um incremento na corrente de curto-circuito proporcional à intensidade de radiação solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto aumenta logarithmicamente, exceto para valores de irradiância muito baixos.

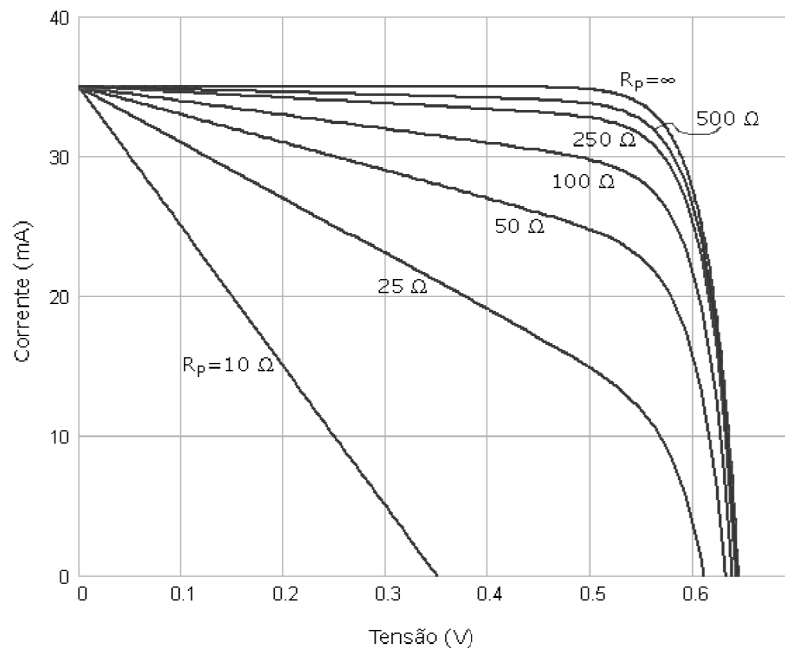


Figura 3.8 - Efeito da variação da resistência paralela sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].

Costuma-se chamar de 1 sol a irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Dispositivos fotovoltaicos de concentração, nos quais a área de absorção é menor do que a área de captação de energia e a luz é concentrada através de lentes ou espelhos, trabalham a vários sóis. Nestes casos a alta intensidade de radiação tem a ação adicional de maximizar os efeitos da resistência série, degradando o fator de preenchimento do dispositivo.

### 3.7 Efeito da temperatura de célula sobre a curva característica $I-V$

A figura 3.10 mostra as curvas características de uma célula de  $1 \text{ cm}^2$ , sob intensidade de radiação solar incidente constante, variando-se a temperatura da célula. Pode-se observar uma diminuição na tensão de circuito aberto proporcional ao aumento da temperatura. O coeficiente de variação da tensão de circuito aberto com a temperatura costuma ser representado pela letra grega  $\beta$ . Para o silício cristalino, seu valor é tipicamente ao redor de  $-2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ . A diminuição da tensão de circuito aberto altera toda a curva, sendo que a célula sofre uma nítida perda de potência com o aumento da temperatura.

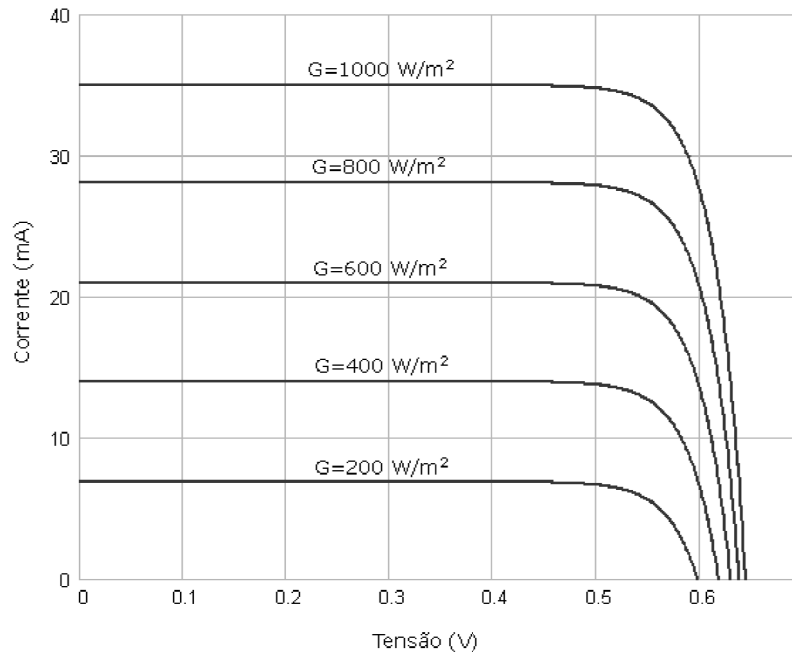


Figura 3.9 - Efeito da variação da irradiância sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].

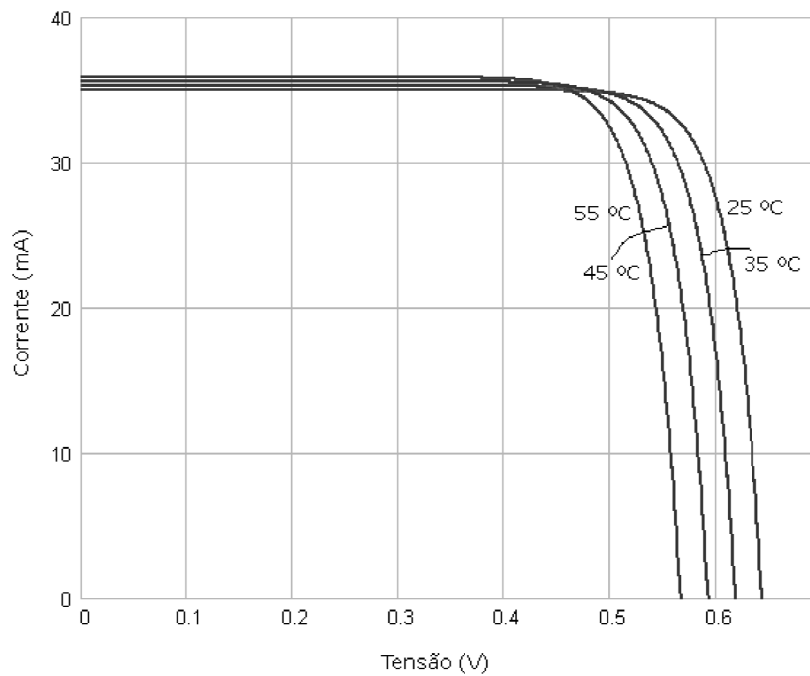


Figura 3.10 - Efeito da variação da temperatura sobre o comportamento de uma célula fotovoltaica [adaptado de Honsberg e Bowden, 1999].

A corrente de curto-circuito apresenta um ligeiro incremento com o aumento da temperatura, tipicamente da ordem de  $0,06 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ . Este acréscimo reflete-se também na potência sendo, porém, insuficiente para compensar a perda de potência causada pela diminuição da tensão. O coeficiente de variação da corrente de curto-circuito com a temperatura costuma ser representado pela letra grega  $\alpha$ .

## 4 O INVERSOR

Um inversor é um dispositivo, circuito ou sistema que fornece energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). A energia CC pode ser proveniente, por exemplo, de baterias, células de combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão CA de saída deve ter amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados às cargas a serem alimentadas. Adicionalmente, no caso de sistemas conectados à rede elétrica, em que a carga é a própria rede, o sinal de saída do inversor deverá ser sincronizado com o sinal da rede.

Existe uma diversidade muito grande de tipos de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. Muitas vezes eles fazem parte de equipamentos maiores, como no caso de UPSs (*no-breaks*) e controladores de velocidade de motores de corrente alternada. No caso de sistemas fotovoltaicos, com relação ao tipo de aplicação, os inversores podem ser divididos em duas categorias: inversores para uso em sistemas autônomos e inversores para uso em sistemas conectados à rede de distribuição. Embora compartilhando os mesmos princípios gerais de funcionamento dos inversores para sistemas autônomos, os inversores para conexão à rede possuem características específicas a fim de atender as exigências das concessionárias em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede. Nesta tese, o emprego do termo genérico “inversor” subentende “conversor CC/CA para uso em sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia elétrica”.

De um modo geral, inversores para conexão à rede com potências individuais de até cerca de 5 kW têm saída monofásica [DGS, 2008]. A partir dessa potência é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica ou inversores monofásicos em associação trifásica.

Os inversores modernos utilizam dispositivos de estado sólido como elementos de chaveamento. Entretanto, equivalentes eletromecânicos já existiam desde há quase um século. Circuitos elevadores de tensão tendo platinados como elementos de chaveamento eram utilizados para fornecer a tensão necessária para alimentar equipamentos eletrônicos a válvula a partir de uma bateria de 6 ou 12 V<sub>CC</sub>, sendo os rádios automotivos da era pré-transistor uma aplicação típica. A máxima eficiência destes inversores primitivos não ultrapassava os 70 % [Gottlieb, 1994].

Uma outra maneira de transformar corrente contínua em corrente alternada é através de conversores rotativos. Tais equipamentos, constituídos por uma máquina de corrente contínua combinada com uma máquina de corrente alternada, são reversíveis, ou seja, também fornecem corrente contínua quando alimentados pelo lado de corrente alternada. Os conversores rotativos tiveram muita utilização, principalmente como retificadores, na indústria pesada e no transporte ferroviário (tração de locomotivas e metrô). Entretanto, devido aos seus altos custos de implantação e manutenção, a partir de meados do século XX eles foram sendo gradativamente substituídos nestas aplicações, primeiramente por retificadores de arco de mercúrio e, finalmente, por dispositivos de estado sólido.

O desenvolvimento dos inversores modernos está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (especialmente semicondutores) como das topologias de seus circuitos de potência e controle. Enquanto os primeiros inversores para uso em sistemas fotovoltaicos eram meras adaptações de circuitos já existentes, os circuitos mais modernos são desenvolvidos levando em conta as complexidades e exigências de sua aplicação específica. Desta forma, no decorrer de poucas décadas, as topologias foram sendo otimizadas e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que as eficiências de conversão evoluíram até chegar aos valores de 98 % para alguns inversores *transformerless* comerciais e mais de 99 % em protótipos de laboratório.

## 4.1 Classificação dos inversores

Dependendo do princípio de operação, os inversores para conexão à rede podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede (comutação natural) ou autocomutados (comutação forçada). A figura 4.1 mostra uma classificação dos inversores por princípio de operação.

### 4.1.1 Inversores comutados pela rede

Os primeiros inversores para conexão à rede utilizavam tiristores como elementos de chaveamento. Tiristores são dispositivos semicondutores de três terminais (anodo, catodo e *gate*), capazes de suportar altas tensões e correntes. Se a tensão do anodo for positiva em relação ao catodo, o dispositivo é posto em condução pela aplicação de um pulso positivo entre *gate* e catodo.



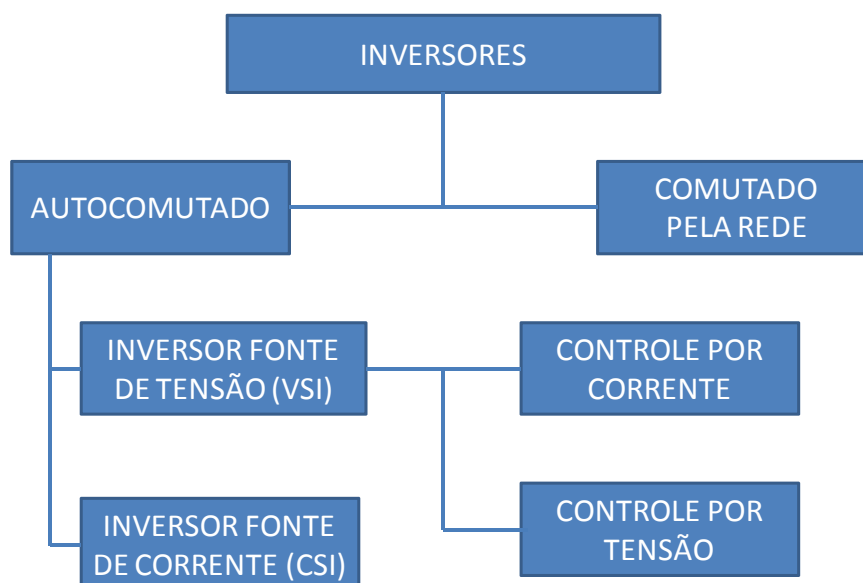


Figura 4.1 – Tipos de inversores de acordo com o princípio de funcionamento.

Uma vez em condução, o dispositivo permanece nesse estado indefinidamente, independentemente do sinal aplicado ao *gate*. Um tiristor, após disparado, só é levado ao corte quando a corrente que flui através dele for inferior à chamada *corrente de manutenção de condução* ou quando houver uma inversão de polaridade entre anodo e catodo. Como a troca do estado de condução para o estado de corte é controlada pelo circuito de potência, inversores a tiristor são chamados *inversores de comutação natural* ou *inversores comutados pela rede*. Apesar de robustos e simples, sua baixa qualidade de tensão e corrente de saída (devido à alta quantidade de harmônicos) requer o uso de redes de filtragem complexas e onerosas. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento, a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e é hoje restrita a unidades de potência muito alta (acima de 100 kW) [Goetzberger e Hoffmann, 2005] e *drivers* de motores de grande porte.

#### 4.1.2 Inversores autocomutados

Nos inversores autocomutados os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em condução ou em corte em qualquer instante do ciclo através de um terminal de controle. Dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão, são utilizados IGBTs ou MOSFETs. Estes dispositivos operam em PWM (modulação por largura de pulso), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída. Os inversores autocomutados podem ser do tipo fonte de corrente

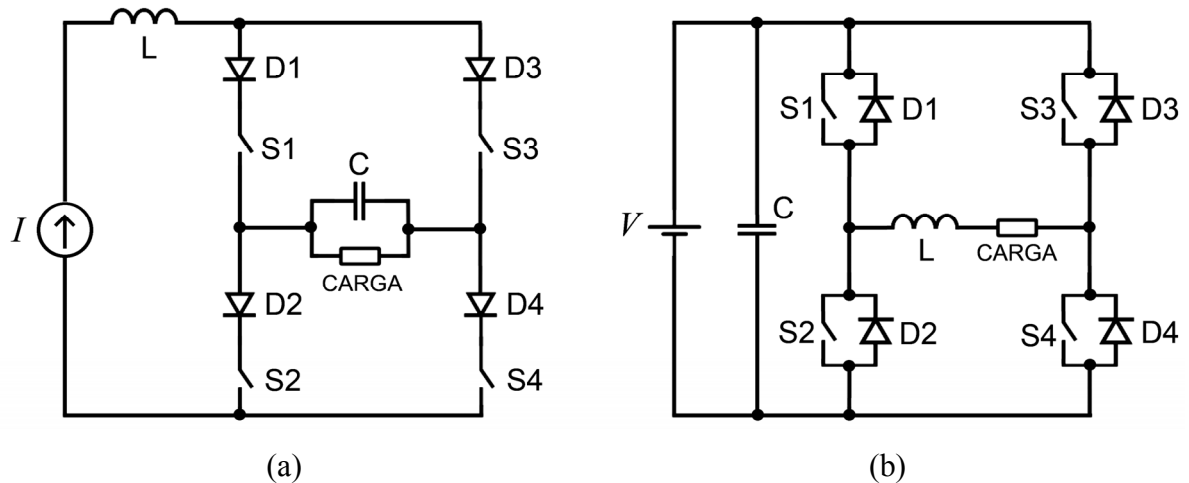


Figura 4.2 - (a) Inversor fonte de corrente e (b) inversor fonte de tensão.

(*current source inverter*, CSI) ou fonte de tensão (*voltage source inverter*, VSI), cujos circuitos estão representados na figura 4.2.

Na configuração fonte de tensão, a mais empregada em sistemas de conversão fotovoltaica, o controle pode ser feito tanto por tensão como por corrente, dependendo de qual a grandeza de saída utilizada como referência. Devido à sua estabilidade diante de perturbações na rede e facilidade no controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado pela maioria dos modelos de fabricantes tais como SMA, Fronius, Kyocera, Kaco, entre outros. O controle por tensão é utilizado principalmente em inversores para sistemas autônomos, mas também por alguns fabricantes de inversores conectados à rede, como a Sputnik [IEA-PVPS, 2002].

Os inversores para conexão à rede podem ter um ou dois estágios, como representado na figura 4.3. Os inversores de um estágio têm por principal característica a robustez e a alta eficiência, devido ao reduzido número de componentes. Por outro lado, no caso de um inversor sem transformador, a tensão CC de entrada deve ter um valor mínimo relativamente elevado, ligeiramente superior ao valor de pico da rede CA ou o dobro desta, dependendo da configuração da ponte inversora. Os inversores de dois estágios possuem um barramento intermediário de corrente contínua, com um conversor CC/CC (normalmente elevador) precedendo a seção inversora propriamente dita. Este estágio adicional possibilita a aceitação de uma gama maior de tensões de entrada e, se incluir um transformador de alta frequência, haverá a vantagem adicional da isolação galvânica entre os lados de corrente contínua e alternada.

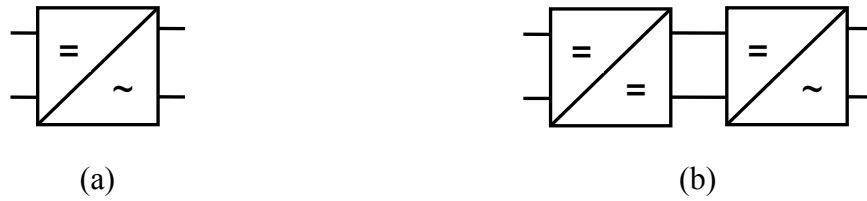


Figura 4.3 – (a) Inversor de um estágio e (b) inversor de dois estágios.

## 4.2 Características de um inversor

Um inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede deve possuir as seguintes características:

- Alta eficiência de conversão e de seguimento de máxima potência;
- Alta confiabilidade e baixa manutenção;
- Baixo custo;
- Dimensões e peso reduzidos;
- Operação sob uma faixa ampla de tensão de entrada;
- Baixa injeção de harmônicos e corrente contínua na rede;
- Baixa emissão de ruído audível;
- Baixa emissão de interferência eletromagnética;
- Ser seguro tanto para pessoas como para o sistema de distribuição.

Devido à elevada frequência de chaveamento para a formação dos pulsos, estes dispositivos podem gerar perturbações eletromagnéticas. Isto significa que aspectos relativos a compatibilidade eletromagnética precisam ser considerados. Estes problemas podem ser minimizados através do uso de topologias e estratégias de acionamento adequadas, filtros e blindagem do equipamento.

## 4.3 Princípio de funcionamento dos inversores

### 4.3.1 Inversor de meia ponte

A Figura 4.4 apresenta o esquema de um inversor de meia ponte. Neste circuito, a inversão da polaridade do sinal é obtida pelo acionamento alternado das chaves S1 e S2.

Como resultado tem-se uma tensão alternada aplicada sobre a carga. A forma do sinal de saída deste tipo de inversor é uma onda quadrada, variando de  $-\frac{1}{2}V_{CC}$  a  $\frac{1}{2}V_{CC}$ .

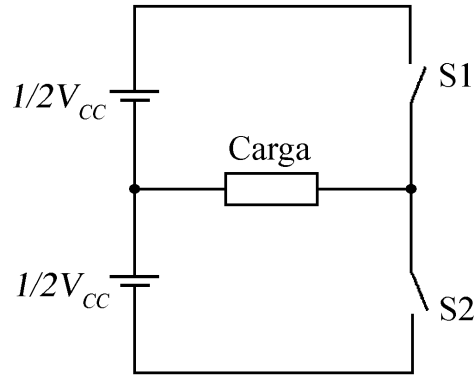


Figura 4.4 – Inversor de meia ponte.

#### 4.3.2 Inversor de ponte completa

Se em vez de duas forem utilizadas quatro chaves, como no circuito representado na figura 4.5, tem-se um inversor de ponte completa, também conhecido em inglês como *H bridge inverter*, numa referência à disposição dos componentes no circuito, com as duas “pernas” do H unidas pela carga. Para uma mesma tensão de entrada, o inversor de onda completa produz uma saída com o dobro da amplitude do inversor de meia ponte, variando de  $-V_{CC}$  a  $+V_{CC}$ . Esta topologia permite diversas estratégias de funcionamento, dependendo da sequência de acionamento das chaves.

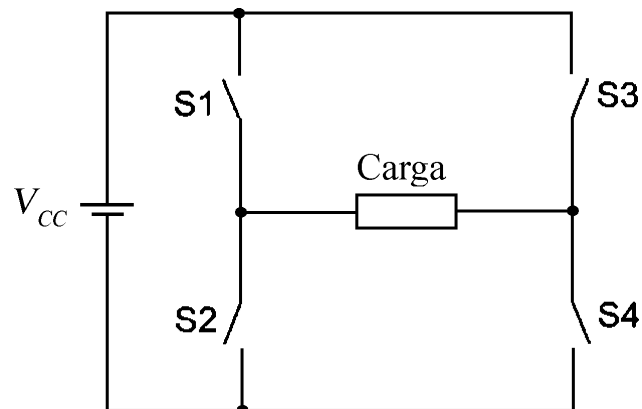


Figura 4.5 – Inversor de ponte completa.

Na figura 4.6 é mostrado o circuito básico da ponte H de um inversor monofásico. Neste circuito, mais aproximado da realidade prática, as chaves genéricas são substituídas por IGBTs e são acrescentados diodos em anti-paralelo com os mesmos, além de um capacitor de

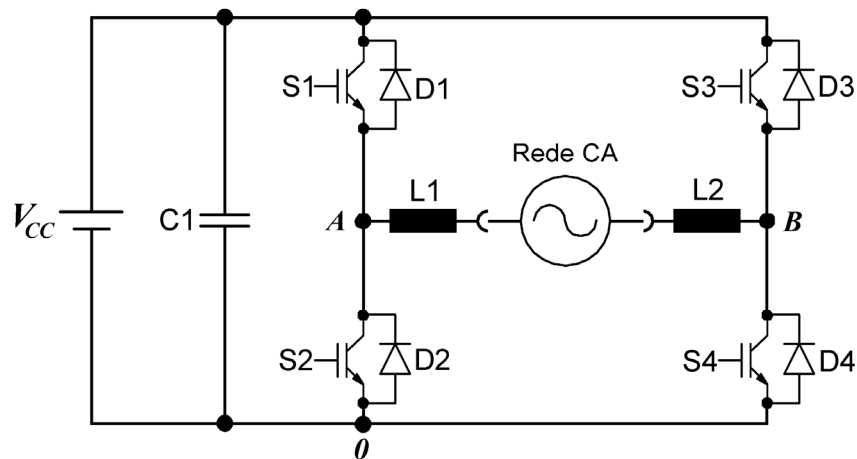


Figura 4.6 – Inversor monofásico de ponte completa.

desacoplamento na entrada da ponte. Os diodos, chamados diodos *freewheeling* (roda-livre em português) fornecem um caminho para a corrente reativa quando o transistor estiver em corte. O capacitor de desacoplamento tem a função de minimizar o *ripple* de 120 Hz que é sobreposto à tensão de polarização do gerador fotovoltaico como reflexo do valor instantâneo da potência absorvida pela rede elétrica monofásica. Como trata-se de um inversor fonte de tensão, o acoplamento à rede é feito através de uma indutância, sendo comum o uso de indutâncias divididas igualmente entre neutro e fase.

Se as chaves forem acionadas aos pares alternada e sincronizadamente (S1 com S4 e S2 com S3) em uma dada frequência, o sinal de tensão resultante na saída da ponte retificadora ( $v_{AB}$ ) será uma onda quadrada como a mostrada na figura 4.7a. Apesar de ter como vantagem a simplicidade, este tipo de acionamento não permite o controle da amplitude nem do valor eficaz da tensão. O espectro do sinal de saída apresenta apenas componentes de ordem ímpar, com decaimento de amplitude proporcional à frequência dos mesmos [Pomilio, 1998].

A utilização de um esquema de chaveamento no qual os pares S1/S4 e S2/S3 sejam acionados não simultaneamente, mas defasados entre si por um certo ângulo, provocará cancelamentos de tensão em determinados intervalos do ciclo. O resultado na saída do inversor será a chamada *onda quadrada modificada*, cuja forma de onda está representada na figura 4.7b. A tensão RMS de saída pode ser controlada através do ângulo de defasagem no disparo dos dispositivos de chaveamento e o formato de onda torna-se um pouco mais assemelhado a uma senoide.

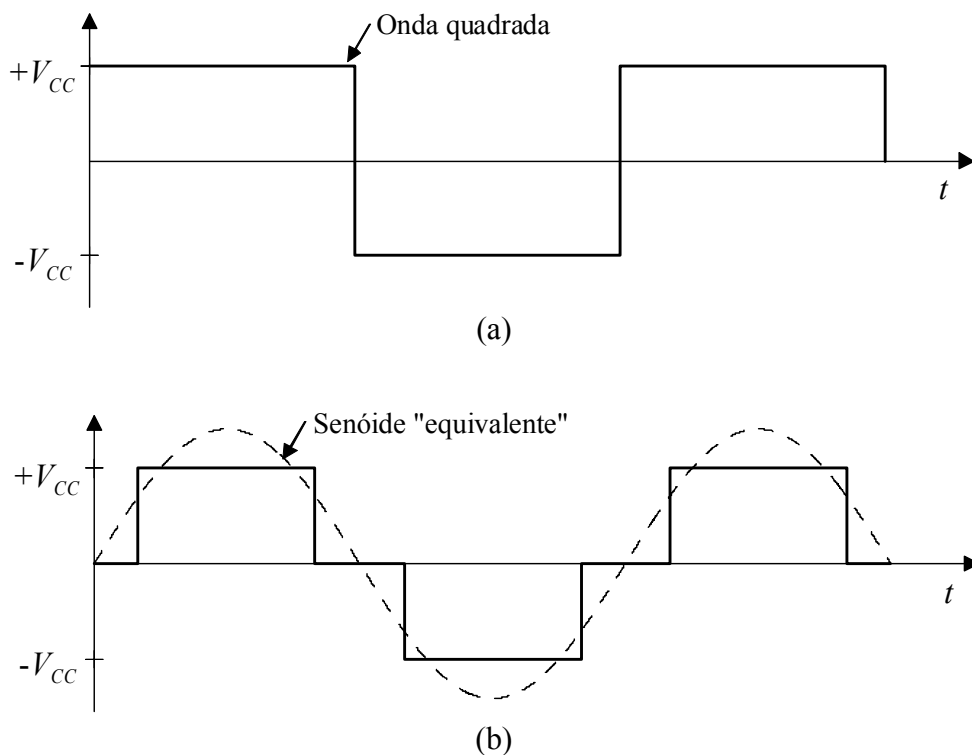


Figura 4.7 – Possíveis formas de onda da tensão de saída de um inversor de onda completa com um pulso por semiciclo: (a) onda quadrada e (b) onda quadrada modificada.

As saídas dos inversores de onda quadrada e mesmo de onda quadrada modificada apresentam um alto nível de distorção harmônica, com predominância de harmônicos ímpares de baixa ordem. A atenuação destes harmônicos pode ser feita através de filtros, os quais, porém, além de complexos e volumosos, consomem muita potência, prejudicando a eficiência do inversor. Por isso, o uso deste tipo de inversor, com um pulso por semiciclo, costuma ser limitado a aplicações em sistemas autônomos e, mesmo assim, na alimentação de cargas não críticas. Em aplicações nas quais a eficiência na conversão e a qualidade da energia são fatores determinantes, são utilizados inversores multipulsos.

#### 4.3.3 Inversores multipulsos - modulação PWM

Nos inversores modernos, a estratégia de controle mais utilizada é a modulação por largura de pulso ou, em inglês, *pulse width modulation - PWM*, a qual pode ser implementada de diversas maneiras, tanto de forma analógica como digital. Na modulação PWM de dois níveis (positivo e negativo) ou *bipolar*, o sinal de controle para os *gates* dos semicondutores de potência pode ser obtido analogicamente a partir da comparação de uma moduladora (sinal

de referência com a forma de onda a ser sintetizada, por exemplo, uma senoide de 60 Hz) com um sinal triangular (*carrier* ou portadora) cuja frequência (no caso de inversores, de alguns kHz a dezenas ou centenas de kHz) determina a frequência de chaveamento. A taxa de modulação  $m_a$  é definida pela relação entre as amplitudes da moduladora e da portadora.

$$m_a = \frac{V_{ref}}{V_{carrier}} \quad (4.1)$$

A figura 4.8 mostra um exemplo de modulação senoidal por largura de pulso. Em (a) são mostrados os sinais da portadora triangular  $v_{carrier}$  e da moduladora senoidal  $v_{ref}$ . Em (b) pode-se observar que o valor da tensão de saída da ponte inversora  $v_{AB}$  varia diretamente entre  $+V_{CC}$  ( $v_{ref} > v_{carrier}$ ) e  $-V_{CC}$  ( $v_{ref} < v_{carrier}$ ). Em (c) é mostrada a distribuição espectral do sinal de tensão de saída  $v_{AB}$ , onde nota-se a presença de harmônicos relacionados à frequência da portadora  $f_c$ , além de seus múltiplos.

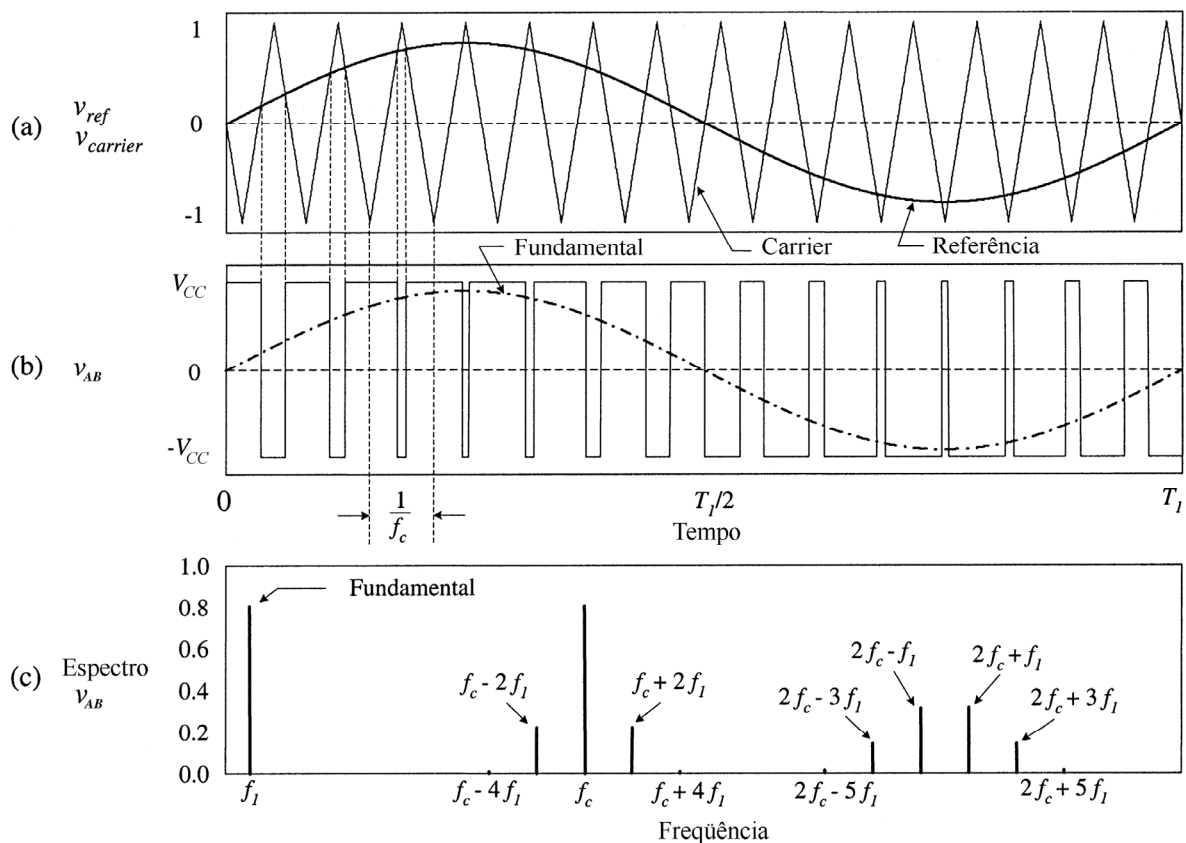


Figura 4.8 - Sinal PWM de dois níveis (bipolar) [Acha et al., 2002].

Com o mesmo circuito de potência da figura 4.6 pode-se obter a modulação PWM de três níveis (tensão positiva, zero e negativa) ou *unipolar*. Neste caso, cada metade da ponte é acionada assimetricamente a partir da comparação da portadora de alta frequência com dois sinais de referência defasados de  $180^\circ$ . Analisando-se a figura 4.9, pode-se observar que os cancelamentos de tensão aplicados à saída da ponte em determinadas fases do ciclo resultam em uma virtual duplicação da frequência de chaveamento.

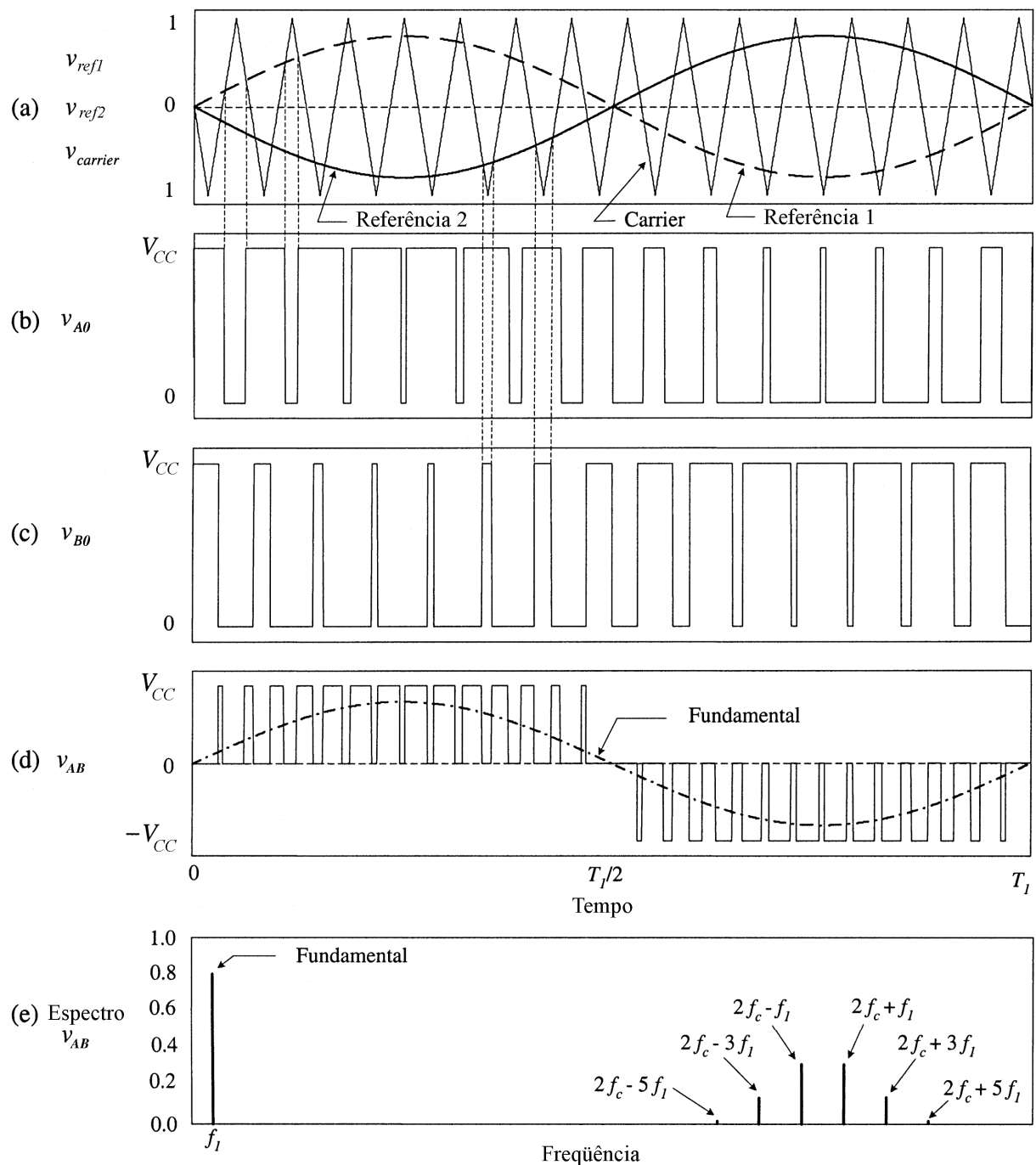


Figura 4.9 - Sinal PWM de três níveis (unipolar) [Acha et al., 2002].



Uma outra forma de implementar a modulação unipolar é através da modulação *híbrida*, também chamada *single-phase chopping*. Neste caso, uma das pernas da ponte (S1 e S2, por exemplo) é responsável pela modulação em alta frequência, enquanto que S3 e S4 são acionados alternada e sincronizadamente na frequência da rede.

A modulação unipolar apresenta uma série de vantagens sobre a bipolar:

- a) redução das perdas por chaveamento, proporcionais à frequência (no caso da modulação assimétrica pela possibilidade de redução da frequência da portadora, e na modulação *single-phase chopping*, porque uma das chaves de cada perna é acionada apenas uma vez por semiciclo na frequência de rede);
- b) menor conteúdo harmônico de baixa frequência no sinal de saída (as harmônicas relacionadas à frequência da portadora são canceladas, restando apenas as relacionadas às múltiplas desta), tornando mais eficiente o posterior processo de filtragem;
- c) menor estresse de tensão sobre os semicondutores da ponte inversora, já que a excursão (entre  $+V_{CC}$  e zero ou  $-V_{CC}$  e zero) é a metade da que seriam submetidos na modulação bipolar ( $-V_{CC}$  a  $+V_{CC}$ ), possibilitando a utilização de componentes com especificações de tensão máxima mais relaxadas e mais eficientes <sup>1</sup>;
- d) como os indutores de acoplamento estão sujeitos a menores variações de tensão, seus valores nominais podem ser reduzidos, o que implica em menores perdas, volume e custos.

Os fatores anteriormente citados fazem com que as eficiências de inversores com modulação unipolar sejam superiores em cerca de 1 % na carga nominal e em até 4 % sob baixos carregamentos quando comparados com seus equivalentes com modulação bipolar [Burger e Kranzer, 2009].

Uma limitação da modulação unipolar é que a sua sequência de acionamento permite o surgimento de saltos de tensão de modo comum no gerador fotovoltaico, cujos efeitos trazem uma série de consequências que tornam o seu emprego unipolar limitado a determinadas topologias de inversor, como será apresentado em seções posteriores.

<sup>1</sup> Segundo Erickson e Maksimović, 2004, o projeto de dispositivos semicondutores de potência envolve uma solução de compromisso entre uma alta tensão de ruptura (permitindo ao dispositivo trabalhar com altas tensões) e uma baixa queda de tensão/baixa resistência através do dispositivo. Além disso, no caso de dispositivos como os IGBTs, existe um compromisso entre a queda de tensão entre coletor e emissor e a velocidade de chaveamento, especialmente no desligamento.

## 4.4 Algumas considerações sobre a operação e a segurança de inversores

### 4.4.1 Separação galvânica (transformador)

A questão da separação galvânica entre o gerador fotovoltaico e a rede de distribuição pode ser vista sob duas perspectivas: a primeira priorizando a segurança, tanto das pessoas (proteção contra choques elétricos) como dos equipamentos e dos sistemas (injeção de corrente contínua na rede, circulação de correntes de terra e emissão de interferência eletromagnética). A segunda prioriza a eficiência energética e a redução de custos, considerando que os dispositivos e estratégias de proteção existentes sejam suficientes para garantir a segurança dos recursos materiais e humanos envolvidos.

Com relação à isolação galvânica entre os lados CC e CA, os inversores podem ser classificados em três categorias: inversores com transformador de baixa frequência (que operam na frequência de rede), com transformador de alta frequência e inversores sem transformador de isolação (*transformerless*). A decisão do projetista pelo uso ou não do transformador está associada principalmente a duas questões: o aterramento do painel fotovoltaico e a injeção de corrente contínua na rede de distribuição.

As normas de alguns países exigem que um dos terminais do gerador fotovoltaico seja aterrado. Inversores *transformerless* com determinadas combinações de topologia e esquema de chaveamento não admitem o aterramento em ambos os lados do inversor. Como um inversor deste tipo instalado em uma rede monofásica (fase e neutro aterrado) já terá sua saída com conexão à terra através do neutro, haverá a formação de um laço de terra (através do aterramento direto ou da capacitância parasita entre o gerador fotovoltaico e a terra, como será visto a seguir) e a possibilidade da ocorrência de oscilações. Nestes casos, o aterramento no lado CC não poderá ser efetivado se não houver o desacoplamento através de um transformador.

Em outras situações o aterramento de um dos terminais do gerador fotovoltaico não é uma questão meramente normativa, mas sim uma demanda de ordem técnica. Estudos recentes mostram que módulos fotovoltaicos utilizando células de determinadas tecnologias são suscetíveis a degradação (irreversível, em alguns casos) dependendo dos níveis de potencial elétrico a que são submetidos. Módulos com células de silício cristalino com contato posterior (SunPower A-300, por exemplo) apresentam um efeito de polarização que pode reduzir sua eficiência em até 30 % [SMA, 2009a]. Este efeito é reversível (neste caso, com a aplicação de uma tensão negativa, figura 4.10) e pode ser prevenido se o terminal positivo do

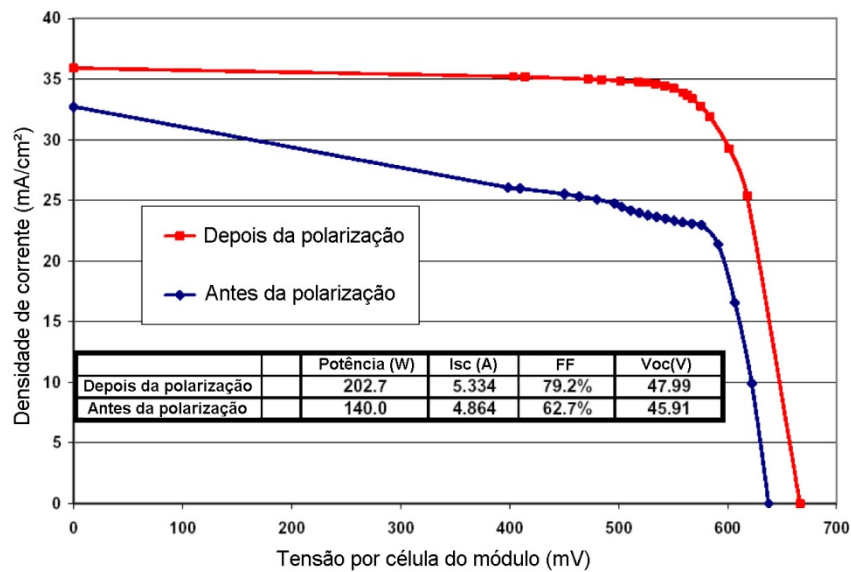


Figura 4.10 – Correção dos efeitos da polarização positiva sobre a curva  $I-V$  em uma célula de contato posterior: curva degradada (azul) e curva resultante após a aplicação de polarização reversa (vermelha) [Schmidt et al., 2007].

arranjo for aterrado. Por outro lado, geradores com módulos de determinadas tecnologias de filmes finos (notadamente telureto de cádmio e certos tipos de silício amorfo) devem ter seu terminal negativo aterrado, sob pena de sofrerem degradação acelerada e irreversível do óxido condutor transparente (TCO), como mostrado na figura 4.11.



Figura 4.11 – Degradação da camada condutora transparente de módulos de silício amorfo em decorrência de polarização negativa [Osterwald et al., 2003].

O uso do transformador é obrigatório em alguns países para garantir o isolamento entre o gerador fotovoltaico e a rede, bloqueando a circulação de correntes de fuga e impedindo a injeção de corrente contínua. Outros países, como a Alemanha, permitem a conexão de inversores sem transformador desde que respeitados os limites previstos por norma. Nestes casos o inversor deve dispor de um sistema de proteção que monitore os níveis das correntes de fuga e corrente contínua injetada na rede e desconecte o inversor assim que os limites sejam atingidos.

Embora até alguns anos atrás o uso do transformador fosse predominante, o menor custo, o menor peso e a maior eficiência (2 a 5 % segundo Burger e Schmitd, 2007) fazem com que haja uma clara tendência no mercado para a utilização de topologias que não utilizem transformador de potência, ao menos naqueles países onde as normas o permitem. Em um levantamento contemplando mais de 500 modelos de inversores de mais de 50 fabricantes, Salas e Olías, 2009, observaram que 27 % dos modelos analisados utilizavam transformador de baixa frequência, 36 % utilizavam transformador de alta frequência e 37 % eram *transformerless*. Segundo Burger e Kranzer, 2009, os inversores sem transformador constituem atualmente 80 % do mercado europeu e 50 % do mercado japonês. Nos Estados Unidos, embora a instalação de inversores *transformerless* com certificação *UL* já seja permitida, seu uso ainda é incipiente, em muito devido à “cultura do aterramento” existente naquele país.

#### 4.4.2 Injeção de corrente contínua na rede

A injeção de corrente contínua na rede de distribuição é um tema de preocupação por parte das concessionárias de energia elétrica, pois pode saturar o núcleo magnético dos transformadores de distribuição, resultando em um aumento das perdas e da distorção harmônica, emissão de ruído sonoro, além de afetar o acionamento de dispositivos de proteção e introduzir erros de leitura em medidores de energia. Também cargas indutivas, como motores de indução, podem ter seu desempenho prejudicado pelo aumento das perdas por histerese devido à saturação magnética. Várias normas estabelecem os limites de injeção de corrente contínua na rede, com valores absolutos variando entre 20 mA e 1 A. A tabela 4.1 mostra estes limites de acordo com as normas de alguns países:

Tabela 4.1 - Limites de injeção de corrente contínua na rede.

País	Norma	Limite de injeção de CC
Alemanha	DIN VDE 0126-1-1	1 A
Austrália	AS 4777.2	0,5 % da corrente nominal ou 5 mA
EEUU	IEEE 1547	0,5% da corrente nominal
Japão	Technical Guideline for the Grid Interconnection of Dispersed Power Generating Systems	1% da corrente nominal
Inglaterra	ER G83/1	2 mA
Internacional	IEC 61727	1% da corrente nominal

A presença de níveis CC na rede se revela como uma assimetria entre os semiciclos positivo e negativo do sinal de tensão (*offset*). Pode ter diversas origens, tais como fontes chaveadas utilizadas em diversos equipamentos eletrônicos, retificadores de meia-onda, reatores eletrônicos (balastros) para lâmpadas de descarga, controladores de velocidade para motores, equipamentos defeituosos, etc. Como nos sistemas fotovoltaicos a energia solar é convertida em eletricidade na forma de corrente contínua, tais sistemas são, muitas vezes, vistos como fontes potenciais deste tipo de problema.

#### 4.4.3 Capacitância parasita do gerador fotovoltaico e a circulação de correntes de terra

Uma questão importante a ser considerada, tanto no aspecto de segurança como do próprio funcionamento do inversor, está relacionada às correntes resultantes das tensões de modo comum entre o arranjo fotovoltaico e a terra. Mesmo que o arranjo não tenha um de seus terminais diretamente aterrado, poderá haver um caminho para a passagem de corrente através do acoplamento capacitivo entre as células e as molduras dos módulos. Como as molduras metálicas são normalmente aterradas, o resultado é a presença de uma capacitância parasita entre o gerador fotovoltaico e a terra. O impacto dessa capacitância sobre o funcionamento do sistema fotovoltaico e a segurança de pessoas dependerá diretamente da topologia do inversor (presença ou não de transformador de isolamento) empregado e da sua estratégia de modulação (bipolar ou unipolar), as quais se refletem na forma de onda e na

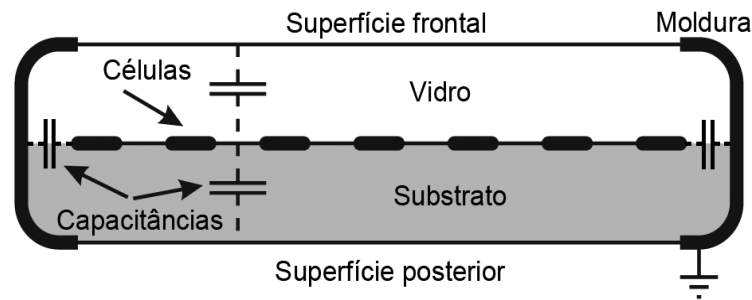


Figura 4.12 - Capacitâncias parasitas dos módulos fotovoltaicos [adaptado de López et al., 2010].

amplitude das variações de potencial entre os terminais do gerador fotovoltaico e a terra ao longo do ciclo de inversão.

Um capacitor é um dispositivo eletrônico que apresenta uma reatância inversamente proporcional à frequência do sinal a ele aplicado. Em termos físicos, dois condutores separados por um dielétrico configuram um capacitor. No caso de módulos fotovoltaicos, a proximidade da moldura metálica com os elementos ativos dos módulos (as células) resulta em um acoplamento capacitivo entre ambos. Como geralmente as molduras dos módulos estão eletricamente conectadas entre si através da estrutura de sustentação, também metálica, o resultado é uma associação em paralelo de capacitâncias entre o gerador fotovoltaico e a estrutura. O valor total da associação depende de fatores tais como a área do gerador fotovoltaico, a distância entre células e moldura, tecnologia de fabricação das células e condições de sujeira e umidade na superfície dos módulos. Vários autores [Bletterie et al., 2006; Gubía et al., 2007; Zacharias e Burger, 2006; López et al., 2010] analisaram os efeitos dessa capacitância parasita, tanto experimentalmente como através de simulações. Segundo Schmidt et al., 2007, um módulo convencional de  $50 W_p$  seco apresenta uma capacitância entre as células e a moldura de cerca de 150 pF, valor que pode crescer significativamente (até cerca de 9 nF) com o módulo molhado. Os autores concluem que, dependendo das condições atmosféricas, o valor da capacitância parasita de um gerador fotovoltaico possa ser estimado entre 50 e 150 nF/kW<sub>p</sub> para módulos com células de silício cristalino e até 1 μF/kW<sub>p</sub> para módulos de filmes finos com substrato metálico.

Schmidt et al., 2007, também apresentam uma análise das interações entre painel fotovoltaico e inversores de diversas topologias, dividindo-os em três classes de acordo com a forma de onda da tensão entre os terminais do gerador fotovoltaicos e a terra. O caso mais crítico ocorre com inversores sem transformador de isolamento utilizando modulação PWM

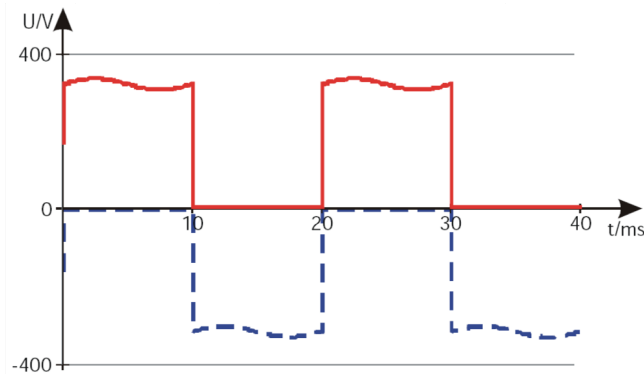


Figura 4.13 – Tensão nos terminais positivo (em vermelho) e negativo (em azul) do gerador fotovoltaico acoplado a um inversor *transformerless* com modulação PWM unipolar [Schmidt et al., 2007].

unipolar, quando a tensão nos terminais do gerador fotovoltaico apresenta a forma de onda mostrada na figura 4.13. Os saltos de tensão de centenas de volts nos instantes de inversão de polaridade provocam picos de corrente à terra através da capacitância parasita, com intensidades que podem superar em muito os limites máximos admissíveis pelas normas (300 mA no caso da norma alemã DIN VDE 0126-1-1).

Ademais, como em inversores monofásicos um dos terminais de saída já é aterrado através do neutro, no caso de não haver transformador de isolamento fecha-se uma malha formada pela capacitância parasita do arranjo fotovoltaico, as impedâncias dos filtros do inversor e a impedância da rede (Figura 4.14). Sob certas condições, o circuito formado pela referida malha pode entrar em ressonância ao ser excitado pelas variações abruptas de tensão no arranjo fotovoltaico decorrentes da modulação unipolar, oscilando em frequências de até dezenas de quilohertz (como observado por López et al., 2010), com a circulação de correntes

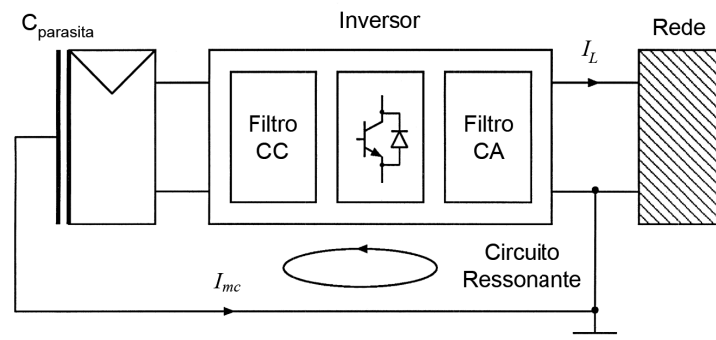


Figura 4.14 – Circulação de correntes de terra (modo comum) através da capacitância parasita do painel fotovoltaico em um inversor *transformerless* [Calais et al., 1999].

à terra em níveis muito acima do permitido pelas normas e do limiar de acionamento dos RCDUs (disjuntores de corrente residual), além de gerar problemas de interferência eletromagnética.

A figura 4.15 mostra resultados semelhantes encontrados por Lin et al., 2008, obtidos através de simulações considerando diferentes topologias e estratégias de modulação.

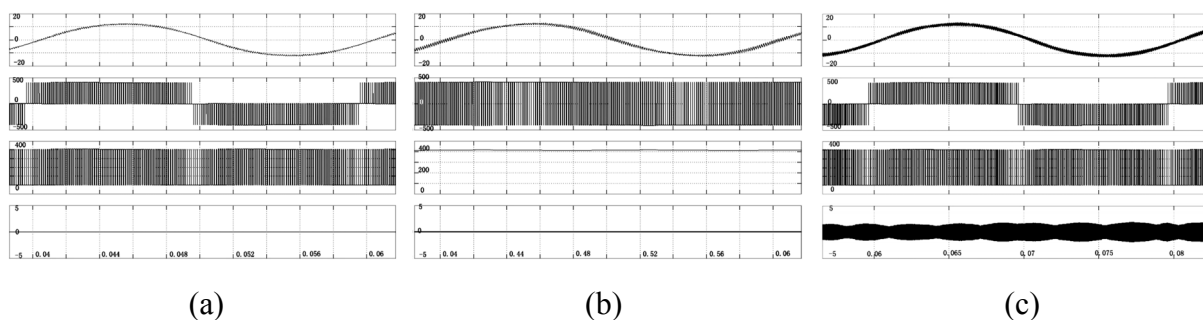


Figura 4.15 - Formas de onda simuladas (de cima para baixo:  $i_L$ ,  $v_{AB}$ ,  $v_{A0}+v_{B0}$  e  $i_{mc}$ ) de inversores com diferentes topologias: (a) unipolar com transformador, (b) bipolar sem transformador e (c) unipolar sem transformador [Lin et al., 2008].

Em sistemas com inversores com transformador as oscilações de alta frequência são naturalmente limitadas pela baixa capacitância parasita do transformador, tipicamente da ordem de dezenas de picofarads [Kerekes et al., 2008].

Da mesma forma que com a moldura metálica, o acoplamento capacitivo também se dá entre as células e a superfície (tanto frontal como posterior) dos módulos. Bletterie et al., 2006, fazem referência a relatos feitos por pessoas encarregadas da limpeza de fachadas fotovoltaicas sentirem fisgadas e formigamentos ao tocar na superfície dos módulos. Mesmo que nestes casos a amplitude das correntes de fuga não costume atingir valores letais, acidentes (quedas, por exemplo) podem advir em decorrência de reações musculares involuntárias.

#### 4.5 Topologias de inversor mais utilizadas

Existem atualmente mais de 40 topologias utilizadas em circuitos de inversores comerciais [Burger e Kranzer, 2009]. A seguir serão apresentadas algumas destas configurações.



#### 4.5.1 Inversor com transformador de baixa frequência

O circuito típico de um inversor acoplado à rede através de transformador de baixa frequência é mostrado na figura 4.16. Pode-se dizer que é a configuração mais conservadora, pois o transformador na saída do circuito garante a isolamento galvânica, bloqueando a injeção de corrente contínua na rede e a circulação de correntes de terra. A inversão é feita através de uma ponte completa formada por S1 a S4 cuja saída, através dos indutores L1 e L2, alimenta o primário de um transformador de frequência de rede TR1, com seu secundário conectado diretamente à rede de distribuição. Além da separação galvânica, o transformador permite uma adaptação ao nível de tensão CA da rede, permitindo o uso de geradores fotovoltaicos de tensão menos elevada. O número de componentes de potência relativamente reduzido confere robustez e confiabilidade. Em contrapartida, além de contribuir para o aumento do peso, volume e custo do inversor, as perdas no transformador acarretam uma redução de um a dois pontos percentuais na eficiência de conversão. Outra consequência negativa é a redução do fator de potência, especialmente com baixos carregamentos [Schimpf e Norum, 2008].

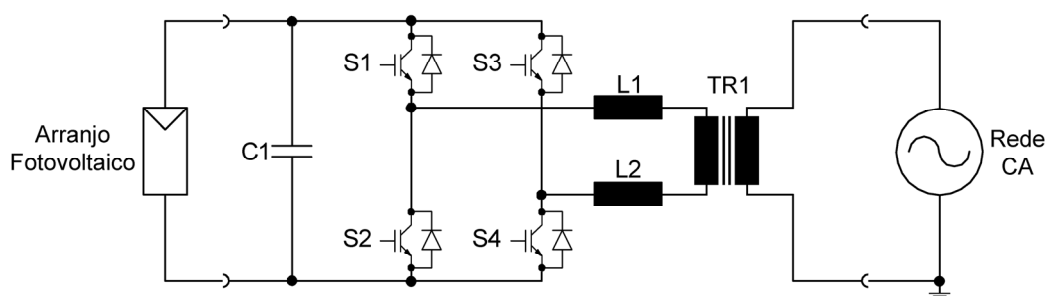


Figura 4.16 – Inversor com transformador de baixa frequência.

#### 4.5.2 Inversor com transformador de alta frequência

No circuito da figura 4.17 é mostrado um inversor com transformador de alta frequência. Neste caso é acrescentado um estágio inversor, oscilando em várias dezenas de kHz. No diagrama é representada uma ponte inversora completa com IGBTs (embora pudesse ser uma outra configuração de chaveamento) conectada ao primário de um transformador de alta frequência (dezenas de kHz), mais eficiente e mais leve do que um transformador com frequência de rede de mesma potência. A saída no secundário do transformador é retificada e alimenta uma segunda ponte inversora, a qual modula a potência a ser injetada na rede. A presença do transformador garante a isolamento galvânica, porém o ganho em eficiência obtido por este ser de alta frequência é, ao menos em parte, desperdiçado com as perdas decorrentes

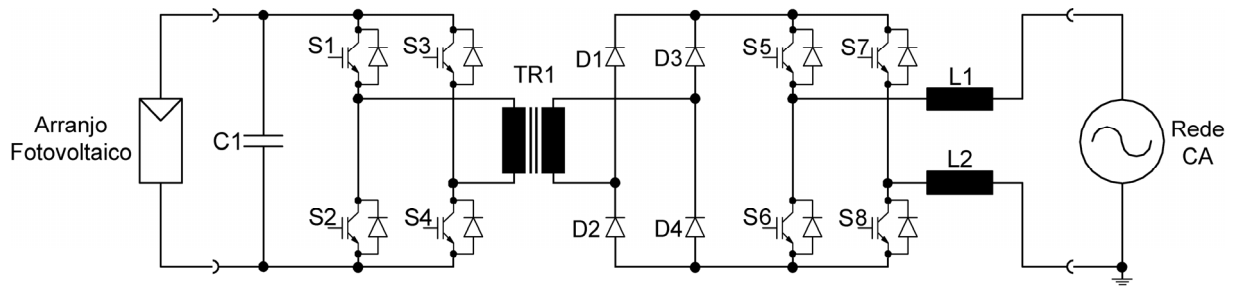


Figura 4.17 – Inversor com transformador de alta frequência.

do maior número de componentes e etapas de conversão. O maior número de componentes e a maior complexidade do circuito podem resultar em uma diminuição da confiabilidade do inversor.

#### 4.5.3 Inversor sem transformador (*transformerless*)

Os inversores sem transformador de isolamento entre o gerador fotovoltaico e a rede de distribuição tiveram seu início ainda na década de 1980 e estão ganhando cada vez mais espaço no mercado. Sua principal vantagem é a maior eficiência de conversão resultante da eliminação do transformador e suas perdas associadas. Além disso, são reduzidos o tamanho, o peso e o custo do inversor. O circuito básico de um inversor *transformerless* é mostrado na figura 4.18.

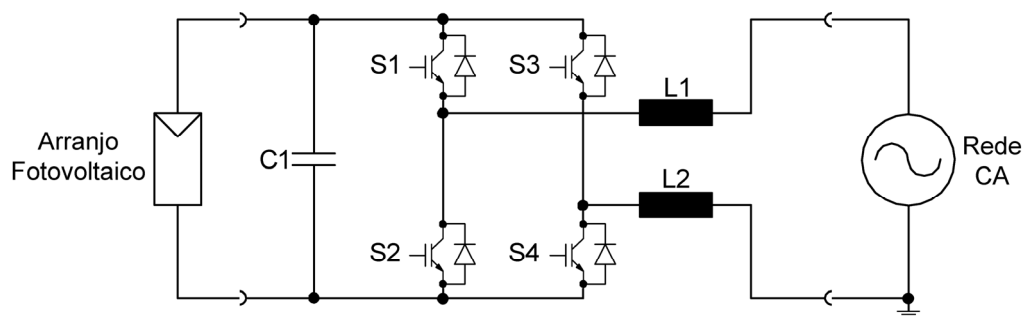


Figura 4.18 – Inversor sem transformador.

Se por um lado a eliminação do transformador aumenta a eficiência do inversor, por outro a falta de isolamento elétrico entre os circuitos de potência CC e CA traz uma série de consequências, tanto de segurança como operacionais. As normas técnicas de alguns países exigem, direta ou indiretamente, que um dos terminais do gerador fotovoltaico seja aterrado. Como visto anteriormente, no caso do inversor ser interligado à rede através de uma ligação

monofásica, um de seus terminais de saída estará também conectado à terra através do neutro criando assim um laço de terra que possibilita, especialmente no caso de chaveamento PWM unipolar, a circulação de correntes potencialmente perigosas tanto para as pessoas como para os equipamentos. Deste modo, o emprego de esquemas com a topologia mostrada na figura 4.18 fica restrito a inversores utilizando chaveamento bipolar, menos eficiente do que o unipolar. A utilização do chaveamento bipolar obriga que a tensão de operação do gerador fotovoltaico seja superior ao dobro da tensão de pico da tensão de saída em corrente alternada (cerca de  $360 V_{CC}$  para redes de  $127 V_{CA}$  e  $625 V_{CC}$  para redes de  $220 V_{CA}$ ). Caso contrário, o estágio inversor deverá ser precedido por um conversor CC/CC elevador, tal como mostrado na figura 4.19.

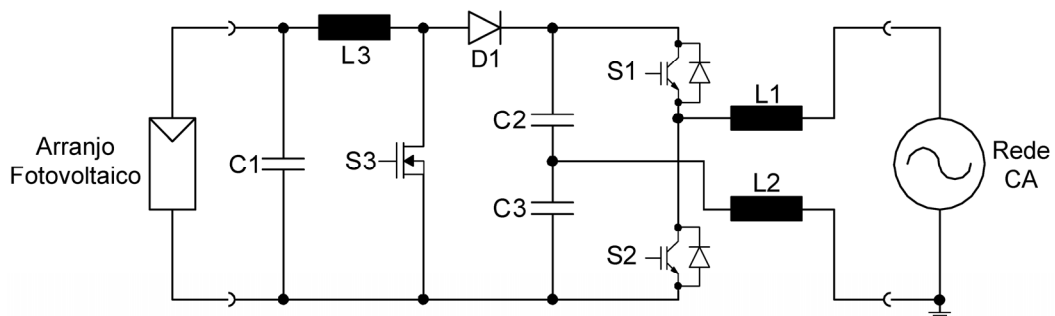


Figura 4.19 - Inversor sem transformador com conversor CC/CC elevador (*booster*).

Nos últimos anos, algumas modificações ao circuito *transformerless* básico foram introduzidas por fabricantes de inversores visando possibilitar a utilização de chaveamento unipolar. Em termos físicos estes aperfeiçoamentos consistem no acréscimo de chaves semicondutoras que, através de um esquema de acionamento adequado, promovem o desacoplamento dos lados CC e CA durante determinadas fases do ciclo de inversão (períodos de tensão nula), impedindo o retorno da corrente de magnetização dos indutores de saída para o circuito CC. Isso traz uma série de vantagens: (a) a redução da circulação de correntes reativas através da ponte inversora eleva as eficiências de conversão, especialmente sob carregamento parcial; (b) possibilita a utilização de reatores com menor valor nominal de indutância, mais leves e com menores perdas e (c) evita o fechamento do laço de terra mencionado anteriormente, impedindo o surgimento de oscilações de alta frequência no gerador fotovoltaico e melhorando a compatibilidade eletromagnética. Dois exemplos dessas novas topologias são a *HERIC* (*Highly Efficient and Reliable Inverter Concept*) e a *H5*. Com desempenhos semelhantes, podendo proporcionar eficiências de conversão superiores a 98 %,

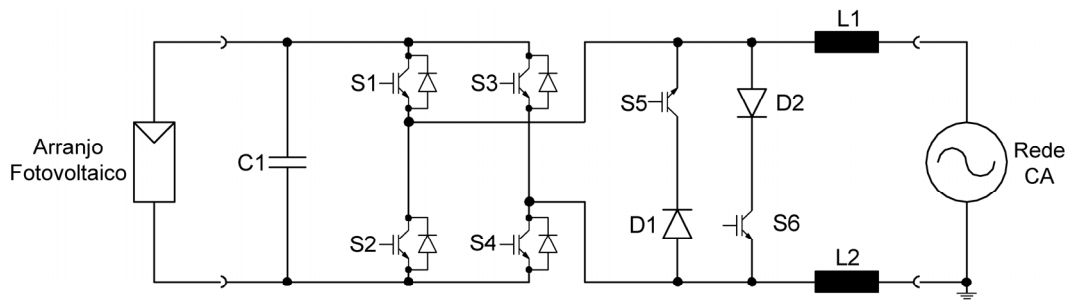


Figura 4.20 – Inversor sem transformador com a topologia *HERIC*.

os circuitos diferem principalmente na localização dos dispositivos de chaveamento adicionais: no circuito *HERIC* no lado de corrente alternada e, no *H5*, no lado de corrente contínua.

A topologia *HERIC*, mostrada na figura 4.20, foi desenvolvida no ISE-Fraunhofer Institute e lançada comercialmente pela Sunways AG em 2003 na sua linha NT. É constituída por uma ponte completa convencional operando em modulação assimétrica. No lado de corrente alternada, porém, são acrescentados dois caminhos alternativos para a corrente de magnetização, formados pelos pares S5/D1 e S6/D2, os quais são acionados alternada e sincronizadamente com a rede de forma a manter a energia acumulada nos indutores no lado CA [Schmidt et al., 2006].

Na topologia *H5* desenvolvida pela SMA Solar Technology AG e cujo circuito é mostrado na figura 4.21, o chaveamento é do tipo híbrido. Enquanto S1 e S3 são chaveados na frequência da rede, S2 e S4 são chaveados em alta frequência (~16 kHz). Uma quinta chave S5 opera de forma sincronizada com S2 durante um semiciclo de rede e com S4 durante o outro semiciclo, desacoplando os lados CC e CA nos estados de tensão nula e impedindo o retorno da corrente de magnetização dos indutores ao capacitor de entrada [Victor et al,

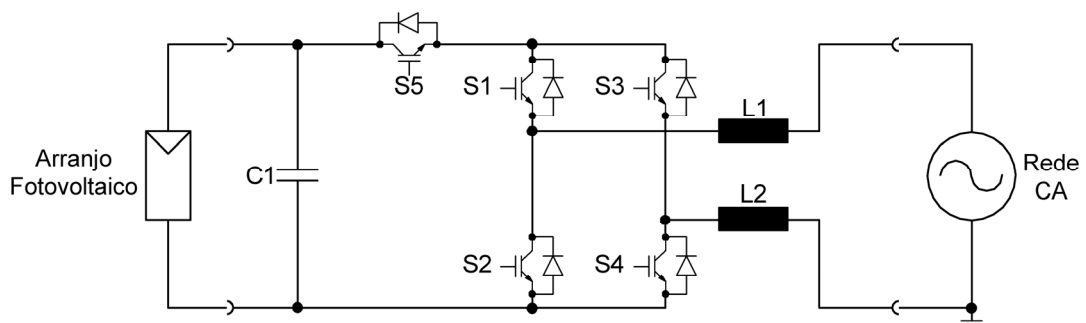


Figura 4.21 - Inversor sem transformador com topologia *H5*.

2008]. Além de evitar as perdas associadas à passagem de corrente reativa através dos semicondutores da ponte inversora, a atuação de S5 impede o surgimento de saltos de tensão nos terminais do gerador fotovoltaico.

A topologia do inversor com ponto neutro grampeado (*neutral point clamped - NPC*) foi desenvolvida no início da década de 1980 visando originalmente o acionamento de motores de indução [Nabae et al., 1981]. Esta configuração permite o aterramento do ponto médio do arranjo fotovoltaico, como indicado na figura 4.22. Nesta figura é mostrado o circuito básico do inversor NPC de três níveis, porém mais níveis de tensão podem ser obtidos com o acréscimo de componentes. O chaveamento PWM é executado por S1 (semiciclo positivo) e S4 (semiciclo negativo), enquanto que S2 e S4 operam complementarmente na frequência da rede. Os diodos D1 e D2 têm a função de “grampear” a saída do inversor à terra durante os estados de tensão nula. A utilização do esquema PWM unipolar traz como vantagem a alta eficiência de conversão. Por outro lado, um inversor com a topologia NPC necessita de um gerador fotovoltaico com o dobro da tensão requerida para um inversor equivalente com ponte completa.

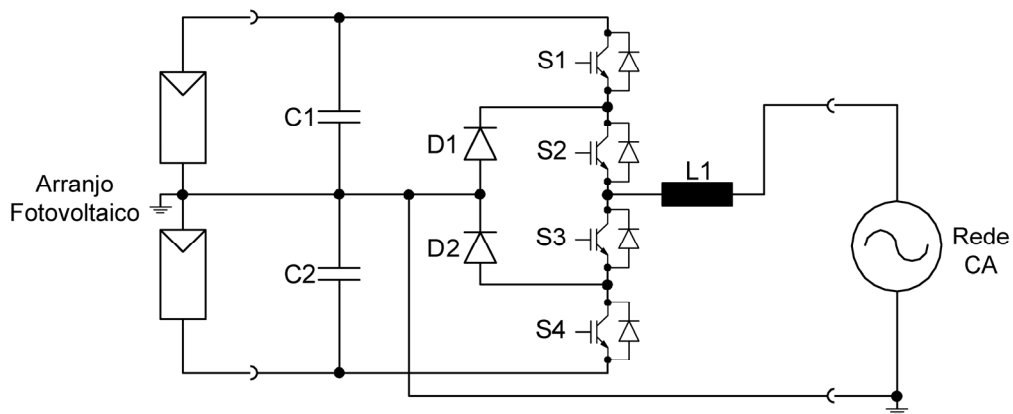


Figura 4.22 - Inversor com ponto neutro grampeado de três níveis.

## 5 SEGUIMENTO DO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Se um arranjo fotovoltaico estiver submetido a irradiância uniforme (sem sobreamentos parciais) e não contiver células ou módulos defeituosos, sua curva potência *versus* tensão terá o formato apresentado na figura 3.6, apresentando um único ponto com derivada nula. Este ponto particular da curva é o chamado *ponto de máxima potência*, no qual o produto corrente  $\times$  tensão tem o seu valor máximo. É sabido que os valores de  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$  (e consequentemente de  $P_{MP}$ ) são dependentes das condições de irradiância (principalmente a corrente) e de temperatura de célula (principalmente a tensão). Embora as variações de temperatura de célula sejam tipicamente mais lentas, a irradiância pode apresentar mudanças drásticas em questão de segundos, como resultado da passagem de nuvens. Da mesma forma, sombreamentos parciais provocados por árvores e edificações próximas, além de folhas e dejetos de pássaros depositados sobre a superfície dos módulos, podem provocar distorções na curva característica do gerador fotovoltaico, inclusive com a ocorrência de máximos locais, como mostrado na figura 5.1.

Assim sendo, é conveniente que haja um mecanismo que detecte continuamente as modificações na curva característica e atue sobre a eletrônica do inversor de modo a manter o arranjo fotovoltaico polarizado na tensão correspondente à tensão de máxima potência,

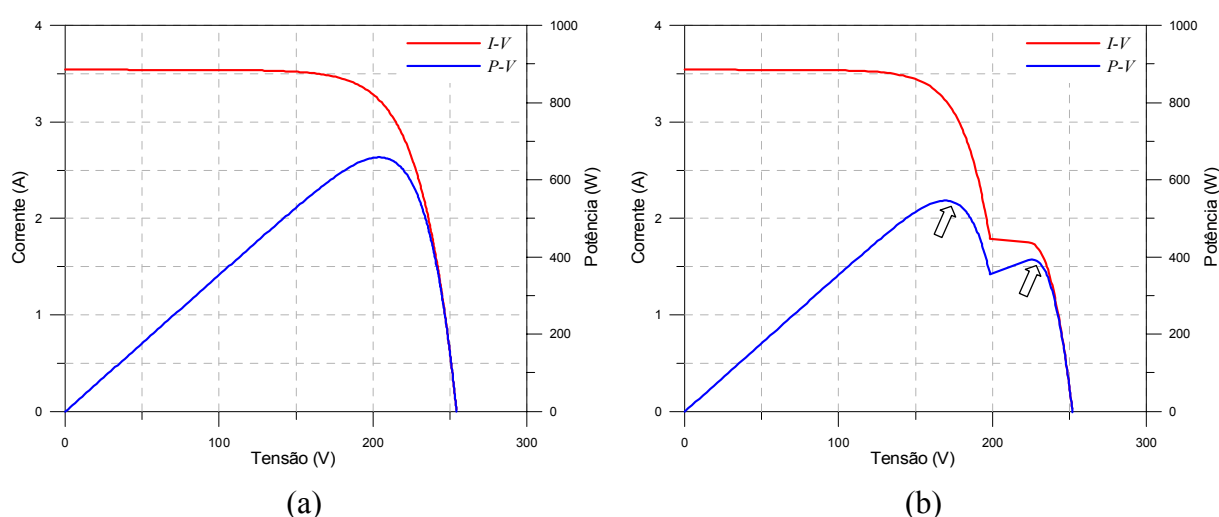


Figura 5.1 – Curvas corrente  $\times$  tensão (vermelha) e potência  $\times$  tensão (azul) de um *string* de seis módulos de 72 células mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50 %.

maximizando a transferência de potência e evitando perdas que ocorreriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima. Este processo é o chamado seguimento do ponto de máxima potência (em inglês, *maximum power point tracking* - MPPT).

Um seguidor do ponto de máxima potência deve atender as seguintes tarefas/características:

- precisão: implica em medidas de corrente e tensão de qualidade;
- eficácia: ser capaz de encontrar a potência máxima mesmo com a ocorrência de máximos locais;
- rapidez: deve adaptar-se com presteza às variações bruscas de irradiância causadas, por exemplo, por nuvens passageiras.

Um dispositivo de seguimento de máxima potência pode ser dividido em dois blocos básicos: uma seção de controle e uma seção de potência. No caso de inversores de dois estágios, a seção de potência do MPPT consiste geralmente em um conversor CC/CC em modo chaveado. Das várias topologias possíveis, três são fundamentais: elevadora (*boost*), redutora (*buck*) e elevadora-redutora. A utilização do conversor CC/CC permite uma maior flexibilidade na tensão de entrada, às custas de uma redução da ordem de 2 % na eficiência global do inversor, em função dos componentes adicionais. Os inversores *multi-string* possuem dois ou mais dispositivos de MPPT independentes, a fim de permitir a utilização de arranjos fotovoltaicos com características elétricas ou orientações diferentes, por exemplo.

No caso do inversor de único estágio, a seção de potência do seguidor de máxima potência é própria ponte inversora e a conversão será forçosamente do tipo redutora. Isto implica que, no caso de inversores sem transformador, o gerador fotovoltaico deverá ter uma tensão de operação mínima superior ao valor de pico a pico da tensão da rede CA ou o dobro desta, dependendo da topologia utilizada.

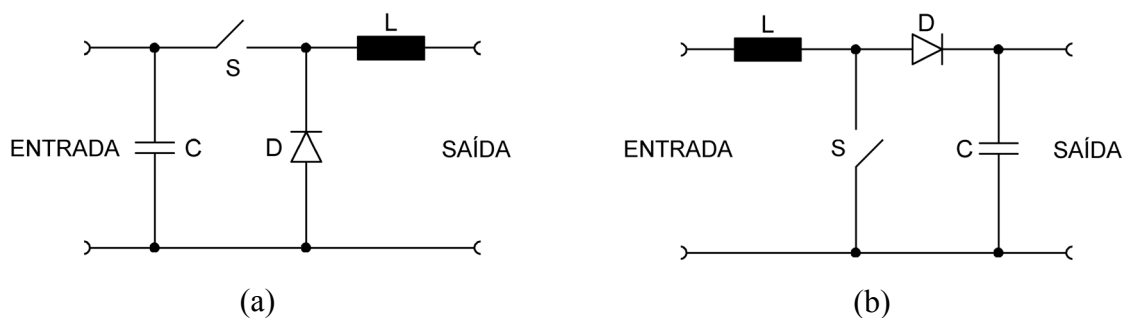


Figura 5.2 – Conversores CC/CC: (a) redutor e (b) elevador.

O bloco de controle do MPPT encarrega-se do ajuste da tensão de polarização do gerador fotovoltaico através de algoritmos que atuam sobre o controle eletrônico (*driver*) dos dispositivos de chaveamento do conversor CC/CC ou da ponte inversora. O algoritmo de controle tem como entrada dados instantâneos de tensão e corrente de operação do gerador fotovoltaico (além de, eventualmente, outros parâmetros como temperatura e irradiância). Sua implementação pode ser feita de forma analógica ou, mais comumente, digital, através de microprocessadores ou processamento digital de sinais.

### 5.1 Algoritmos de seguimento do ponto de máxima potência

Como visto anteriormente, a função de um dispositivo de seguimento de máxima potência é otimizar a extração de potência do arranjo fotovoltaico ajustando para cada condição de irradiância e temperatura de célula, de forma contínua ou intermitente, a tensão ou a corrente do arranjo, fazendo com que este esteja sempre polarizado em um ponto de potência máxima  $P_{MP} = V_{MP} \times I_{MP}$ . Como os valores de  $V_{MP}$  e  $I_{MP}$  não são conhecidos de antemão, é preciso encontrá-los através de cálculos e/ou algoritmos.

Vários autores [Jantsch et al., 1997, Schmid e Schmidt, 2003, e Salas et al., 2006] separam as estratégias de seguimento do ponto de máxima potência em duas categorias: métodos *indiretos* e métodos *diretos*.

Os métodos diretos ou de seguimento verdadeiro são aqueles que utilizam medições em tempo real da corrente e tensão disponíveis na entrada do inversor para encontrar o ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico. Os métodos diretos não necessitam de informações prévias sobre as características do gerador fotovoltaico e são, em princípio, capazes de reagir a variações rápidas nas condições de operação dos módulos. São exemplos de métodos diretos o *perturb & observe* e condutância incremental.

Os métodos indiretos (também chamados de quase-seguimento) são aqueles que utilizam um sinal de referência (irradiância, temperatura dos módulos, corrente de curto-circuito ou tensão de circuito aberto de uma célula de referência ou do próprio painel fotovoltaico) para estimar o ponto de máxima potência. Esta informação é confrontada com uma base de dados ou algum modelo matemático com as características previamente determinadas do gerador fotovoltaico específico. Por serem sujeitos a imprecisões e incapazes



de detectar os efeitos de sombreamentos parciais, envelhecimento e acúmulo de sujeira sobre os módulos, os métodos indiretos são pouco utilizados.

Vários métodos de controle do seguimento do ponto de máxima potência de inversores foram (e continuam sendo) propostos. A seguir são apresentados alguns deles.

### 5.1.1 Tensão fixa

O método da tensão fixa consiste em manter o gerador polarizado em uma tensão de operação “ótima”, idealmente a tensão que ocorre mais frequentemente nos momentos de alta potência. O valor da tensão de polarização (*best fixed voltage*) é ajustado previamente, escolhido a partir de informações das características do gerador fotovoltaico, preferivelmente considerando a sequência histórica de dados de irradiância e temperatura locais.

O método da tensão fixa, por sua natureza (a rigor, não é um método de seguimento), é incapaz de responder a variações nas condições atmosféricas, sombreamentos parciais e alterações nas características do gerador fotovoltaico, decorrentes de envelhecimento, sujeira, etc. Mesmo assim, pode ser útil quando combinado com outros métodos, especialmente sob condições de baixa irradiância, tal como proposto por Yu et al., 2002.

### 5.1.2 Tensão de circuito aberto

O método da tensão de circuito aberto baseia-se no pressuposto de que a tensão de máxima potência está relacionada à tensão de circuito aberto por uma constante de proporcionalidade  $k_1$ . Assim, durante a operação, o gerador fotovoltaico é periodicamente desconectado, a tensão de circuito aberto medida e um novo valor de polarização calculado.

$$V_{MP} \cong k_1 V_{OC} \quad (5.1)$$

O valor de  $k_1$  é uma característica particular do gerador fotovoltaico, associada à tecnologia utilizada na fabricação das células fotovoltaicas e também às condições de irradiância e temperatura. Valores típicos situam-se entre 0,7 (filmes finos) e 0,8 (silício cristalino).

Embora de fácil implementação, necessitando da medida de uma única grandeza, o método tem como desvantagem a incapacidade de detectar variações bruscas de irradiância e

sombreamentos parciais, além de requerer uma chave extra para a medição de  $V_{OC}$  e acarretar uma certa perda energética nos momentos em que o gerador fotovoltaico está desconectado.

### 5.1.3 Corrente de curto-circuito

Similarmente ao anterior, este método assume que a corrente de máxima potência está relacionada à corrente de curto-circuito por uma constante de proporcionalidade  $k_2$ .

$$I_{MP} \cong k_2 I_{SC} \quad (5.2)$$

O valor de  $k_2$  é também uma característica particular do gerador fotovoltaico, associada à tecnologia utilizada na fabricação das células fotovoltaicas. Valores típicos situam-se entre 0,8 (filmes finos) e 0,9 (silício cristalino). As desvantagens são similares às daquelas do método da tensão de circuito aberto.

### 5.1.4 *Perturb & observe*

O método *perturb & observe* (perturba e observa em português ou simplesmente P&O) é o mais utilizado em sistemas de seguimento de máxima potência para inversores [CIEMAT, 2009]. Seu funcionamento consiste em forçar o deslocamento do ponto de operação em uma dada direção (perturbar) e observar o resultado na potência de saída do gerador fotovoltaico. A modificação no ponto de operação é feita através de pequenos incrementos (positivos ou negativos) na tensão de polarização a intervalos determinados. Um incremento positivo de tensão, por exemplo, refletindo-se em um aumento da potência indica que o ponto de operação se deslocou em direção ao ponto de máxima potência e a perturbação deve prosseguir no mesmo sentido. Quando a potência de saída começar a diminuir, significa que a tensão de máxima potência foi ultrapassada e a próxima perturbação de tensão deve ser no sentido oposto. O processo se repete e, como resultado, o ponto de operação fica oscilando em torno do valor exato da tensão de máxima potência.

O método P&O não detecta quando a tensão de máxima potência é alcançada, mas sim se o ponto de operação do gerador fotovoltaico está se aproximando ou se afastando dela, o que implica em um certo desperdício de energia. Ainda que o fato da derivada da curva de potência ser nula no ponto de máxima potência faça com que pequenas oscilações de tensão em torno de  $V_{MP}$  não se reflitam proporcionalmente na potência, alguns aprimoramentos

podem ser aplicados para minimizar estas perdas. Hohm e Hopp, 2003, citam, por exemplo, a inclusão de um “modo de espera” quando houver sucessivas trocas de sinal na perturbação, indicando que a região de máxima potência foi atingida, reduzindo assim as oscilações em torno de  $V_{MP}$ . Esta estratégia, por tornar a resposta do seguidor mais lenta, só é benéfica nas situações em condições de céu limpo, quando irradiância é praticamente constante. Outra alternativa é diminuir proporcionalmente a amplitude da perturbação na medida em que a polarização vai se aproximando de  $V_{MP}$ , o que também aumenta o tempo de resposta no caso de variações rápidas de irradiância. Na figura 5.3, onde é apresentado um fluxograma típico do algoritmo P&O,  $c$  é o valor da perturbação de tensão.

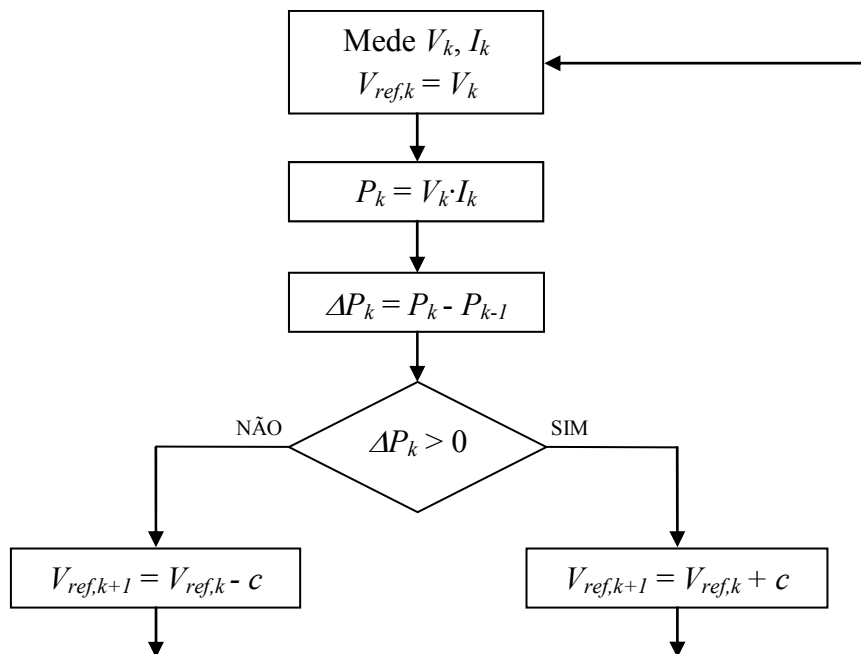


Figura 5.3 - Fluxograma do algoritmo P&O.

Wasynczuk, 1983, e Hussein et al., 1995, alertam para possíveis deficiências no desempenho do método P&O, especialmente sob condições de irradiância crescente. Estas falhas (tensão de polarização divergindo de  $V_{MP}$ ), seriam originadas pelo fato de que o método considera as variações detectadas na potência do gerador fotovoltaico entre dois ciclos de amostragem como resultado unicamente da perturbação induzida na tensão. Considere-se na figura 5.4 a curva de potência  $P_I$  de um painel fotovoltaico operando inicialmente sob condições estáveis de irradiância. Partindo-se do ponto de operação A, uma perturbação de tensão positiva ( $V+\Delta V$ ) deslocaria a polarização do gerador para o ponto B. Na amostragem

seguinte, ao ser detectada uma diminuição de potência, o algoritmo faria com que a próxima perturbação fosse no sentido oposto, reaproximando-o de  $V_{MP}$ . Entretanto, no caso de haver um aumento da irradiância no intervalo entre as duas amostragens, o ponto de operação é deslocado para o ponto C, situado sobre a nova curva de potência  $P_2$ . Detectado o incremento na potência, o algoritmo decidiria então, equivocadamente, que a próxima perturbação deveria ser no mesmo sentido, divergindo ainda mais de  $V_{MP}$ .

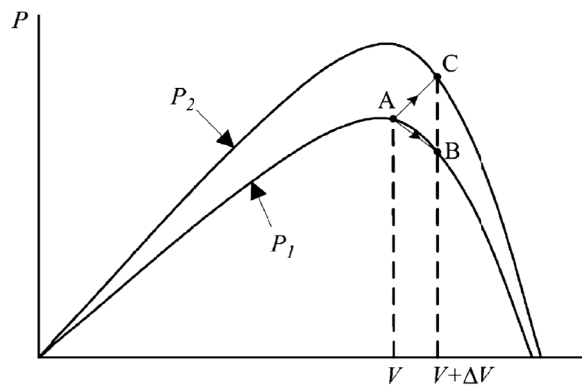


Figura 5.4 – Divergência do método P&O sob irradiância crescente [Wasynczuk, 1983].

### 5.1.5 Condutância incremental

O método da condutância incremental (*IncCond*) consiste na determinação do ponto de máxima potência a partir do sinal da derivada da potência em relação à tensão. Na figura 5.5, se  $dP/dV$  for positiva ou negativa, significa que a tensão de polarização do gerador é, respectivamente, inferior ou superior a  $V_{MP}$ , enquanto que uma derivada nula indica que o gerador está operando no ponto de máxima potência.

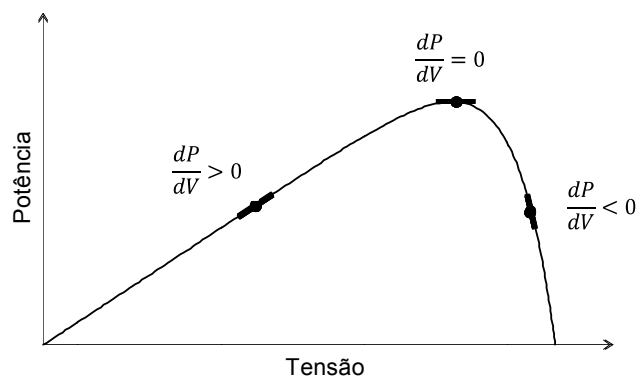


Figura 5.5 – Variação do sinal de  $dP/dV$  ao longo da curva da potência.

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \quad (5.3)$$

No ponto de máxima potência  $dP/dV = 0$ , logo

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (5.4)$$

onde  $dI/dV$  é a condutância incremental e  $I/V$  é a condutância instantânea.

Se o gerador não estiver polarizado na tensão de máxima potência, a equação acima não é satisfeita e tem-se que:

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \text{ quando } V < V_{MP} \quad \text{e} \quad \frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \text{ quando } V > V_{MP}$$

As expressões anteriores são utilizadas para determinar a direção em que a nova perturbação deve ocorrer para que o ponto de operação se aproxime de  $V_{MP}$ . Quando a Eq. 5.4 for satisfeita, significa que a máxima potência foi atingida. O gerador fotovoltaico permanecerá então polarizado nesse ponto até que seja detectada uma variação na corrente, indicando que houve uma mudança nas condições atmosféricas. Hohm e Hopp, 2003, citam como uma vantagem do método da condutância incremental sobre o P&O o fato de que o *IncCond* pode calcular em qual sentido a perturbação no ponto de operação deverá ser feita, evitando que, no caso de variações rápidas de irradiância, o seguidor tome o sentido errado.

Na figura 5.6 é apresentado um fluxograma típico do algoritmo da condutância incremental.

### 5.1.6 Inteligência artificial

Nos últimos anos diversos autores [Hiyama et al., 1995, Patcharaprakiti e Premrudeepreechacharn, 2002, Veerachary et al., 2003, entre outros] têm publicado artigos sobre a aplicação de métodos de redes neurais e de lógica difusa para o seguimento do ponto de máxima potência. As alegadas vantagens destes métodos são a inexigibilidade de modelos matemáticos exatos e a capacidade de trabalhar com dados de entrada imprecisos, além de adequarem-se bem a não-linearidades e serem adaptativos por natureza [CIEMAT, 2009].

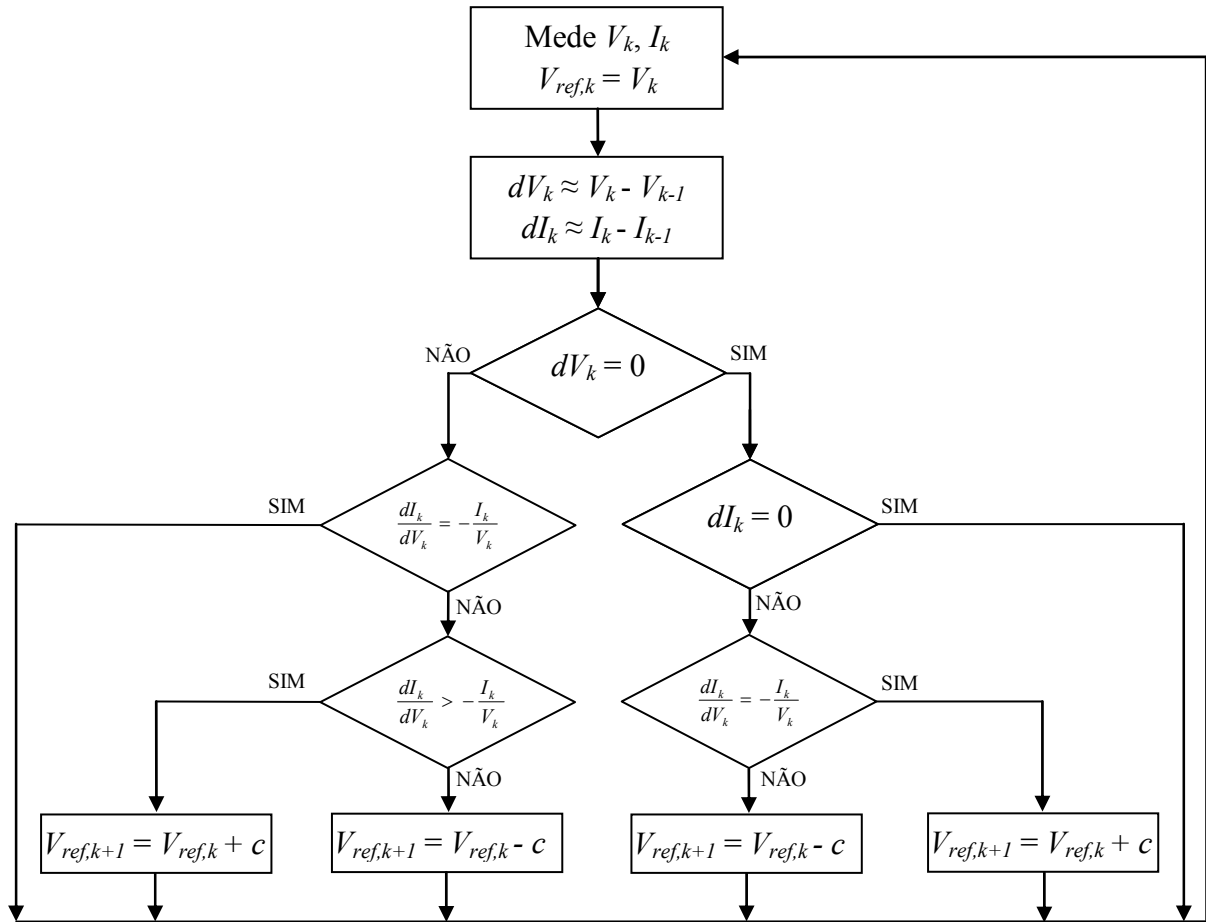


Figura 5.6 - Fluxograma do algoritmo de condutância incremental.

## 6 EFICIÊNCIA DE INVERSORES

### 6.1 Eficiência de conversão

A eficiência de um sistema qualquer de conversão de energia é definida como a razão entre a potência de saída e a potência de entrada. No caso do inversor, a eficiência de conversão pode ser descrita por:

$$\eta_{CONV} = \frac{\int_0^{T_M} p_{CA}(t) dt}{\int_0^{T_M} p_{CC}(t) dt} \quad (6.1)$$

onde  $p_{CA}$  é a potência em corrente alternada entregue à rede,  $p_{CC}$  é a potência em corrente contínua na entrada inversor e  $T_M$  é o período de integração considerado.

A eficiência de conversão dos inversores, entretanto, não tem um valor constante, apresentando uma dependência em relação ao carregamento, o qual varia continuamente conforme as variações momentâneas, diárias e sazonais das condições de irradiância e temperatura às quais o gerador fotovoltaico está submetido. Além do carregamento, a eficiência também é influenciada, em menor grau, pela tensão de entrada do inversor. A figura 6.1 apresenta curvas de eficiências típicas para inversores com transformador de baixa frequência, com transformador de alta frequência e sem transformador, enquanto que as figuras 6.2, 6.3 e 6.4 mostram exemplos da variação da eficiência com a tensão de entrada.

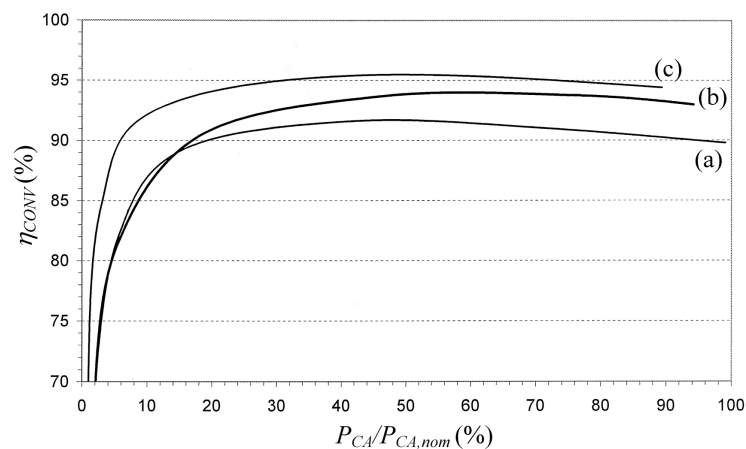


Figura 6.1 - Curvas de eficiências típicas para inversores com transformador de baixa frequência (a), com transformador de alta frequência (b) e sem transformador (c) [Alonso-Abella e Chenlo, 2003].

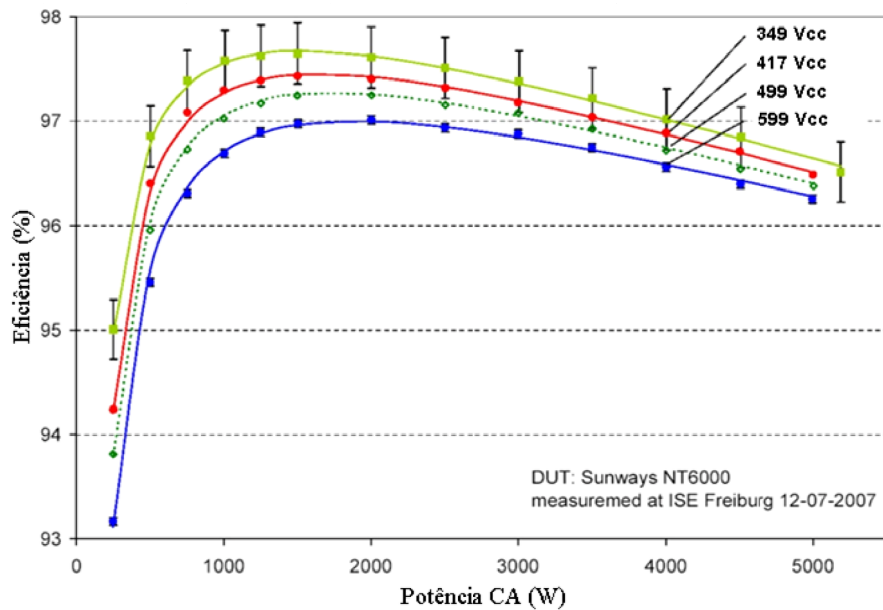


Figura 6.2 – Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão do inversor Solarmax modelo SM6000C [Baumgartner, 2005].

O gráfico da figura 6.2 refere-se a um inversor cuja eficiência de conversão se deteriora com o aumento da tensão de entrada. Outros inversores apresentam um comportamento inverso, aumentando a eficiência com a tensão, como o SMA SB3300TL HC, mostrado na figura 6.3. Já o inversor Fronius IG30 (figura 6.4) oferece o máximo desempenho na tensão de 280 V<sub>CC</sub>, diminuindo a eficiência de conversão para tensões acima e abaixo

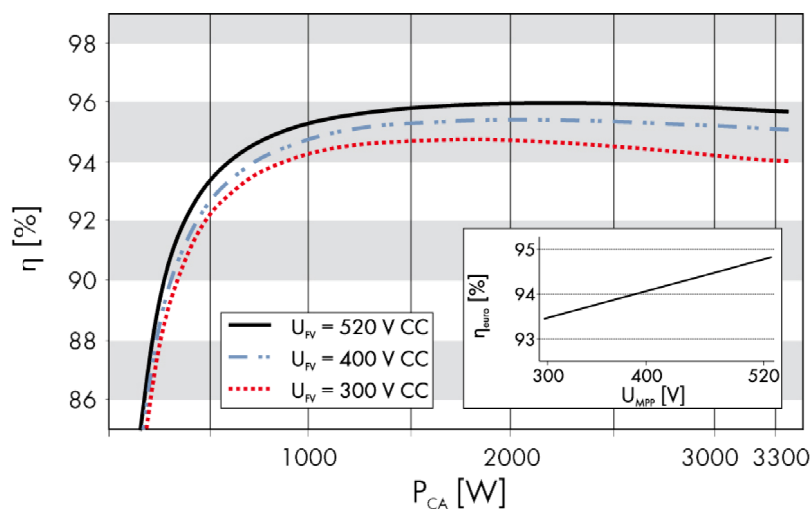


Figura 6.3 – Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão do inversor SMA SB3300TL HC [SMA, 2009b].



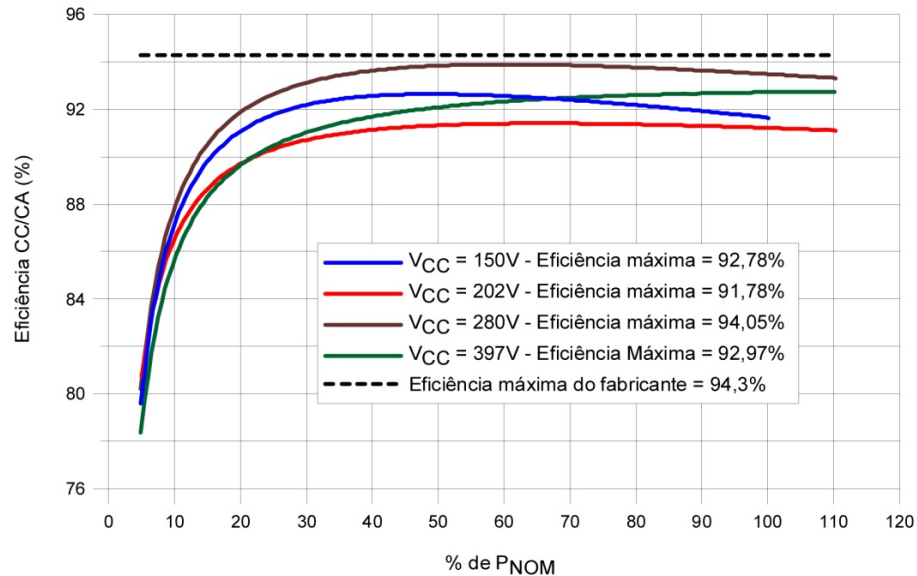


Figura 6.4 – Efeito da tensão de entrada sobre a eficiência de conversão do inversor Fronius modelo IG30 [adaptado de Photon International, 2007 por Rampinelli, 2010].

desta. Por outro lado, a eficiência de conversão de um dos inversores ensaiados na etapa experimental desta tese, o CP Eletrônica CP1000, mostrou-se praticamente insensível a variações na tensão de entrada.

A correta informação sobre a influência da tensão de entrada na eficiência de conversão do inversor é um dado de extrema importância (e muitas vezes desprezado) para o projetista no momento de definir o número de módulos em série em uma dada instalação. Um sistema com um inversor com uma excelente eficiência máxima de conversão trabalhando em uma faixa de tensões inapropriada poderá ter uma produtividade inferior à que teria se empregasse um inversor de especificações mais modestas, porém bem adaptado à tensão do gerador fotovoltaico [Baumgartner et al., 2007].

### 6.1.1 Causas da redução da eficiência de conversão - perdas nos inversores

Os inversores utilizam dispositivos semicondutores de potência como elementos de chaveamento. As perdas em semicondutores neste tipo de aplicação estão relacionadas às não-idealidades dos componentes reais e podem ser divididas em duas categorias principais: perdas por chaveamento e perdas por condução. Ambas são dependentes das características próprias do dispositivo semicondutor e também da topologia do conversor, da frequência de operação e do tipo de carga.

Um dispositivo de chaveamento ideal tem dois estados possíveis: ligado (curto-circuito) e desligado (circuito aberto). Como no estado de condução a tensão entre os terminais do dispositivo ideal é zero, enquanto que no corte não há corrente fluindo através dele, as perdas de potência por chaveamento deveriam ser nulas. Entretanto, em componentes reais, a troca de estado não se dá de forma instantânea. Assim, durante os momentos de transição, tensão e corrente coexistem por algumas frações de segundo, resultando em dissipação de potência na forma de calor. Na prática, é costume fazer com que o circuito de acionamento introduza um “tempo morto” nos instantes de transição para minimizar a sobreposição nos intervalos de condução, diminuindo o produto  $I \times V$ .

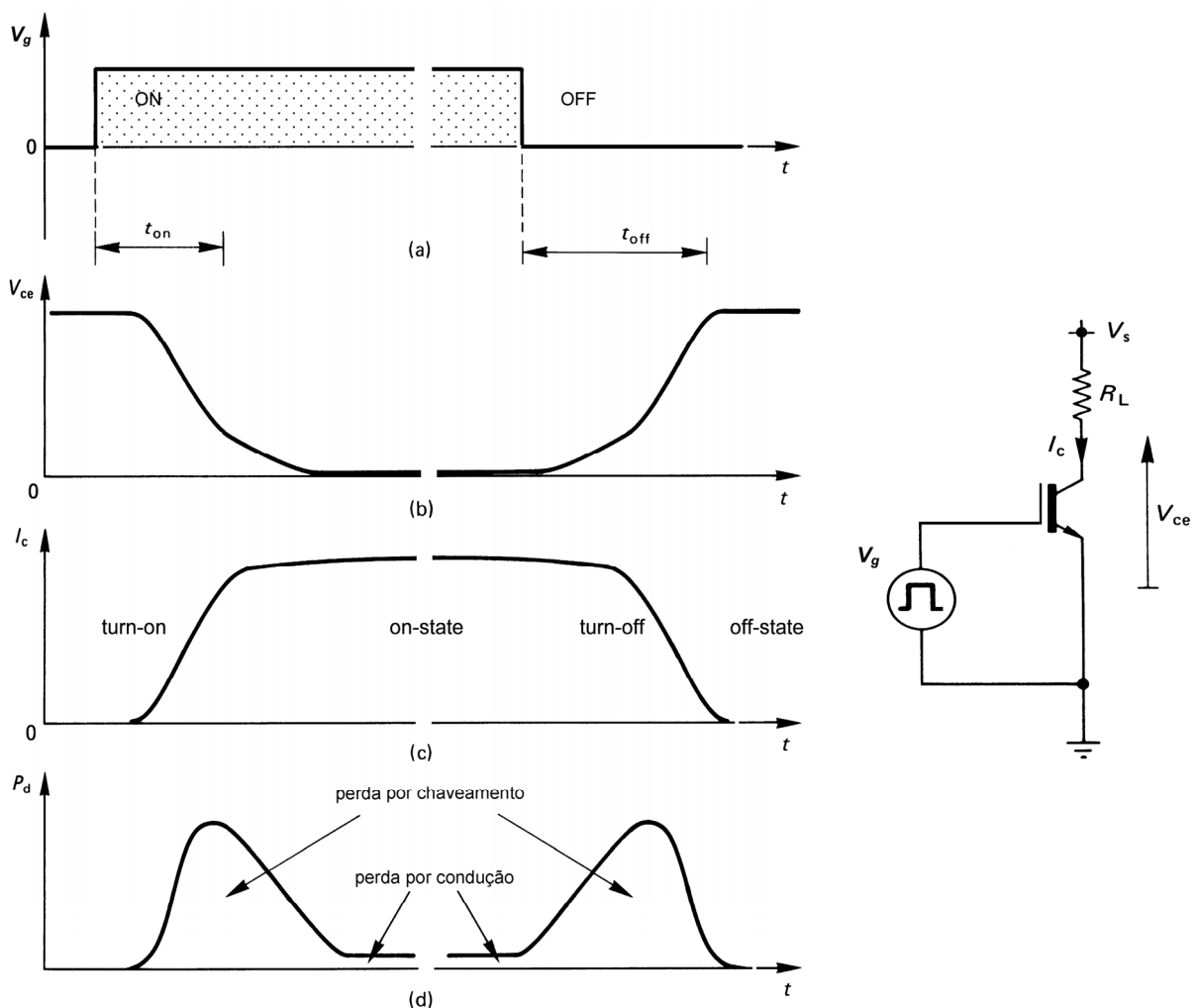


Figura 6.5 - Perdas por chaveamento e condução em um IGBT com uma carga resistiva: (a) tensão no *gate*, (b) tensão entre coletor e emissor, (c) corrente no coletor e (d) potência dissipada entre coletor e emissor [Williams, 1992].

Apesar de as perdas por chaveamento serem proporcionais à frequência (há um maior número de transições por unidade de tempo e, portanto, maior dissipação), há motivos para manter a frequência de chaveamento em valores razoavelmente elevados. O primeiro deles é o ruído acústico, provocado principalmente pela ação dos campos magnéticos pulsantes (produzidos pela circulação de corrente) sobre os componentes do inversor. Considerando os limites da audição humana, é costume manter a frequência de chaveamento acima dos 16 kHz. Outra razão é que, para frequências mais altas, os valores nominais dos elementos de armazenamento de energia/filtragem (indutores e capacitores) podem ser reduzidos, minimizando custos e perdas energéticas.

As perdas por condução nos dispositivos de chaveamento estão relacionadas às perdas dissipativas causadas pela passagem de corrente elétrica através do dispositivo e às quedas de tensão na junção (ou junções) dos semicondutores. MOSFETs apresentam um comportamento resistivo, apresentando uma queda de tensão proporcional ao valor da corrente, enquanto que IGBTs apresentam uma queda de tensão fixa, tipicamente na ordem de 1 ou 2 V.

O desenvolvimento de dispositivos semicondutores com novos materiais e novas tecnologias de fabricação é um caminho promissor para a diminuição das perdas e aumento da

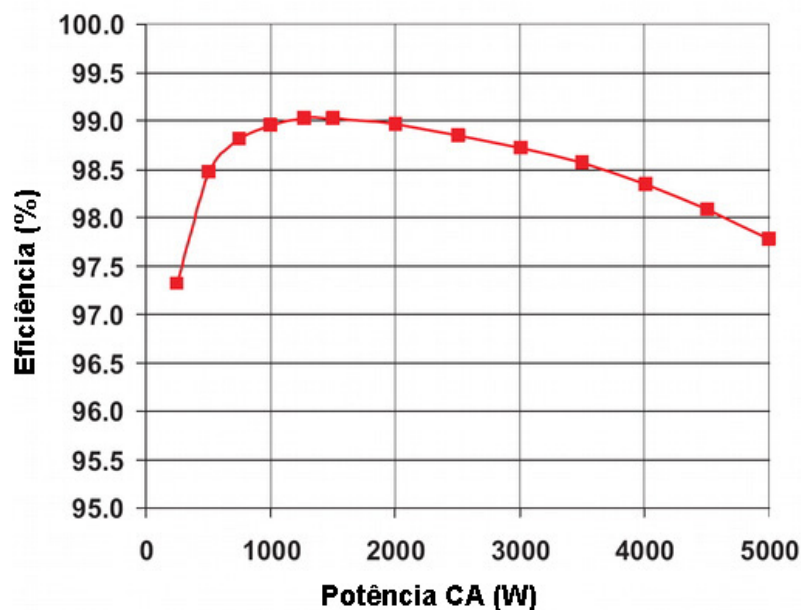


Figura 6.6 – Curva de eficiência de um inversor de alto desempenho com SiC JFETs e topologia *HERIC* [Fraunhofer-ISE, 2009].

eficiência dos inversores. Um protótipo de inversor desenvolvido no ISE-Fraunhofer utilizando JFETs de carbeto de silício (SiC) na configuração *HERIC* atingiu a eficiência de conversão máxima de 99,03 % [Fraunhofer-ISE, 2009], cuja curva de eficiência é mostrada na figura 6.6. Dispositivos de carbeto de silício têm melhor desempenho com respeito a perdas por condução e, especialmente, chaveamento (permitindo a operação em frequências mais altas), além de maior estabilidade térmica. Entretanto, o processo de fabricação é, pelo menos atualmente, mais complexo e consome mais energia, o que faz com que o seu custo de produção seja de 5 a 10 vezes superior ao de seus equivalentes de silício [Burger et al., 2008]. Em agosto de 2011 o fabricante alemão SMA anunciou o lançamento no mercado de um inversor trifásico de 20 kW com eficiência máxima de 99 %, o *Sunny Tripower 20000TL High Efficiency*.

Além da dissipação nos semicondutores de potência, as perdas no inversor incluem as perdas ôhmicas nos condutores (cabearamento e placas de circuito impresso), perdas devido ao consumo dos circuitos de controle, perdas por histerese na magnetização de indutores e transformador, e também perdas relacionadas à emissão de radiação eletromagnética. Como visto anteriormente, a topologia do circuito e a estratégia de acionamento dos dispositivos de potência também exercem forte influência sobre a eficiência, especialmente sob condições de carregamento parcial.

As perdas nos componentes refletem-se diretamente no aumento da temperatura interna do inversor quando em operação, demandando a utilização de dissipadores de calor (e, em alguns casos, de ventilação forçada), aumentando os custos e diminuindo a confiabilidade do equipamento. O aumento da temperatura, por sua vez, acarreta uma redução na eficiência e encurtamento da vida útil dos componentes do inversor. Desta forma, a busca pelo aumento da eficiência de conversão através da otimização dos componentes, topologias e estratégias de funcionamento constitui um círculo virtuoso, resultando na diminuição do peso e custo do inversor e no aumento da confiabilidade e vida útil. Além disso, na análise financeira de uma instalação comercial, ao ser computada toda a energia que deixou de ser convertida (e, portanto, vendida) ao longo da vida útil do inversor, a opção por um modelo de menor eficiência pode resultar em um prejuízo comparável ao próprio custo inicial do inversor, dependendo da forma com a energia é remunerada [Photon International, 2009c].

## 6.2 Eficiência de seguimento do ponto de máxima potência

Como visto no capítulo anterior, o seguimento do ponto de máxima potência é um processo de controle executado, de forma contínua ou intermitente, pelos circuitos de comando do inversor para forçar a polarização do arranjo fotovoltaico na tensão correspondente à sua tensão de máxima potência, de forma a maximizar a transferência de potência do gerador para o inversor.

Quantitativamente, a eficiência de seguimento do ponto de máxima potência pode ser definida pela Eq. 6.2:

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^{T_M} p_{CC}(t) dt}{\int_0^{T_M} p_{MP}(t) dt} \quad (6.2)$$

onde  $p_{CC}$  é a potência efetivamente entregue pelo arranjo fotovoltaico à entrada do inversor,  $p_{MP}$  é a potência máxima que o arranjo fotovoltaico é capaz de fornecer para uma dada condição de irradiância e temperatura, e  $T_M$  é o período de integração considerado.

A eficiência do seguimento de máxima potência pode ser definida separadamente para condições de irradiância em regime permanente ou transiente. No primeiro caso, é chamada eficiência de MPPT estática, correspondendo a dias de céu limpo, nos quais a variação de irradiância é muito lenta. Para a determinação da eficiência dinâmica de MPPT há que se definir perfis de variação de irradiância ao longo do tempo, simulando as diversas condições de dias nublados e parcialmente nublados, com nuvens intermitentes. Algumas propostas para estes padrões foram apresentadas por Bower et al., 2004 e Haeberlin et al., 2006. Haeberlin et al., 2009, propuseram perfis trapezoidais para teste de eficiência dinâmica considerando transições de baixa/média/baixa e média/alta/média irradiância, os quais foram incorporados, com algumas modificações, à norma *EN 50530:2010 Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters*.

A eficiência do seguimento do ponto de máxima potência é um índice que indica o grau de precisão, tanto em termos de rapidez como de magnitude, com que o seguidor do ponto de máxima potência atinge o seu objetivo. Haeberlin et al., 2005, destacaram que, como a determinação experimental da eficiência do seguimento de máxima potência é difícil e requer equipamentos sofisticados, é comum por parte de fabricantes, projetistas e programas de simulação presumir que o inversor esteja sempre polarizando o gerador fotovoltaico no seu

ponto de máxima potência. Esta suposição pode levar a um erro de alguns pontos percentuais entre a energia prevista e a efetivamente gerada por um sistema de geração fotovoltaica, já que, dependendo do algoritmo utilizado pelo MPPT, podem ocorrer desvios do ponto de máxima potência real.

### 6.2.1 Métodos experimentais de determinação da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência

A determinação experimental da eficiência do seguimento de máxima potência é uma tarefa complexa, pois envolve medições de dois dispositivos (o gerador fotovoltaico e o inversor) e a interação entre ambos [Jantsch et al., 1997]. A potência  $P_{CC}$  efetivamente entregue pelo gerador fotovoltaico ao inversor pode ser facilmente determinada, inclusive de forma continuada, sem alterar o funcionamento do inversor. O mesmo não ocorre com relação à determinação do valor de máxima potência  $P_{MP}$ , cujo valor é dependente das condições instantâneas de irradiância e temperatura a que o gerador fotovoltaico está submetido. Embora a determinação de  $P_{MP}$  seja possível através de alguns artifícios, ela não pode ser feita concomitantemente à medida de  $P_{CC}$ .

Os métodos de determinação experimental da eficiência de seguimento do ponto de máxima potência podem ser divididos em dois grupos: os métodos de campo (em que a fonte de energia é um arranjo fotovoltaico real) e os métodos de laboratório, quando é utilizado um simulador de arranjos fotovoltaicos. Os métodos de campo têm limitações e imprecisões, porém envolvem equipamentos mais simples. O uso do simulador de arranjos fotovoltaicos confere flexibilidade aos ensaios, mas é um equipamento caro e sofisticado.

Alguns dos métodos de campo para a determinação da eficiência de MPPT são apresentados a seguir.

#### 6.2.1.1 Chaveamento entre o inversor e um traçador de curvas $I-V$

O inversor é conectado ao gerador fotovoltaico, com o seu seguidor do ponto de máxima potência operando normalmente, sendo registradas continuamente a tensão e corrente na entrada do inversor. Periodicamente, um sistema de chaveamento eletromecânico ou de estado sólido desconecta por alguns instantes a entrada do inversor, enquanto uma curva característica do gerador fotovoltaico (ou pelo menos parte dela, na região próxima ao joelho)

é traçada. A partir dos dados da curva medida é calculada a potência máxima do arranjo naquele momento, a qual é comparada com o valor da potência que o gerador vinha entregando ao inversor até o instante imediatamente anterior à desconexão.

Embora aparentemente simples e de fácil implementação, este método tem algumas limitações:

- Se o tempo necessário para a desconexão, traçado da curva e reconexão for suficientemente curto (da ordem de dezenas de milissegundos), o inversor não detectará a interrupção como uma falha e continuará funcionando normalmente. Caso contrário, o sistema de controle do inversor fará com que ele reinicialize, deixando-o fora de operação por vários minutos.
- A gama de tensões e potências na entrada do inversor está limitada àquelas que o gerador fotovoltaico pode fornecer.
- As quedas de tensão nos cabos e dispositivos de chaveamento (especialmente se forem de estado sólido) podem introduzir erros na determinação da potência.

#### 6.2.1.2 Comparação com um módulo de referência calibrado

Neste método o gerador fotovoltaico permanece conectado ao inversor, com o seguidor de máxima potência operando normalmente, enquanto que a máxima potência do arranjo fotovoltaico é estimada indiretamente a partir de curvas  $I-V$  de um módulo de referência, de mesma tecnologia dos módulos do gerador e submetido às mesmas condições físicas e ambientais (irradiância, temperatura ambiente, orientação, exposição ao vento, modo de montagem, etc.). Além disso, enquanto a sua curva não estiver sendo traçada, o módulo de referência deverá permanecer polarizado em uma tensão proporcional à tensão de operação do arranjo fotovoltaico, para que as suas temperaturas de célula assumam valores semelhantes.

As possíveis fontes de erro na determinação da potência máxima decorrentes da utilização deste método são:

- Diferenças de temperatura entre o módulo de referência e os módulos do arranjo fotovoltaico.
- Distorções nas curvas características do módulo de referência e do arranjo fotovoltaico decorrentes de sombreamentos parciais, acúmulo de poeira, dejetos de pássaros, etc.

### 6.2.1.3 Utilização do modo manual de seguimento do inversor

Alguns inversores permitem que o modo automático de seguimento seja desabilitado, possibilitando que o usuário defina (normalmente através de um *software* de controle proprietário) o ponto de polarização do arranjo fotovoltaico. Assim, de modo semelhante ao método do traçador de curvas, o usuário pode fazer manualmente uma varredura de tensão e determinar o ponto de polarização no qual o gerador entrega a máxima potência. O valor da eficiência de seguimento é calculado pela relação entre o valor de potência operando no modo automático e o valor de potência máxima encontrada no modo manual. É essencial que as condições ambientais não variem significativamente no período durante o teste. Ou seja, o ensaio deve ser executado em dias de céu claro, com poucas nuvens.

### 6.2.1.4 Análise de dados medidos

Rampinelli, 2010, propôs um método baseado na análise de dados de campo medidos à taxa de um minuto em um dia de céu limpo e sem vento. Este método parte de duas premissas:

- Em dias de céu limpo a variação da irradiância ao longo de um intervalo de um minuto é pequena, menor do que a própria incerteza na medida [Gasparin, 2009], portanto pode ser assumida a hipótese de irradiância constante. Como não há vento, a temperatura dos módulos é também assumida como constante. Assim, a ação de rastreamento do seguidor do ponto de máxima potência é a única responsável por alguma oscilação de tensão durante esse intervalo.
- Durante esse intervalo de tempo o seguidor conseguiu encontrar o ponto de máxima potência do arranjo para aquela determinada irradiância.

A corrente e a tensão CC na entrada do inversor são medidas simultaneamente ao longo do intervalo de um minuto e o máximo valor do seu produto é considerado o valor de potência máxima  $P_{MP}$  naquele período.

### 6.2.1.5 Ensaio com simulador de arranjos fotovoltaicos

Ao contrário dos métodos de campo citados anteriormente, nos ensaios de laboratório o inversor é alimentado por um simulador de arranjos fotovoltaicos. Este equipamento consiste em uma fonte de potência programável capaz de simular o comportamento estático e



dinâmico de um gerador fotovoltaico de forma controlada, especialmente no que tange à sua curva característica. Através de um *software*, os pares  $I-V$  de uma curva característica medida ou calculada são carregados no circuito de controle da fonte, a qual passa a emular o comportamento de um gerador fotovoltaico. Desta forma, o valor de máxima potência  $P_{MP}$  pode ser conhecido de antemão e então, a partir da medida da potência  $P_{CC}$  entregue ao inversor, pode-se calcular a eficiência de MPPT. Como a curva característica pode ser simulada para quaisquer valores de irradiância e temperatura de célula, pode-se determinar a eficiência de seguimento MPPT (e também de conversão) para diversos carregamentos ao longo da faixa de operação do inversor, com rapidez e flexibilidade. A única potencial falha do método ocorreria se não se confirmasse a fidelidade à curva programada na saída do simulador. Essa ratificação pode ser obtida através da medição da curva do simulador utilizando-se um traçador de curvas de arranjos fotovoltaicos.

A norma *EN 50530:2010 Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters* estabelece que os testes de determinação de eficiência de inversores sejam feitos com um simulador de arranjos fotovoltaicos.

### 6.3 Eficiência total de inversores

Muitos fabricantes de inversores têm, historicamente, fornecido especificações insuficientes sobre seus produtos [Haeblerlin, 2005]. Durante muito tempo, a única informação sobre eficiência fornecida pelos fabricantes de inversores era eficiência de conversão máxima. Sobre a eficiência de seguimento de máxima potência, via de regra, nada era informado.

Um valor de eficiência correspondente a um único ponto de operação específico é um dado de pouca utilidade, dada a dependência da eficiência com o carregamento e com tensão de entrada. Entretanto, o conceito de uma figura de mérito que quantifique em uma única cifra o comportamento do inversor sob condições diversas de operação pode ser um elemento facilitador para o consumidor no momento de decidir por um ou outro modelo de inversor.

Assim, no início da década de 90, com o intuito de incorporar a influência do carregamento parcial sobre o desempenho dos inversores, foram criadas a eficiência *européia* e, posteriormente, a eficiência *CEC* (*California Energy Commission*). Estas eficiências ponderadas levam em conta a estatística dos dados de irradiação locais (no caso, do noroeste

da Alemanha e do estado norte-americano da Califórnia) e são descritas em função da eficiência a determinados níveis percentuais da potência nominal CA.

$$\eta_{EU} = 0,03 \eta_{5\%} + 0,06 \eta_{10\%} + 0,13 \eta_{20\%} + 0,10 \eta_{30\%} + 0,48 \eta_{50\%} + 0,20 \eta_{100\%} \quad (6.3)$$

$$\eta_{CEC} = 0,04 \eta_{10\%} + 0,05 \eta_{20\%} + 0,12 \eta_{30\%} + 0,21 \eta_{50\%} + 0,53 \eta_{75\%} + 0,05 \eta_{100\%} \quad (6.4)$$

onde  $\eta_{x\%}$  é a eficiência correspondente ao carregamento a x% da potência nominal CA do inversor.

Apesar de mais realista com relação ao carregamento parcial e tendo, provavelmente, contribuído para melhorar de forma significativa o desempenho dos inversores desde que foi introduzida [Bletterie et al., 2008], a eficiência europeia (e, por extensão, a californiana) apresenta algumas restrições relacionadas aos diferentes histogramas de irradiação associados ao local da instalação, a dependência da eficiência de conversão com a tensão de entrada e a influência do seguidor do ponto de máxima potência.

A partir da metade da década passada, diversos autores (Baumgartner, 2005, Baumgartner, 2008 e Bletterie et al., 2008, entre outros), abordaram com mais profundidade a dependência da eficiência de conversão dos inversores com a tensão de entrada e a influência do seguimento de máxima potência. Em 2005 foi proposta a eficiência total  $\eta_t$  [Haeberlin et al., 2005], posteriormente incluída na norma europeia *EN 50530:2010 Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters*.

$$\eta_t = \eta_{CONV} \cdot \eta_{MPPT} = \frac{\int_0^{T_M} p_{CA}(t) dt}{\int_0^{T_M} p_{MP}(t) dt} \quad (6.5)$$

A eficiência total considera que o seguidor do ponto de máxima potência é que determina o valor da tensão de entrada do conversor CC/CA, tensão esta que exerce influência sobre a própria eficiência de conversão. Assim, para a caracterização completa do inversor, é necessário que sejam determinadas, de preferência simultaneamente, as eficiências dos dois processos para vários carregamentos e, a partir do seu produto, calculada a eficiência total. A mesma norma citada anteriormente estabeleceu que a eficiência total fosse determinada para oito níveis de carregamento e três tensões de máxima potência de entrada (mínima, nominal e máxima), definidas pelo fabricante do inversor.

## 7 DESENVOLVIMENTO EXPERIMENTAL

O objetivo central da tese é efetuar uma análise experimental da eficiência dinâmica do seguimento de máxima potência de inversores conectados à rede comparando os resultados obtidos seguindo as sequências de irradiância indicadas na norma *EN 50530:2010* com resultados obtidos utilizando medições em tempo real de irradiância em dias de condições meteorológicas diversas. Para tanto foi feita a caracterização de dois dos inversores do Laboratório de Energia Solar da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Esta caracterização teve seu foco na determinação das eficiências de seguimento de MPPT estática e dinâmica. Foram também avaliadas a eficiência de conversão e a eficiência total dos inversores.

Para a execução dos testes foi montada uma bancada de ensaios para a determinação de eficiência de inversores para conexão à rede, cujo esquema está representado na figura 7.1.

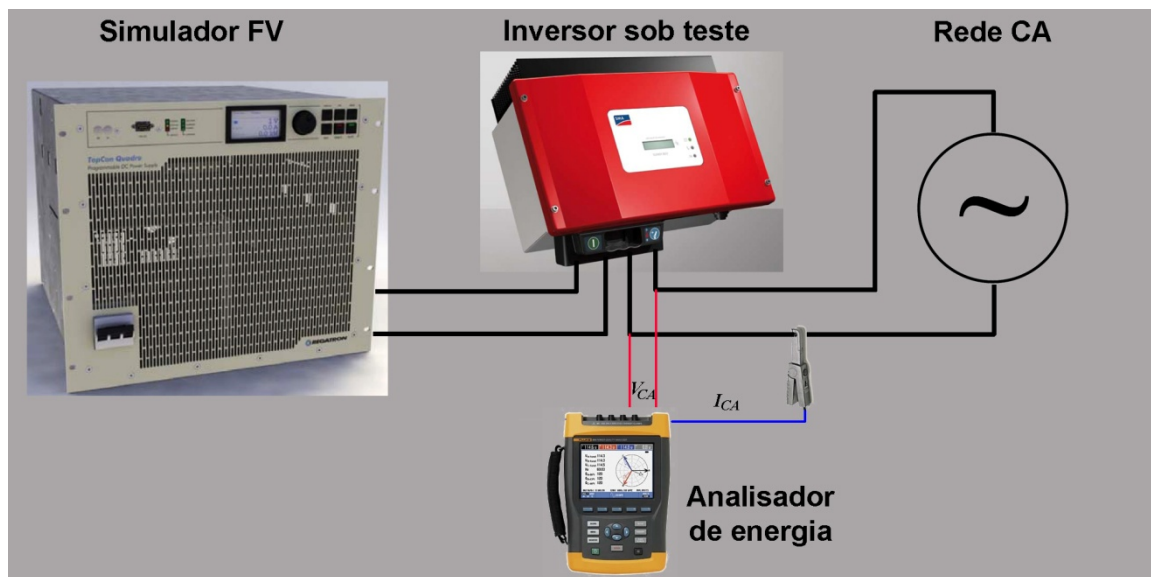


Figura 7.1 - Bancada de testes para o ensaio dos inversores.

A bancada é composta por um simulador de arranjos fotovoltaicos, o qual alimenta o inversor sob teste, e um analisador de energia, responsável pelas medidas de corrente e tensão alternadas para o cálculo da eficiência de conversão. A energia convertida pelo inversor é injetada na rede elétrica através do quadro de distribuição elétrica do Laboratório.

## 7.1 Aparato instrumental e metodologia para a determinação experimental das eficiências estática e dinâmica de seguimento do ponto de máxima potência

### 7.1.1 O simulador de arranjos fotovoltaicos Regatron TopCon Quadro

A peça central desta bancada é uma fonte programável de potência da marca Regatron modelo TopCon Quadro TC.P.16.600.400.S, de fabricação suíça. A potência de saída da fonte é de 16 kW. Embora capaz de realizar outras tarefas típicas de fontes de alimentação programáveis, a sua principal aplicação é simular geradores fotovoltaicos. Para isso, através de um *software* externo atuando sobre o gerador de funções arbitrarias embutido no seu *firmware*, os pares  $I-V$  de uma curva característica medida ou calculada são carregados no circuito de controle da fonte, cuja seção de potência passa a emular o comportamento de um gerador fotovoltaico, fornecendo em sua saída apenas valores de corrente e tensão correspondentes aos pares  $I-V$  da curva característica programada. Os valores máximos de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, para este modelo de fonte, são de 600 V e 32 A, respectivamente. A memória interna da fonte tem capacidade para armazenar até 1000 curvas características, as quais podem ser manipuladas, através do *software*, em função de condições simuladas de irradiância e temperatura de célula. Assim, além da simulação de curvas características em condições estáticas, perfis dinâmicos de irradiância e temperatura de célula podem ser programados, possibilitando a avaliação de inversores sob regime dinâmico em tempo real (por exemplo, ao longo de um dia) como se ele estivesse sendo alimentado por um gerador fotovoltaico verdadeiro. O uso de uma fonte deste tipo permite que as mais diversas condições de operação dos inversores, inclusive situações de campo peculiares, possam ser reproduzidas em laboratório com repetibilidade e precisão.

A exatidão da fonte, segundo o fabricante, é de 0,1 % FDE (fundo de escala) em modo corrente ou modo tensão e a estabilidade (após 8 horas de funcionamento) de 0,05 % FDE. A resolução de programação e leitura de corrente e tensão é 0,025 % FDE e da potência de 0,1 % FDE. Maiores especificações técnicas sobre o simulador podem ser encontrados no Anexo A.

### 7.1.2 O programa SASControl

O programa SASControl, desenvolvido pela Regatron, é um aplicativo específico para programar e controlar uma ou mais fontes TopCon Quadro. A comunicação entre a fonte e o

computador é feita através do protocolo de comunicação RS-232. O *software* é executado no ambiente Windows e sua interface com o usuário é constituída por diversas janelas, acessáveis através de abas.

A aba *Control*, apresenta os limites de tensão, corrente e potência de saída definidos pelo programa. Também são apresentados alguns indicativos do *status* da fonte.



Figura 7.2 – Página de controle do programa SASControl.

A aba *Programming* contém o editor da sequência de instruções de comando da fonte e o controle de execução. A fonte é programada em um código proprietário (SASScript), semelhante ao JavaScript, através do qual são introduzidos comandos para o controle do gerador de funções interno.

Na aba *Live Viewer* são apresentados em tempo real os valores instantâneos e programados de tensão, corrente e potência. Na janela à direita da tela é apresentada a curva característica programada e o ponto de operação determinado a cada instante pelo MPPT.

Na aba *Data Collector* são definidos quais as grandezas que serão registradas pelo sistema de aquisição interno da fonte, com oito canais e resolução de 12 bits. O nome do arquivo de dados de saída, no formato .csv, é definido pelo próprio programa a partir do dia e hora do ensaio. Os dados adquiridos são mostrados em tempo real pelo programa em uma janela representando um registrador gráfico  $X \times T$ .

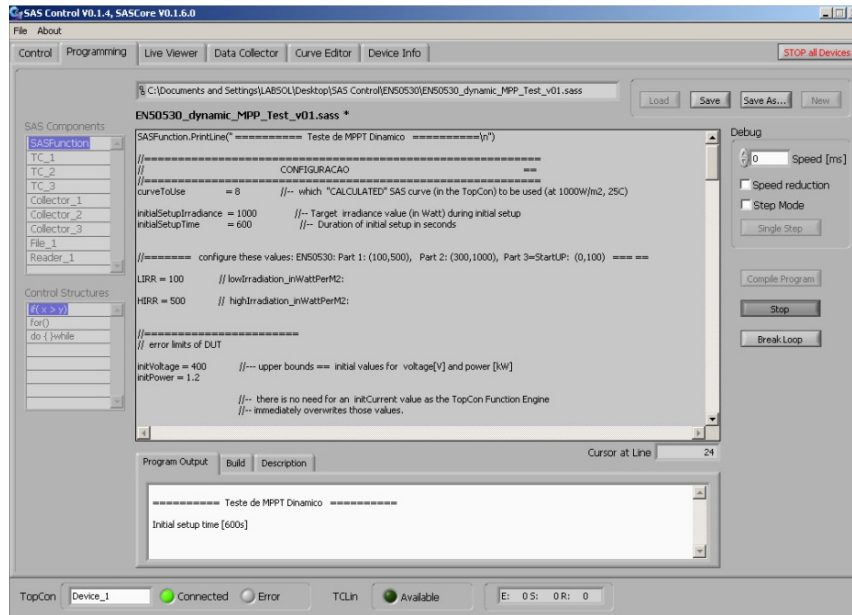


Figura 7.3 – Página de programação do programa SASControl.

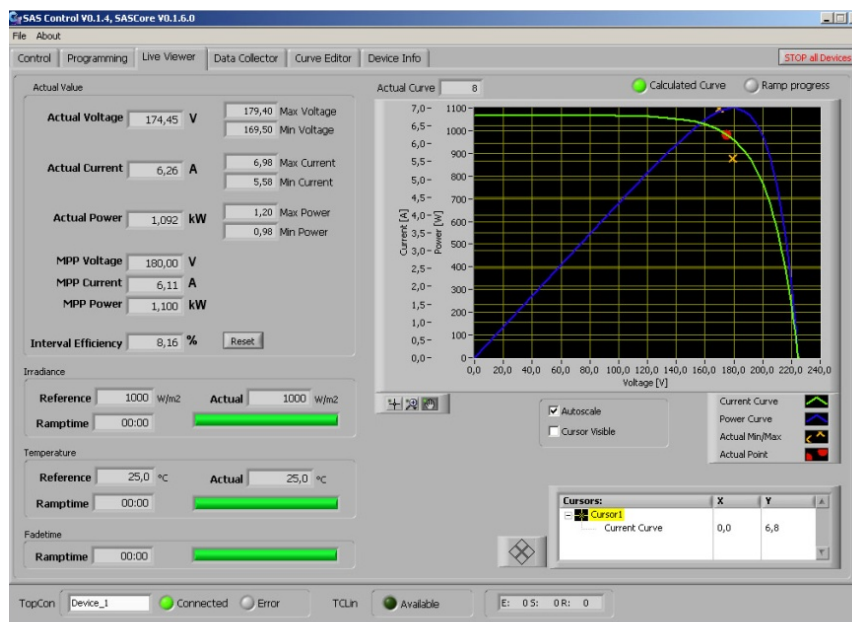


Figura 7.4 – Página de monitoramento do programa SASControl.

Na aba *Curve Editor* está contido o editor de curvas características do SASControl. As curvas programadas podem ser de dois tipos, *calculated* e *custom*. As curvas calculadas são baseadas em parâmetros (função matemática), enquanto que as *custom* são constituídas por pares *I-V* discretos. Para criar uma curva calculada o usuário primeiro seleciona a tecnologia de célula (silício cristalino, filme fino ou *user*). Essa escolha definirá o fator de forma da curva, os coeficientes de temperatura e outros parâmetros do modelo matemático de

simulação. Para silício cristalino e filmes finos estes parâmetros são pré-definidos de acordo com o modelo utilizado pela norma *EN 50530:2010*. Os parâmetros elétricos da curva calculada podem ser inseridos pelos valores da tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito ou pelos valores da tensão de máxima potência e a máxima potência. Depois de geradas, as curvas podem ser armazenadas na memória *flash* da fonte para uso posterior.

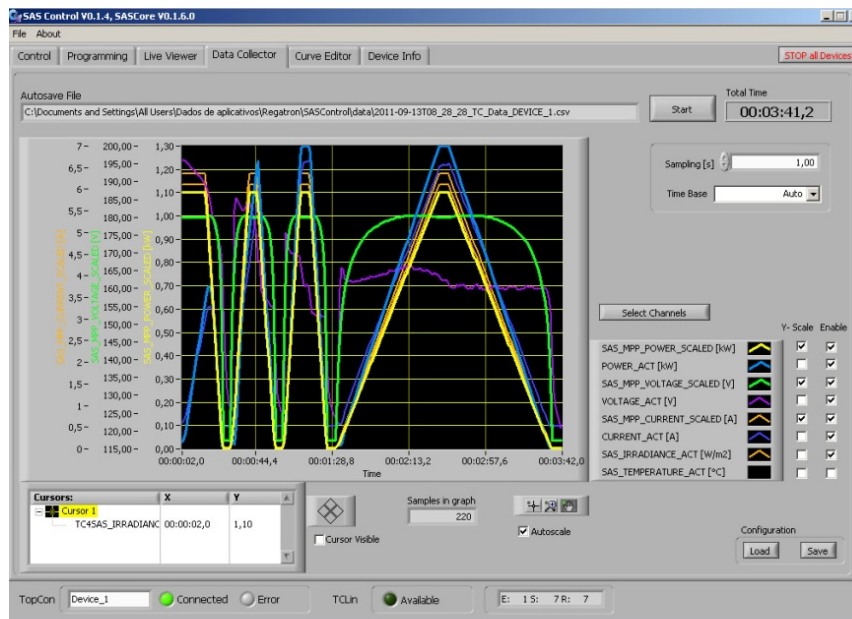


Figura 7.5 – Página de aquisição de dados do programa SASControl.

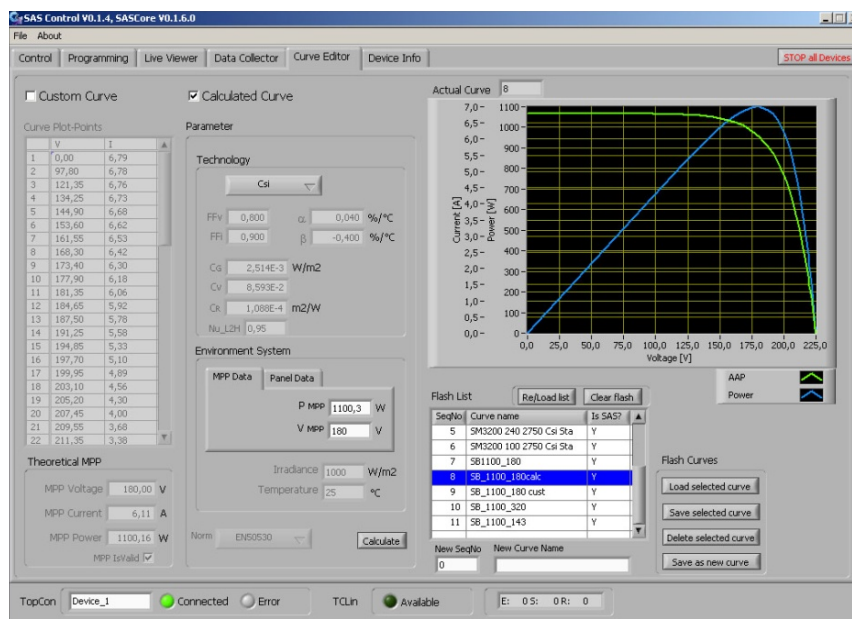


Figura 7.6 – Página do editor de curvas do programa SASControl.

A última aba, denominada *Device Info*, apresenta as informações sobre o dispositivo que o programa está controlando, tais como versão do *firmware*, características elétricas, tempo de uso do equipamento, etc.

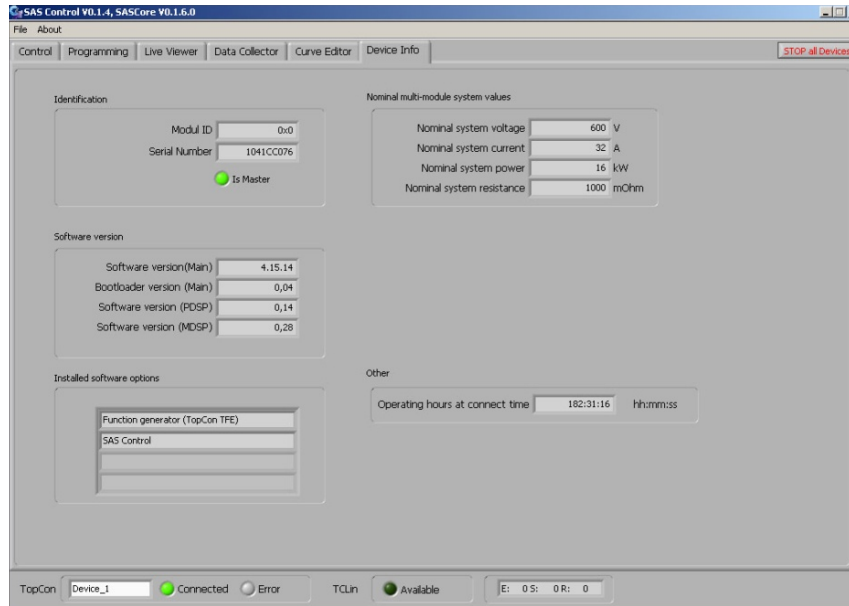


Figura 7.7 – Página de informações de dispositivos do programa SASControl.

### 7.1.3 Preparação das curvas características no SASControl

A determinação da eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência de acordo com a norma *EN 50530:2010* consiste em ensaiar o inversor sob teste em oito pontos de carregamento (5, 10, 20, 25, 30, 50, 75 e 100 % da potência nominal CC do inversor) para três tensões de entrada diferentes e duas tecnologias de célula, totalizando 48 pontos de operação medidos.

Para a programação do simulador de arranjos fotovoltaicos são necessários os seguintes dados do inversor, a serem fornecidos pelo fabricante:

- tensão máxima admissível na entrada do inversor sob teste ( $V_{CCm\acute{a}x}$ );
- tensão mínima de entrada para que o inversor entregue energia à rede ( $V_{CCm\grave{m}n}$ );
- tensão nominal de entrada ( $V_{CCnom}$ ). Caso não seja fornecida,  $V_{CCnom} = (V_{MPm\grave{m}n} + V_{MPm\acute{a}x})/2$ ;
- tensão máxima de seguimento de máxima potência do inversor ( $V_{MPm\acute{a}x}$ ). Se  $V_{MPm\acute{a}x}$  for superior a  $0,8 V_{CCm\acute{a}x}$  (silício cristalino) ou  $0,7 V_{CCm\acute{a}x}$  (filmes finos), o valor de  $V_{MPm\acute{a}x}$  será limitado a, respectivamente,  $0,8 V_{CCm\acute{a}x}$  ou  $0,7 V_{CCm\acute{a}x}$ ;



- tensão mínima de seguimento de máxima potência do inversor ( $V_{MPmin}$ );
- potência de entrada nominal ( $P_{CCnom}$ );
- corrente máxima de entrada sob operação contínua ( $I_{CCmax}$ ).

No programa SASControl as curvas características são criadas na aba *Curve Editor*. Como visto anteriormente, o SASControl diferencia dois tipos de curvas: *calculated* e *custom*. As curvas *calculadas* são baseadas em parâmetros e são utilizadas para os ensaios de eficiência dinâmica de MPPT, enquanto que as curvas *custom* são constituídas por pares *I-V* discretos e são utilizadas para ensaios de eficiência estática. Os valores de entrada para a criação da curva *I-V* são a tecnologia de célula (com valores *cSi* para silício cristalino ou *TF* para filmes finos), o valor de máxima potência da curva  $P_{MP}$  e a tensão de máxima potência (com valores de  $V_{MPmin}$  ou  $V_{CCnom}$  ou  $V_{MPmax}$ ). Clicando no botão *Calculate*, o programa computa e gera uma nova curva. As curvas *I-V* são calculadas pelo programa conforme o modelo matemático definido na norma *EN 50530:2010*. Este modelo é uma simplificação do modelo de um diodo, modificado de forma a tornar a relação entre corrente e tensão uma função explícita. A figura 7.8 apresenta exemplos de curvas *I-V* calculadas conforme o referido modelo. A curva gerada pode ser salva na memória *flash* da fonte utilizando um número de sequência com um nome adequado (preferencialmente indicando as características elétricas da curva e se ela é calculada ou *custom*) e clicando no botão *Save as a new curve*. Para criar uma curva *custom* com os mesmos parâmetros elétricos, basta clicar no quadro *Custom curve* e salvá-la com um novo nome. Assim, doze curvas características devem ser criadas para os ensaios de eficiência estática e dinâmica de seguimento do ponto de máxima potência de um inversor.

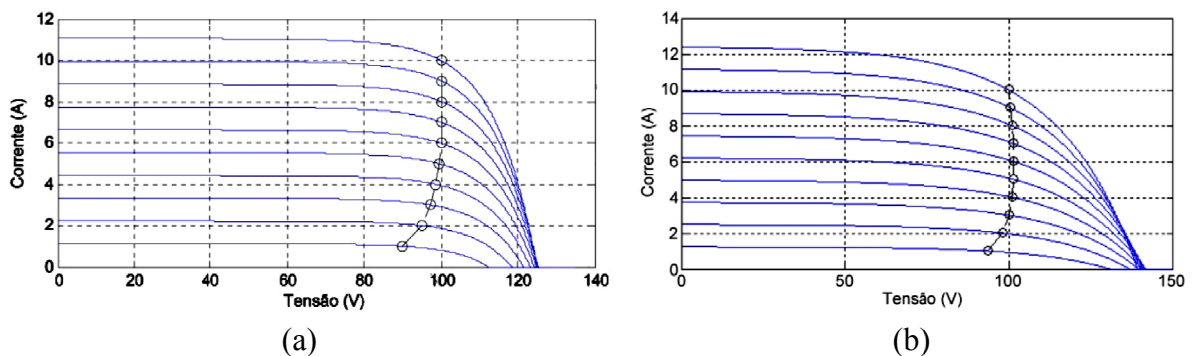


Figura 7.8 – Exemplos de curvas *I-V* calculadas conforme o modelo definido na norma *EN 50530:2010* para tecnologia de células de silício cristalino (a) e de filmes finos (b) [CENELEC, 2010].

#### 7.1.4 Configuração do arquivo de dados de saída do SASControl

A fonte Regatron TopCon Quadro possui internamente um sistema de aquisição de oito canais com 12 bits de resolução. O endereçamento dos canais e a definição da taxa de amostragem podem ser feitos na aba *Data Collector* do SASControl. Para os ensaios de eficiência de MPPT devem ser registradas as seguintes grandezas:

- valor de máxima potência fornecida pelo simulador fotovoltaico ( $P_{MPsim}$ );
- potência medida na entrada do inversor sob teste ( $P_{CC}$ );
- tensão de máxima potência fornecida pelo simulador fotovoltaico ( $V_{MPsim}$ );
- tensão medida na entrada do inversor ( $V_{CC}$ );
- corrente de máxima potência fornecida pelo simulador fotovoltaico ( $I_{MPsim}$ );
- corrente medida na entrada do inversor ( $I_{CC}$ );

O arquivo de saída é no formato tabela .csv (valores separados por vírgula) e o nome é definido pelo próprio programa a partir do dia e hora do ensaio.

#### 7.1.5 Criação das sequências de testes

A programação da sequência de testes é feita na janela *Programming*. A fonte tem uma série de comandos e funções embutidos que são acionados através um roteiro SASScript, semelhante ao JavaScript. A documentação do SASControl inclui *scripts* demonstrativos para a determinação das eficiências estática e dinâmica de MPPT, os quais devem ser adaptados ao ensaio requerido. Os dados de  $P_{CCnom}$ ,  $V_{MPmin}$ ,  $V_{MPmax}$  e  $V_{CCnom}$  relativos ao inversor sob teste são introduzidos no *script*, bem como o número sequencial da curva *custom* ou calculada a ser utilizada e os limites máximos de operação da fonte.

## 7.2 Determinação da eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência

Para a determinação da eficiência estática de MPPT, o *script* correspondente deve ser executado seis vezes, cada vez com uma das seis curvas *custom* criadas anteriormente. Cada um dos oito pontos de operação de cada curva deve ser medido durante um período de 10 minutos, com um período prévio de estabilização de pelo menos 5 minutos. O sistema de aquisição de dados registra as grandezas previamente selecionadas à taxa de uma varredura por segundo. Ao final de cada execução são criados oito arquivos contendo, cada um deles,

uma tabela com os dados instantâneos de corrente, tensão e potência correspondentes àquele ponto de operação. No total são criados 48 arquivos.

A eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência para cada ponto de operação é calculada a partir da expressão:

$$\eta_{MPPTestat} = \frac{1}{P_{MPsim} \cdot T_M} \sum_i V_{CC,i} \cdot I_{CC,i} \cdot \Delta T \quad (7.1)$$

onde  $V_{CC,i}$  é a tensão medida na entrada do inversor

$I_{CC,i}$  é a corrente medida na entrada do inversor

$T_M$  é o período total da medida

$\Delta T$  é o intervalo entre duas medidas subsequentes.

Os 48 valores de eficiência de seguimento estático de MPPT, calculados conforme a eq. 7.1, são reunidos em uma tabela com o formato apresentado na tabela 7.1.

Tabela 7.1 – Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência estática de MPPT.

$V_{MP}$ da curva característica simulada	Tecnologia de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ )							
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00
$V_{MPmáx} (0,8 \cdot V_{CCmáx}^a)$	c-Si								
$V_{CCnom}$	c-Si								
$V_{MPmin}$	c-Si								
$V_{MPmáx} (0,7 \cdot V_{CCmáx}^a)$	FF								
$V_{CCnom}$	FF								
$V_{MPmin}$	FF								

<sup>a</sup> O menor valor entre os dois.

### 7.3 Determinação da eficiência dinâmica de seguimento do ponto de máxima potência

A determinação da eficiência estática de MPPT é feita sob condições de regime permanente, portanto sem considerar as variações instantâneas de irradiância e seus reflexos no funcionamento do inversor. Para quantificar o desempenho do seguidor de máxima potência sob condições transientes de irradiância foi definida a eficiência dinâmica de MPPT. A norma *EN 50530:2010* arbitrou perfis de irradiância a serem programados no simulador, os quais consistem em sequências de formato trapezoidal, com diferentes intensidades e taxas de variação, simulando situações de irradiância variável ao longo do tempo.

Nos testes em regime dinâmico o inversor sob teste é primeiramente submetido a dois ensaios simulando transições entre diferentes níveis de irradiância: entre baixa e média irradiância ( $100$  e  $500 \text{ W/m}^2$ ) e entre média e alta irradiância ( $300$  e  $1000 \text{ W/m}^2$ ) conforme os padrões mostrados, respectivamente, nas figuras 7.9 e 7.10. O valor de irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  está associado à potência nominal de entrada do inversor. A fonte é controlada com *scripts* específicos, utilizando curvas  $I-V$  calculadas. Os testes dinâmicos são realizados apenas na tensão nominal do inversor e iniciam-se com um período de estabilização (o qual não é computado nos resultados), seguido por sequências de rampas de irradiância ascendentes e descendentes, intercaladas por um novo período de estabilização a cada nova taxa de variação de irradiância. Os resultados são apresentados na forma de tabelas (como as tabelas 7.2 e 7.3) contendo a taxa de variação de irradiância, o número de repetições e o valor de eficiência encontrado para cada uma das sequências.

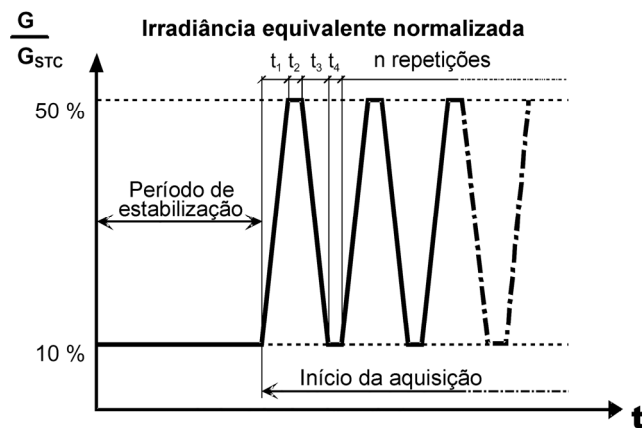


Figura 7.9 - Sequência de irradiâncias recomendada pela norma *EN 50530:2010* para transições entre baixa e média irradiância [CENELEC, 2010].

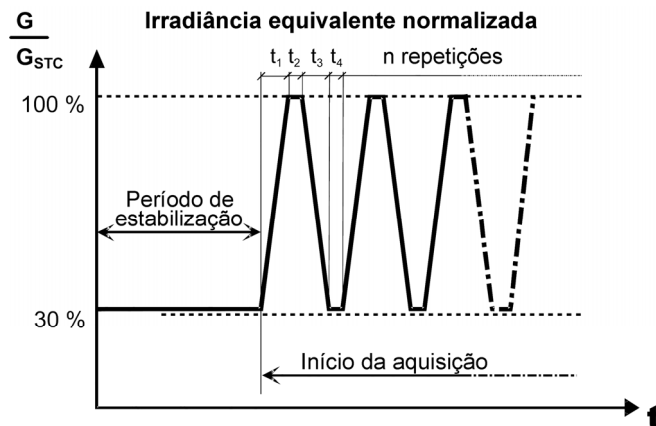


Figura 7.10 - Sequência de irradiâncias recomendada pela norma *EN 50530:2010* para transições entre média e alta irradiância [CENELEC, 2010].



onde  $\Delta T$  é o intervalo entre duas medidas subsequentes.

A média das eficiências dinâmicas de MPPT encontradas com os testes das tabelas 7.2 e 7.3 é calculada por:

$$\eta_{MPPTdin,med} = \frac{1}{N} \sum_i^N a_i \cdot \eta_{MPPTdin,i} \quad (7.3)$$

onde  $\eta_{MPPTdin,i}$  é eficiência dinâmica de MPPT para cada sequência de testes

$N$  é o número de sequência de testes

$a_i$  é um fator de ponderação o qual, a menos que seja definido outro valor, é assumido como unitário.

Um terceiro teste dinâmico, de caráter apenas qualitativo, é utilizado para caracterizar o comportamento do seguimento de máxima potência com níveis reduzidos de irradiância durante a entrada e saída de operação do inversor (amanhecer e anoitecer), utilizando duas rampas lentas com a irradiância variando de 10 a 100 W/m<sup>2</sup> e retornando a 10 W/m<sup>2</sup>, como mostrado na figura 7.11.

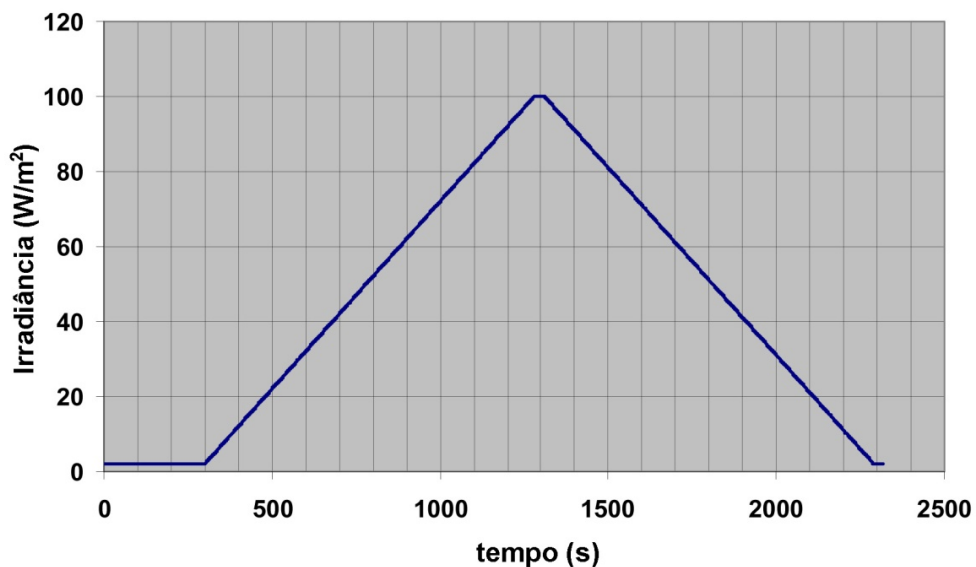


Figura 7.11 - Sequência de irradiância para emular a inicialização e desligamento do inversor ao amanhecer e anoitecer [CENELEC, 2010].

Tabela 7.4 – Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência de MPPT com rampas lentas: irradiância 0,1 a 10 %  $G_{STC}$ .

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização(s)	$\eta_{MPPTdin}$
10-100	90					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida (t <sub>1</sub> ) (s)	Tempo de parada (t <sub>2</sub> ) (s)	Tempo de descida (t <sub>3</sub> ) (s)	Tempo de parada (t <sub>4</sub> ) (s)	Duração (s)	
1	0,1	980	30	980	30	2320	
					Total	2320	~39min

#### 7.4 Determinação experimental da eficiência de conversão

A determinação da eficiência de conversão é feita concomitantemente ao ensaio de determinação da eficiência estática de MPPT, a cada ponto de operação.

A eficiência de conversão pode ser calculada pela eq. 7.4:

$$\eta_{CONV} = \frac{P_{CA}}{P_{CC}} \quad (7.4)$$

onde  $P_{CA}$  é a potência ativa média entregue pelo inversor à rede durante o intervalo de medida e  $P_{CC}$  é a potência absorvida pelo inversor no mesmo intervalo.

Como o sistema de aquisição de dados integrado à fonte Regatron não tem entradas externas, ficando restrito apenas às grandezas internas em corrente contínua, para a medida da potência CA na saída do inversor foi utilizado um analisador de energia Fluke, modelo 434. A tensão da rede foi medida diretamente, enquanto que a corrente foi medida através de uma pinça de corrente Fluke i400. De acordo com o fabricante, as entradas diretas de tensão e corrente do analisador Fluke 434 apresentam uma imprecisão de leitura de  $\pm 0,5\%$ . A pinça i400 possui fundo de escala selecionável entre 40 e 400 A, sendo utilizada na posição de 40 A. Como as correntes a serem medidas durante os experimentos não ultrapassavam 20 A, optou-se por fazer o cabo passar duas vezes pelo sensor, dobrando a sensibilidade da pinça. A imprecisão anunciada pelo fabricante da pinça na sua leitura de corrente é de 2%, valor superior aos limites determinados pela norma.

Com o objetivo de melhorar a qualidade da medida de corrente, foi feita uma calibração por comparação com um *shunt* de corrente da marca Agilent, modelo 34330A (imprecisão de  $\pm 0,3\%$ ), com seu sinal lido por um multímetro Agilent modelo 34401A, de  $6\frac{1}{2}$  dígitos. Foram acionadas cargas resistivas alimentadas em tensão alternada, com correntes de 0,5, 5 e 10 A medidas simultaneamente pelos conjuntos Fluke 434/i400 e Agilent 34401A/34330A. A medição da corrente de cada carga medida foi repetida cinco vezes. Uma análise estatística dos resultados indicou uma discordância entre os valores de corrente medidos com os conjuntos Fluke e Agilent menor do que  $0,3\%$ . Como essa diferença é inferior à própria precisão do *shunt* utilizado como referência, optou-se pela utilização sem correção da leitura de corrente do conjunto Fluke 434/i400 para os cálculos de eficiência de conversão.

Os 48 valores de eficiência de conversão, calculados conforme a eq. 7.4, são reunidos em uma tabela com o formato apresentado na tabela 7.5.

Tabela 7.5 - Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência de conversão.

$V_{MP}$ da curva característica simulada	Tecnologia de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ )							
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00
$V_{MPmáx} (0,8 \cdot V_{CCmáx}^a)$	c-Si								
$V_{CCnom}$	c-Si								
$V_{MPmin}$	c-Si								
$V_{MPmáx} (0,7 \cdot V_{CCmáx}^a)$	FF								
$V_{CCnom}$	FF								
$V_{MPmin}$	FF								

<sup>a</sup> O menor valor entre os dois.

## 7.5 Cálculo da eficiência total

A eficiência total do inversor  $\eta_t$  é dada pelo produto da eficiência estática de MPPT pela eficiência de conversão, conforme a eq. 6.5.

Os 48 valores de eficiência total, correspondentes a cada ponto de operação, são reunidos em uma tabela com o formato apresentado na tabela 7.6.



Tabela 7.6 - Modelo de tabela com os resultados do teste de eficiência total do inversor.

$V_{MP}$ da curva característica simulada	Tecnologia de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ )							
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00
$V_{MPmáx} (0,8 \cdot V_{CCmáx}^a)$	c-Si								
$V_{CC, nom}$	c-Si								
$V_{MPmin}$	c-Si								
$V_{MPmáx} (0,7 \cdot V_{CCmáx}^a)$	FF								
$V_{CCnom}$	FF								
$V_{MPmin}$	FF								

<sup>a</sup> O menor valor entre os dois.

## 7.6 Simulação ao longo de um dia

A simulação ao longo de um dia é uma das aplicações possíveis com o SASControl, permitindo controlar a fonte Regatron TopCon Quadro de forma a reproduzir, em tempo real, o comportamento de um arranjo fotovoltaico submetido a variações de irradiância e temperatura de célula simulados ou medidos. A programação da fonte para a simulação ao longo de um dia é feita de forma similar aos ensaios de determinação da eficiência dinâmica, utilizando curvas calculadas. O *script* de execução lê um arquivo de dados no formato .csv contendo os valores sequenciais de irradiância e temperatura e reproduz dinamicamente na saída da fonte a corrente e a tensão do gerador fotovoltaico simulado. Para as simulações executadas nesta tese foram utilizadas medidas de irradiância e temperatura, adquiridas à taxa de uma medida por segundo, ao longo de três dias selecionados tendo como critério de escolha os diferentes graus de cobertura de nuvens.

## 8 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Neste Capítulo serão apresentados os resultados dos ensaios experimentais com dois inversores, cujas características elétricas fornecidas pelos fabricantes estão resumidas na tabela 8.1. O primeiro é um inversor comercial do fabricante alemão SMA, modelo SB3800, de 3800 W de saída. O outro é um protótipo de inversor nacional, de 1000 W de saída, fabricado pela CP Eletrônica, o qual será referido por CP1000. Cabe ressaltar que este inversor encontra-se ainda em fase de desenvolvimento.

Tabela 8.1 – Características elétricas dos inversores ensaiados.

	<b>SB3800</b>	<b>CP1000</b>
$P_{CAnom}$ (W)	3800	1000
$P_{CCnom}$ (W)	4040	1180**
$V_{CCnom}$ (V)	300	250
$V_{CCmáx}$ (V)	500	400**
$V_{MPmin}$ (V)	215*	220**
$V_{MPmáx}$ (V)	400	280**

Primeiramente foram determinadas as eficiências de seguimento de máxima potência estática e dinâmica dos dois inversores, bem como suas eficiências de conversão e total de acordo com a metodologia proposta pela norma *EN 50530:2010* e descrita anteriormente nas seções 7.2 a 7.6. Os resultados encontrados de eficiência de seguimento de máxima potência dinâmica foram então comparados com dados de produção energética obtidos a partir de simulações ao longo de um dia utilizando sequências de irradiância reais programadas na fonte Regatron. Nas seções seguintes são apresentados os resultados determinados seguindo a referida norma.

\* Segundo os dados do fabricante, o valor de  $V_{MPmin}$  deveria ser de 200 V. Durante os ensaios, porém, o inversor não entrava em funcionamento com o simulador emulando curvas com valores de tensão de máxima potência inferiores a 215 V, sendo então adotado este valor para  $V_{MPmin}$ .

\*\* A potência nominal de entrada foi determinada experimentalmente e os demais valores foram arbitrados.

## 8.1 Resultados dos ensaios de eficiência do inversor SMA SB3800

A seguir serão apresentados os resultados dos ensaios de eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência, eficiência de conversão e eficiência total do inversor SMA SB3800. Estes ensaios foram realizados com o simulador de arranjos fotovoltaicos programado para fornecer curvas  $I-V$  com potência máxima  $P_{MPsim}$  correspondente à potência de entrada nominal do inversor ( $P_{CCnom} = 4040$  W), nas tensões de máxima potência  $V_{MPsim}$  de 215, 300 e 400 V, com curvas características de tecnologias de silício cristalino (c-Si) e de filmes finos (FF). OBS: nos ensaios considerando a tecnologia de filmes finos, conforme definido pela norma *EN 50530:2010*, o valor  $V_{MPsim}$  foi limitado a  $0,7 V_{CCmáx}$  (350 V).

A tabela 8.2 contém os valores de eficiência estática de seguimento de máxima potência determinados conforme descrito na seção 7.2. A figura 8.1 apresenta graficamente os mesmos resultados. Pode-se observar que o inversor SMA SB3800 apresenta valores de eficiência estática de MPPT muito próximas à unidade com o inversor alimentado por curvas  $I-V$  com tensão de máxima potência de 215 e 300 V, mesmo sob baixos carregamentos. O mesmo não acontece para a curva com  $V_{MPsim}$  ajustado para 400 V, quando o seguimento de máxima potência apresenta uma sensível degradação de desempenho para carregamentos inferiores a 25 %.

Na tabela 8.3 são apresentados os valores de eficiência de conversão determinados conforme descrito na seção 7.4. A figura 8.2 mostra graficamente os mesmos resultados.

Tabela 8.2 - Eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência do inversor SMA SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W.

$V_{MP}$ da curva característica simulada (V)	Tecnol. de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ ), $P_{CCnom} = 4040$ W								$\eta_{EU, MPPTestat}$	$\eta_{CEC, MPPTestat}$
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00		
$V_{MPsim} = 215$	c-Si	1,00	0,997	0,999	1,00	1,00	1,00	0,998	0,999	0,999	0,999
$V_{MPsim} = 300$	c-Si	1,00	0,998	0,999	0,998	1,00	1,00	0,999	0,998	0,999	0,999
$V_{MPsim} = 400$	c-Si	0,897	0,943	0,973	1,00	0,998	0,999	0,998	0,998	0,989	0,995
$V_{MPsim} = 215$	FF	0,998	0,999	0,999	0,998	1,00	1,00	0,998	0,999	1,00	0,999
$V_{MPsim} = 300$	FF	1,00	0,998	1,000	0,998	1,00	0,999	0,999	1,00	0,999	0,999
$V_{MPsim} = 350$	FF	0,938	0,955	0,984	0,996	0,997	1,00	1,00	0,998	0,993	0,997

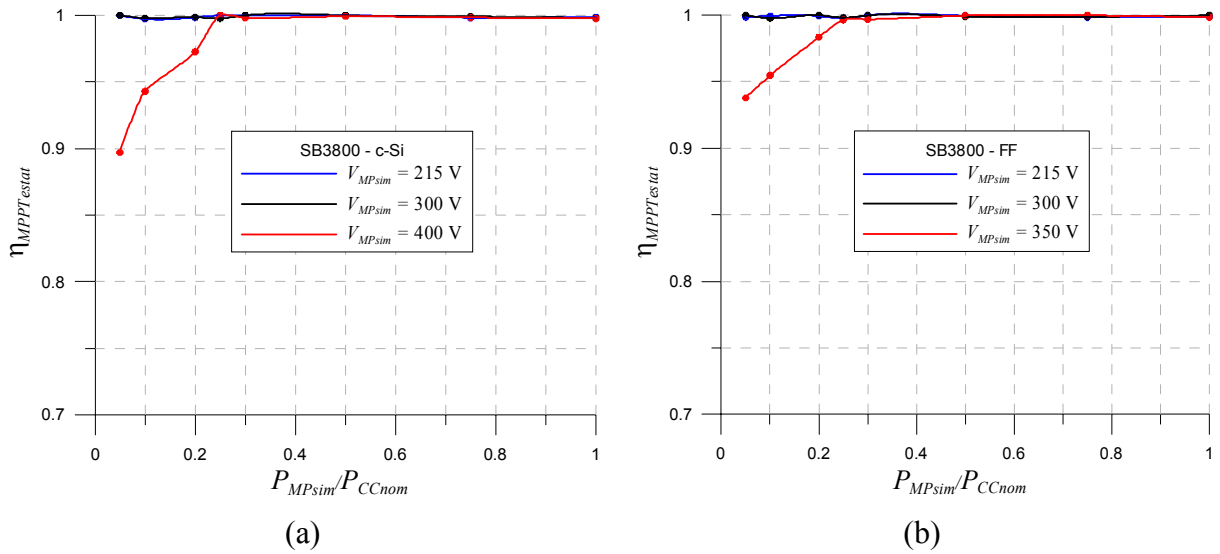


Figura 8.1 - Eficiências estáticas de seguimento do ponto de máxima potência do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W e  $V_{MPsim} = 215, 300$  e  $400/350$  V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).

Pode-se observar na figura 8.2 que o inversor SB3800 apresenta valores de eficiência máxima de conversão relativamente altos para um inversor com transformador, observando-se um ligeiro incremento de  $\eta_{CONV}$  conforme diminui a tensão (0,950 para  $V_{MPsim} = V_{MPmin}$ , 0,944 para  $V_{MPsim} = V_{CCnom}$  e 0,937 para  $V_{MPsim} = V_{MPmax}$ . Como a curva de eficiência é bastante plana (mesmo sob baixos carregamentos) as eficiências ponderadas europeia e californiana se mantém próximas da eficiência máxima, com  $\eta_{EU} = 0,934$  e  $\eta_{CEC} = 0,935$  na tensão de entrada nominal.

Tabela 8.3 - Eficiência de conversão do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W.

$V_{MP}$ da curva característica simulada (V)	Tecnol. de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ ), $P_{CCnom} = 4040$ W								$\eta_{EU, CONV}$	$\eta_{CEC, CONV}$
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00		
$V_{MPsim} = 215$	c-Si	0,884	0,928	0,947	0,949	0,950	0,945	0,938	0,926	0,939	0,940
$V_{MPsim} = 300$	c-Si	0,860	0,912	0,938	0,944	0,942	0,941	0,934	0,926	0,934	0,935
$V_{MPsim} = 400$	c-Si	0,836	0,891	0,925	0,935	0,937	0,935	0,928	0,919	0,925	0,928
$V_{MPsim} = 215$	FF	0,871	0,927	0,947	0,951	0,950	0,946	0,938	0,927	0,939	0,941
$V_{MPsim} = 300$	FF	0,846	0,913	0,940	0,944	0,944	0,942	0,934	0,924	0,934	0,936
$V_{MPsim} = 350$	FF	0,840	0,904	0,932	0,938	0,941	0,939	0,930	0,922	0,930	0,932

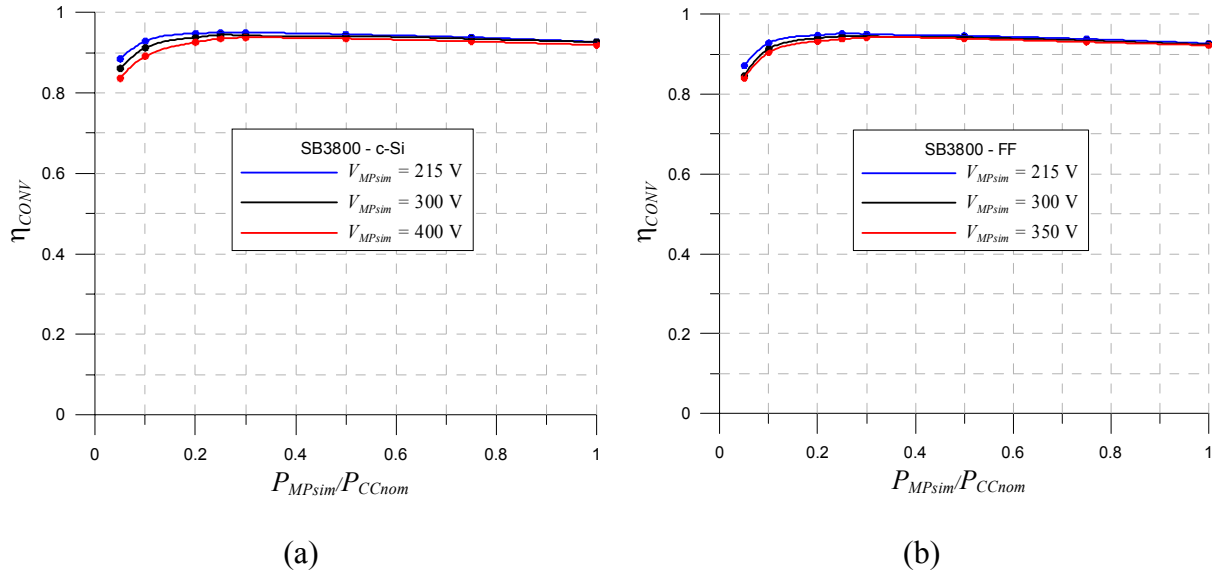


Figura 8.2 - Eficiências de conversão do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W e  $V_{MPsim} = 215, 300$  e  $400/350$  V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).

A tabela 8.4 apresenta os valores de eficiência total do inversor SMA SB3800, calculada pelo produto das eficiências estática de seguimento do ponto de máxima potência e de conversão. Pode-se observar na figura 8.3 correspondente que o peso da eficiência de conversão é preponderante em todos os casos, exceto nas curvas com  $V_{MPsim} = 400$  V sob baixo carregamento, onde o mau desempenho no seguimento estático do ponto de máxima potência é refletido na eficiência total.

Tabela 8.4 - Eficiência total do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W.

$V_{MP}$ da curva característica simulada (V)	Tecnol. de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ ), $P_{CCnom} = 4040$ W								$\eta_{EU,t}$	$\eta_{CEC,t}$
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00		
$V_{MPsim} = 215$	c-Si	0,884	0,926	0,946	0,949	0,950	0,945	0,936	0,925	0,939	0,939
$V_{MPsim} = 300$	c-Si	0,860	0,910	0,936	0,942	0,942	0,941	0,933	0,924	0,933	0,935
$V_{MPsim} = 400$	c-Si	0,750	0,840	0,900	0,935	0,935	0,934	0,926	0,917	0,915	0,924
$V_{MPsim} = 215$	FF	0,869	0,927	0,947	0,949	0,950	0,945	0,936	0,925	0,938	0,939
$V_{MPsim} = 300$	FF	0,846	0,911	0,940	0,943	0,944	0,941	0,933	0,923	0,933	0,935
$V_{MPsim} = 350$	FF	0,788	0,863	0,917	0,934	0,938	0,938	0,930	0,920	0,923	0,929

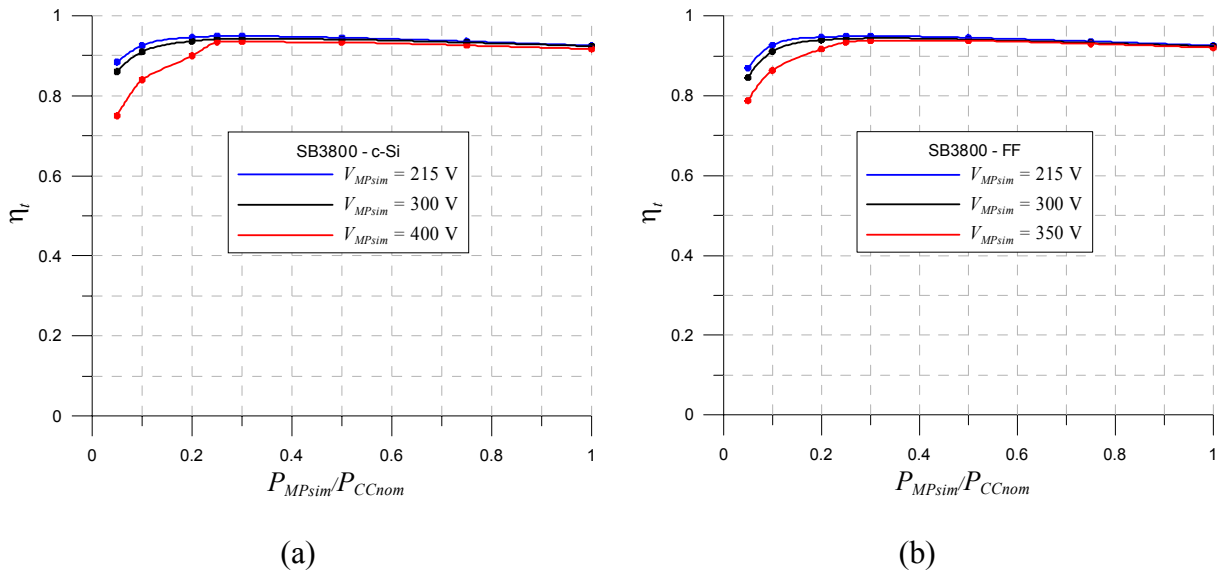


Figura 8.3 - Eficiências totais do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W e  $V_{MPsim} = 215, 300$  e  $400/350$  V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).

A seguir serão apresentados os resultados dos ensaios de eficiência dinâmica de seguimento de máxima potência do inversor SMA SB3800 operando na potência nominal de entrada de 4040 W para tecnologias de silício cristalino e filmes finos. De acordo com a norma *EN 50530:2010*, os ensaios de determinação da eficiência dinâmica de MPPT são feitos apenas na tensão de entrada nominal, neste caso, 300 V.

As tabelas 8.5 e 8.6 apresentam, respectivamente, os resultados dos ensaios de determinação da eficiência dinâmica do seguimento do ponto de máxima potência com variações entre baixa e média irradiância ( $100$  e  $500$   $W/m^2$ ) e entre média e alta irradiância ( $300$  e  $1000$   $W/m^2$ ) para módulos de silício cristalino, calculados conforme o procedimento descrito na seção 7.3. A última linha de cada tabela contém a média das eficiências encontradas para as diferentes taxas de variação de irradiância. As tabelas correlatas 8.7 e 8.8 apresentam os resultados da eficiência dinâmica de seguimento do ponto de máxima potência com variações entre baixa e média irradiância e entre média e alta irradiância para a tecnologia de filmes finos.

Os valores parciais de eficiência dinâmica do seguimento do ponto de máxima potência em função da taxa de variação da irradiância  $dG/dt$  para cada sequência de irradiâncias contidas nas referidas tabelas são representados graficamente nas figuras 8.4 e 8.5.

Tabela 8.5 - Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 10 a 50%  $G_{STC}$ ) do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W e  $V_{MPsim} = 300$  V, tecnologia c-Si.

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização (s)	
100-500	400					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida ( $t_1$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_2$ ) (s)	Tempo de descida ( $t_3$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_4$ ) (s)	Duração (s)	$\eta_{MPPTdin}$
2	0,5	800	10	800	10	3450	0,973
2	1	400	10	400	10	1940	0,963
3	2	200	10	200	10	1560	0,943
4	3	133	10	133	10	1447	0,975
6	5	80	10	80	10	1380	0,960
8	7	57	10	57	10	1374	0,978
10	10	40	10	40	10	1300	0,951
10	14	29	10	29	10	1071	0,952
10	20	20	10	20	10	900	0,973
10	30	13	10	13	10	767	0,945
10	50	8	10	8	10	660	0,960
						$\eta_{MPPTdin(100-500\text{ W/m}^2)} =$	<b>0,961</b>

Tabela 8.6 - Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 30 a 100 %  $G_{STC}$ ) do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W e  $V_{MPsim} = 300$  V, tecnologia c-Si.

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização (s)	
300-1000	700					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida ( $t_1$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_2$ ) (s)	Tempo de descida ( $t_3$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_4$ ) (s)	Duração (s)	$\eta_{MPPTdin}$
10	10	70	10	70	10	1900	0,997
10	14	50	10	50	10	1500	0,996
10	20	35	10	35	10	1200	0,997
10	30	23	10	23	10	967	0,996
10	50	14	10	14	10	780	0,997
10	100	7	10	7	10	640	0,992
						$\eta_{MPPTdin(300-1000\text{ W/m}^2)} =$	<b>0,996</b>

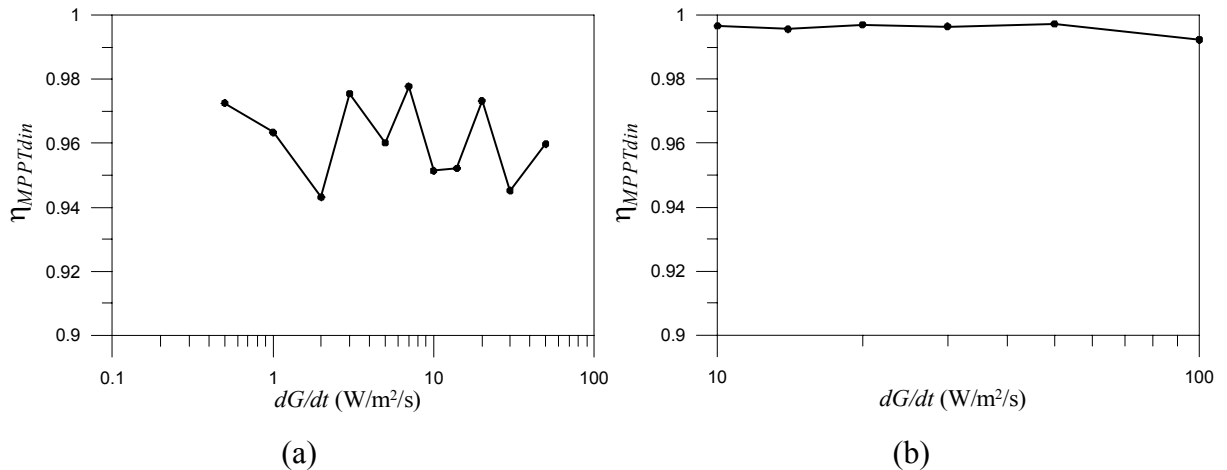


Figura 8.4 – Variação da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação de irradiância nos perfis de teste das tabelas 8.5 e 8.6, relativas ao inversor SB3800 com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> (a) e 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> (b), tecnologia c-Si.

Analisando-se a figura 8.4 pode-se observar que no ensaio com variações entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> a eficiência dinâmica de MPPT do inversor SMA SB3800 apresentou uma forte sensibilidade em relação à taxa de variação de irradiância, com grandes variações. Já no teste com variações entre 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> a eficiência dinâmica de MPPT permaneceu praticamente igual à unidade para as diferentes taxas  $dG/dt$  utilizadas no ensaio.

Tabela 8.7 - Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 10 a 50%  $G_{STC}$ ) do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W e  $V_{MPsim} = 300$  V, tecnologia FF.

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização (s)	
100-500	400					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida (t <sub>1</sub> ) (s)	Tempo de parada (t <sub>2</sub> ) (s)	Tempo de descida (t <sub>3</sub> ) (s)	Tempo de parada (t <sub>4</sub> ) (s)	Duração (s)	$\eta_{MPPTdin}$
2	0,5	800	10	800	10	3450	0,994
2	1	400	10	400	10	1940	0,984
3	2	200	10	200	10	1560	0,971
4	3	133	10	133	10	1447	0,946
6	5	80	10	80	10	1380	0,974
8	7	57	10	57	10	1374	0,985
10	10	40	10	40	10	1300	0,988
10	14	29	10	29	10	1071	0,955
10	20	20	10	20	10	900	0,975
10	30	13	10	13	10	767	0,997
10	50	8	10	8	10	660	0,985
						$\eta_{MPPTdin(100-500\text{ W/m}^2)} =$	<b>0,978</b>



Tabela 8.8 - Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 30 a 100 %  $G_{STC}$ ) do inversor SB3800 com  $P_{CCnom} = 4040$  W e  $V_{MPsim} = 300$  V, tecnologia FF.

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização (s)	
300-1000	700					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida ( $t_1$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_2$ ) (s)	Tempo de descida ( $t_3$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_4$ ) (s)	Duração (s)	$\eta_{MPPTdin}$
10	10	70	10	70	10	1900	0,999
10	14	50	10	50	10	1500	0,994
10	20	35	10	35	10	1200	0,997
10	30	23	10	23	10	967	0,993
10	50	14	10	14	10	780	0,999
10	100	7	10	7	10	640	0,999
						$\eta_{MPPTdin,med(300-1000\text{ W/m}^2)} = 0,997$	

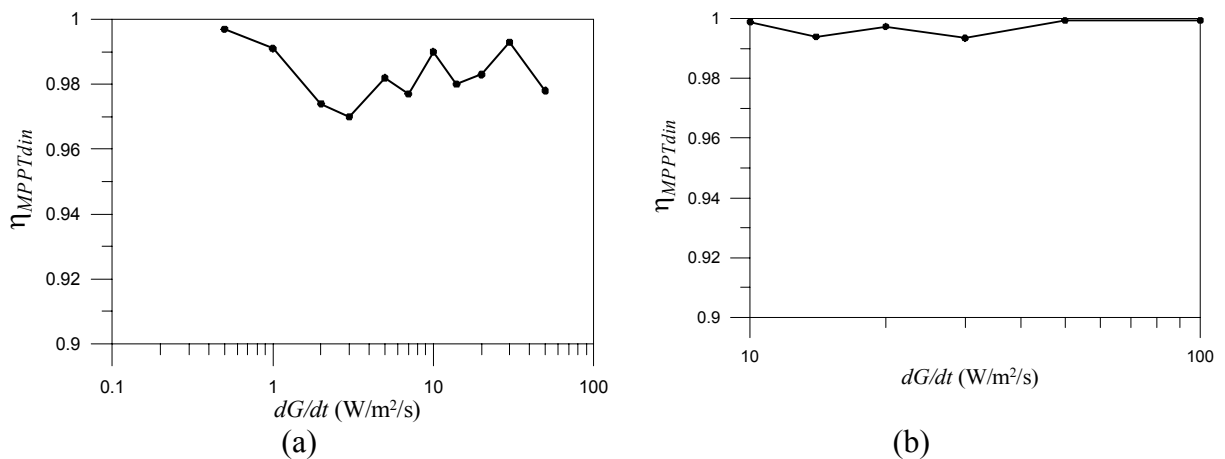


Figura 8.5 – Variação da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação de irradiância nos perfis de teste das tabelas 8.7 e 8.8, relativas ao inversor SB3800 com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> (a) e 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> (b), tecnologia FF.

O gráfico da figura 8.5a indica que, quando alimentado com uma curva  $I-V$  característica de filmes finos, a eficiência dinâmica de MPPT do inversor SMA SB3800 no teste com variações entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> apresenta um comportamento ligeiramente mais estável em relação à taxa de variação da irradiância do que no caso do silício cristalino, com uma média de 0,978. Para variações entre 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> (figura 8.5b), a eficiência dinâmica é praticamente unitária.

## 8.2 Resultados dos ensaios de eficiência do inversor CP Eletrônica CP1000

A seguir serão apresentados os resultados dos ensaios de eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência, eficiência de conversão e eficiência total do inversor CP Eletrônica CP1000. Estes ensaios foram realizados com o simulador de arranjos fotovoltaicos programado para fornecer curvas  $I-V$  com potência máxima  $P_{MPsim}$  correspondente à potência de entrada nominal do inversor ( $P_{CCnom} = 1180$  W), nas tensões de máxima potência  $V_{MPsim}$  de 225, 250 e 280 V, com curvas características de tecnologias de silício cristalino e de filmes finos.

A tabela 8.9 contém os valores de eficiência estática de seguimento de máxima potência determinados conforme descrito na seção 7.2. A figura 8.6 apresenta graficamente os mesmos resultados. Pode-se observar que o inversor CP Eletrônica CP1000 apresenta valores de eficiência estática de seguimento de máxima potência praticamente unitárias com o inversor alimentado por curvas  $I-V$  com carregamentos superiores a 10 %. Abaixo desse limite observa-se uma forte degradação no valor da eficiência estática de MPPT, principalmente com tensões mais altas.

Na tabela 8.10 são apresentados os valores de eficiência de conversão do inversor CP1000, determinados conforme descrito na seção 7.4, para as tensões de entrada de 220, 250 e 280 V, com tecnologias de silício cristalino e de filmes finos. A figura 8.7 mostra graficamente os mesmos resultados.

Tabela 8.9 - Eficiência estática de seguimento do ponto de máxima potência do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180$  W.

$V_{MP}$ da curva característica simulada (V)	Tecnol. de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ ), $P_{CCnom} = 1180$ W								$\eta_{EU, MPPTestat}$	$\eta_{CEC, MPPTestat}$
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00		
$V_{MPsim} = 225$	c-Si	0,964	0,997	0,992	0,990	0,996	0,997	0,997	0,964	0,995	0,997
$V_{MPsim} = 250$	c-Si	0,809	0,986	0,989	0,995	0,995	0,999	1,00	0,809	0,990	0,998
$V_{MPsim} = 280$	c-Si	0,726	1,00	0,991	0,994	0,999	0,998	0,996	0,726	0,990	0,997
$V_{MPsim} = 225$	FF	0,972	0,992	1,00	0,994	0,999	0,999	1,00	0,972	0,996	0,999
$V_{MPsim} = 250$	FF	0,885	0,989	0,994	1,00	1,00	1,00	1,00	0,885	0,994	0,999
$V_{MPsim} = 280$	FF	0,779	1,00	0,996	1,00	1,00	0,999	1,00	0,779	0,992	1,00

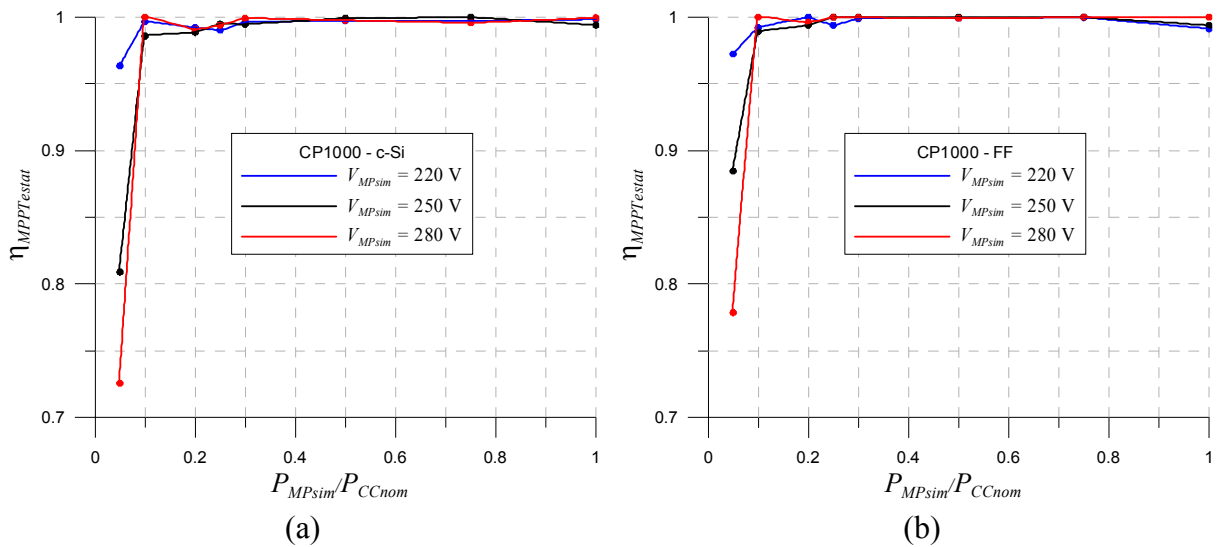


Figura 8.6 - Eficiências estáticas de seguimento do ponto de máxima potência do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180$  W e  $V_{MPsim} = 220, 250$  e  $280$  V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).

Analisando-se a figura 8.7 pode-se observar que o inversor CP Eletrônica CP1000 apresenta valores de eficiência de conversão relativamente baixos, especialmente para carregamentos abaixo de 30 %. O valor máximo de  $\eta_{CONV}$  ficou ao redor de 85 %, com uma baixa dependência da tensão de entrada, em parte como decorrência da proximidade entre os valores de  $V_{MPmin}$  e  $V_{MPmax}$ . Com relação às eficiências ponderadas de conversão, o mau desempenho sob baixos carregamentos é refletido principalmente na eficiência europeia, com  $\eta_{EU} = 77,8$  %. Já a eficiência californiana, que atribui maior peso às irradiâncias mais altas, resultou em um valor consideravelmente mais alto ( $\eta_{CEC} = 82,1$  %).

Tabela 8.10 - Eficiência de conversão do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180$  W.

$V_{MP}$ da curva característica simulada (V)	Tecnol. de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ ), $P_{CCnom} = 1180$ W								$\eta_{EU, CONV}$	$\eta_{CEC, CONV}$
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00		
$V_{MPsim} = 225$	c-Si	0,108	0,539	0,737	0,775	0,799	0,840	0,850	0,845	0,783	0,823
$V_{MPsim} = 250$	c-Si	-0,027	0,528	0,733	0,778	0,797	0,839	0,847	0,846	0,778	0,821
$V_{MPsim} = 280$	c-Si	-0,113	0,526	0,735	0,773	0,796	0,837	0,848	0,842	0,773	0,821
$V_{MPsim} = 225$	FF	0,131	0,539	0,740	0,775	0,799	0,841	0,850	0,844	0,785	0,824
$V_{MPsim} = 250$	FF	0,040	0,525	0,732	0,772	0,795	0,839	0,849	0,843	0,779	0,821
$V_{MPsim} = 280$	FF	-0,026	0,529	0,734	0,771	0,794	0,836	0,847	0,841	0,775	0,820

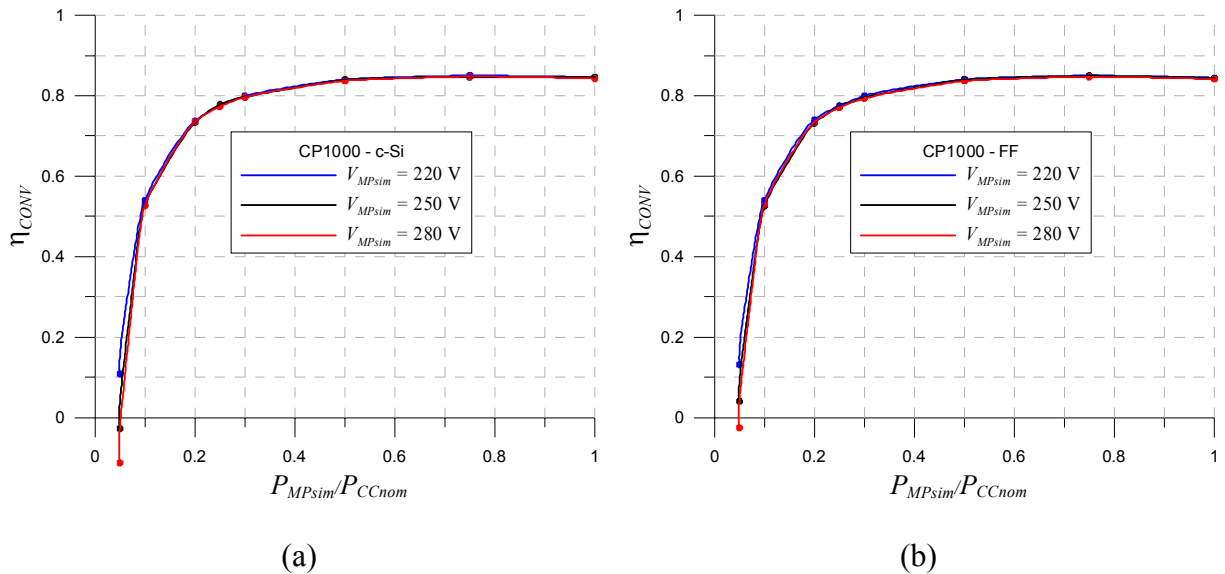


Figura 8.7 - Eficiências de conversão do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180 \text{ W}$  e  $V_{MPsim} = 220, 250$  e  $280 \text{ V}$ , tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).

A tabela 8.11 apresenta os valores de eficiência total do inversor CP Eletrônica CP1000, calculada pelo produto das eficiências estática de seguimento do ponto de máxima potência e de conversão. Pode-se observar na figura 8.8 correspondente que o peso da eficiência de conversão é preponderante em todos os casos. Até mesmo a reduzida eficiência estática de MPPT para o carregamento de 5 % é mascarada pela muito baixa eficiência de conversão nessa faixa de operação. Cabe ressaltar que o CP1000 é um protótipo cujo projeto encontra-se ainda em desenvolvimento. O incremento da sua eficiência de conversão é certamente um ponto fundamental a ser abordado pelos projetistas.

Tabela 8.11 - Eficiência total do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180 \text{ W}$ .

$V_{MP}$ da curva característica simulada (V)	Tecnol. de célula	Potência normalizada ( $P_{MPsim}/P_{CCnom}$ ), $P_{CCnom} = 1180 \text{ W}$								$\eta_{EU,t}$	$\eta_{CEC,t}$
		0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,50	0,75	1,00		
$V_{MPsim} = 225$	c-Si	0,104	0,538	0,731	0,768	0,796	0,838	0,848	0,844	0,781	0,821
$V_{MPsim} = 250$	c-Si	-0,022	0,520	0,725	0,774	0,793	0,839	0,847	0,841	0,775	0,819
$V_{MPsim} = 280$	c-Si	-0,082	0,526	0,728	0,769	0,796	0,835	0,844	0,842	0,773	0,818
$V_{MPsim} = 225$	FF	0,128	0,535	0,740	0,770	0,799	0,840	0,850	0,837	0,783	0,823
$V_{MPsim} = 250$	FF	0,035	0,520	0,727	0,772	0,795	0,839	0,849	0,838	0,777	0,821
$V_{MPsim} = 280$	FF	-0,020	0,529	0,731	0,770	0,794	0,836	0,847	0,841	0,775	0,820

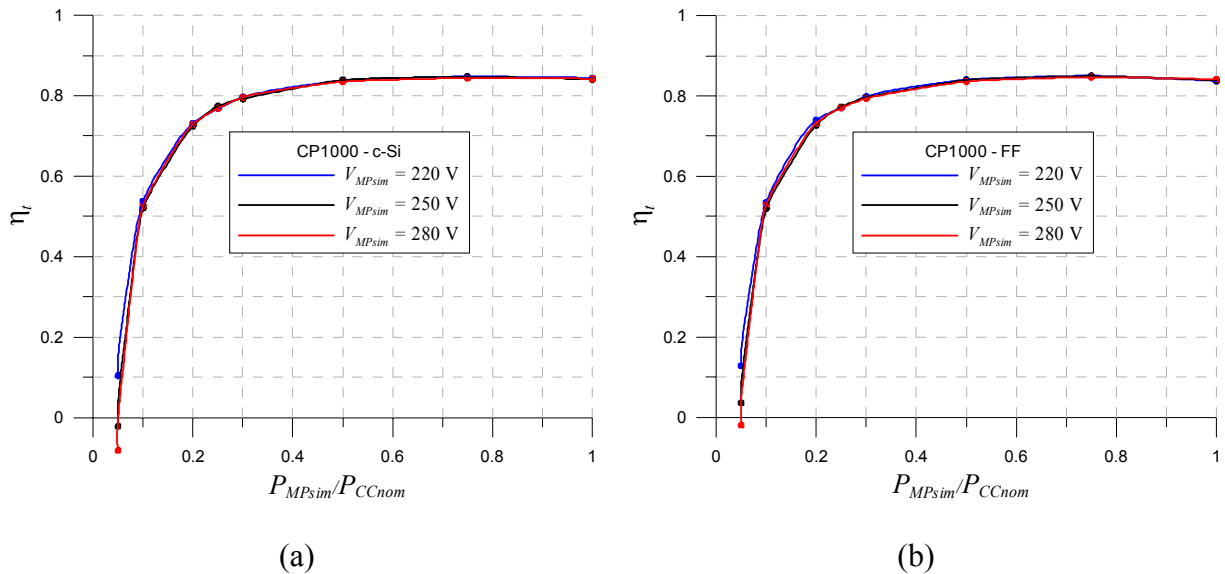


Figura 8.8 - Eficiências totais do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180$  W e  $V_{MPsim} = 220$ , 250 e 280 V, tecnologias silício cristalino (a) e filmes finos (b).

A seguir serão apresentados os resultados dos ensaios de eficiência de seguimento de máxima potência dinâmica do inversor CP Eletrônica CP1000 na potência nominal de entrada de 1180 W para tecnologias de silício cristalino e silício filmes finos. De acordo com a norma *EN 50530:2010*, os ensaios de determinação da eficiência dinâmica de seguimento de máxima potência são feitos apenas na tensão de entrada nominal, neste caso, 250 V.

As tabelas 8.12 e 8.13 apresentam, respectivamente, os resultados dos ensaios de determinação da eficiência dinâmica do seguimento do ponto de máxima potência com variações entre baixa e média irradiância (100 e 500 W/m<sup>2</sup>) e entre média e alta irradiância (300 e 1000 W/m<sup>2</sup>) para módulos de silício cristalino, calculados conforme o procedimento descrito na seção 7.3. A última linha de cada tabela contém a média das eficiências encontradas para as diferentes taxas de variação de irradiância. As tabelas correlatas 8.14 e 8.15 apresentam os resultados da eficiência dinâmica de seguimento do ponto de máxima potência com variações entre baixa e média irradiância e entre média e alta irradiância para a tecnologia de filmes finos.

Os valores parciais de eficiência dinâmica do seguimento do ponto de máxima potência em função da taxa de variação da irradiância  $dG/dt$  para cada sequência de irradiâncias contidas nas referidas tabelas são representados graficamente nas figuras 8.9 e 8.10.

Tabela 8.12 - Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 10 a 50%  $G_{STC}$ ) do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180$  W e  $V_{MPsim} = 250$  V, tecnologia c-Si.

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização (s)	
100-500	400					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida (t <sub>1</sub> ) (s)	Tempo de parada (t <sub>2</sub> ) (s)	Tempo de descida (t <sub>3</sub> ) (s)	Tempo de parada (t <sub>4</sub> ) (s)	Duração (s)	$\eta_{MPPTdin}$
2	0,5	800	10	800	10	3450	0,997
2	1	400	10	400	10	1940	0,997
3	2	200	10	200	10	1560	0,996
4	3	133	10	133	10	1447	0,994
6	5	80	10	80	10	1380	0,987
8	7	57	10	57	10	1374	0,974
10	10	40	10	40	10	1300	0,958
10	14	29	10	29	10	1071	0,948
10	20	20	10	20	10	900	0,977
10	30	13	10	13	10	767	0,948
10	50	8	10	8	10	660	0,913
						$\eta_{MPPTdin(100-500\text{ W/m}^2)} =$	<b>0,972</b>

Tabela 8.13 - Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 30 a 100 %  $G_{STC}$ ) do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180$  W e  $V_{MPsim} = 250$  V, tecnologia c-Si.

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização (s)	
300-1000	700					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida (t <sub>1</sub> ) (s)	Tempo de parada (t <sub>2</sub> ) (s)	Tempo de descida (t <sub>3</sub> ) (s)	Tempo de parada (t <sub>4</sub> ) (s)	Duração (s)	$\eta_{MPPTdin}$
10	10	70	10	70	10	1900	0,972
10	14	50	10	50	10	1500	0,954
10	20	35	10	35	10	1200	0,933
10	30	23	10	23	10	967	0,945
10	50	14	10	14	10	780	0,945
10	100	7	10	7	10	640	0,968
						$\eta_{MPPTdin(300-1000\text{ W/m}^2)} =$	<b>0,953</b>

Analisando-se a figura 8.9 pode-se observar que, no ensaio com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> considerando células de silício cristalino, a eficiência dinâmica de MPPT do inversor CP Eletrônica CP1000 apresentou valores muito próximos à

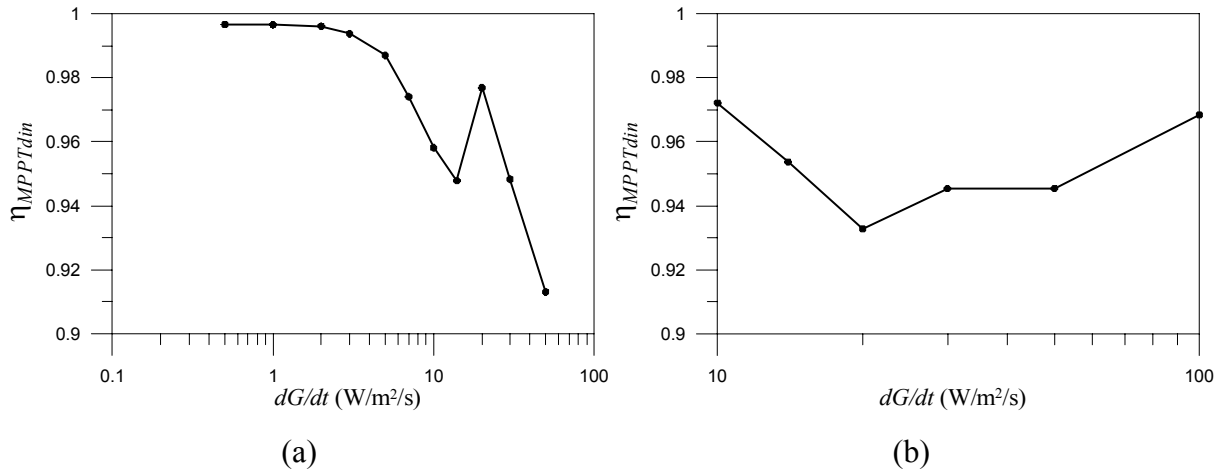


Figura 8.9 – Variação da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação de irradiância nos perfis de teste das tabelas 8.12 e 8.13, relativas ao inversor CP1000 com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> (a) e 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> (b), tecnologia c-Si.

unidade para variações mais lentas de irradiância ( $dG/dt$  entre 0,5 e 3 W/m<sup>2</sup>/s), porém decaindo sensivelmente para taxas de variação mais altas, oscilando entre 0,91 e 0,98. No teste com variações entre 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> o seguimento dinâmico do ponto de máxima potência apresentou um mau desempenho para todas as taxas  $dG/dt$ , com uma média de 0,95.

Tabela 8.14 - Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 10 a 50%  $G_{STC}$ ) do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180$  W e  $V_{MPsim} = 250$  V, tecnologia FF.

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização (s)	
100-500	400					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida ( $t_1$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_2$ ) (s)	Tempo de descida ( $t_3$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_4$ ) (s)	Duração (s)	$\eta_{MPPTdin}$
2	0,5	800	10	800	10	3450	0,999
2	1	400	10	400	10	1940	0,998
3	2	200	10	200	10	1560	0,998
4	3	133	10	133	10	1447	0,995
6	5	80	10	80	10	1380	0,985
8	7	57	10	57	10	1374	0,974
10	10	40	10	40	10	1300	0,968
10	14	29	10	29	10	1071	0,978
10	20	20	10	20	10	900	0,968
10	30	13	10	13	10	767	0,947
10	50	8	10	8	10	660	0,963
						$\eta_{MPPTdin(100-500\text{ W/m}^2)} = 0,979$	

Tabela 8.15 - Eficiência dinâmica de MPPT (irradiância de 30 a 100 %  $G_{STC}$ ) do inversor CP1000 com  $P_{CCnom} = 1180$  W e  $V_{MPsim} = 250$  V, tecnologia FF.

De/para (W/m <sup>2</sup> )	$\Delta G$ (W/m <sup>2</sup> )					Período de estabilização (s)	
300-1000	700					300	
Número de repetições	Taxa de variação (W/m <sup>2</sup> /s)	Tempo de subida ( $t_1$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_2$ ) (s)	Tempo de descida ( $t_3$ ) (s)	Tempo de parada ( $t_4$ ) (s)	Duração (s)	$\eta_{MPPTdin}$
10	10	70	10	70	10	1900	0,970
10	14	50	10	50	10	1500	0,963
10	20	35	10	35	10	1200	0,958
10	30	23	10	23	10	967	0,948
10	50	14	10	14	10	780	0,945
10	100	7	10	7	10	640	0,979
						$\eta_{MPPTdin(300-1000\text{ W/m}^2)} =$	<b>0,960</b>

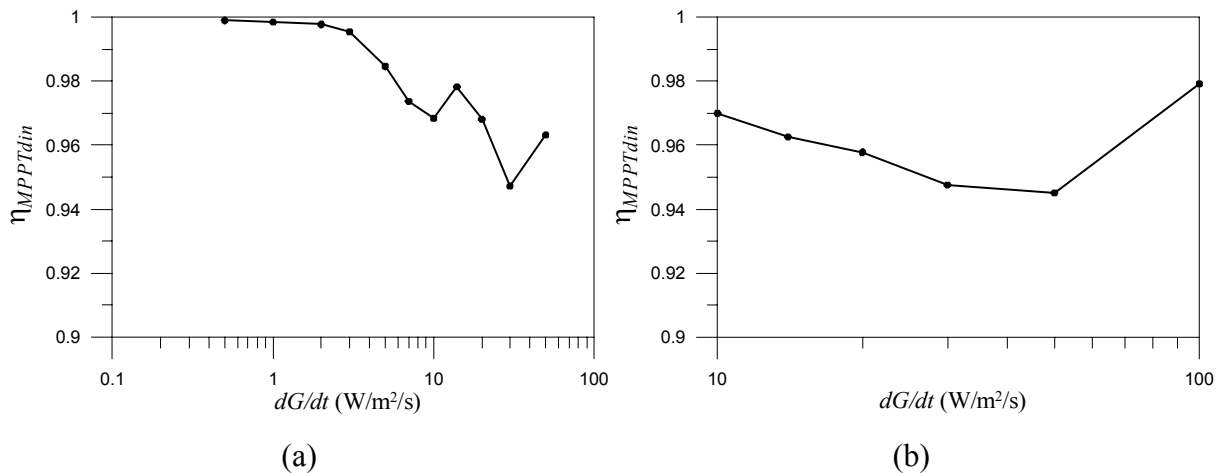


Figura 8.10 – Variação da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação de irradiância nos perfis de teste das tabelas 8.11 e 8.13, relativa ao inversor CP1000 com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> (a) e 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> (b), tecnologia FF.

Os ensaios de determinação da eficiência dinâmica de MPPT do inversor CP1000 considerando células de filmes finos apresentaram resultados muito semelhantes àqueles encontrados para células de silício cristalino. No ensaio com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> a eficiência dinâmica de MPPT apresentou novamente valores muito próximos à unidade para taxas de variação de irradiância entre 0,5 e 3 W/m<sup>2</sup>/s, porém decaindo rapidamente com o aumento de  $dG/dt$ . No teste com variações entre 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> repetiu-se o mau desempenho para todas as taxas  $dG/dt$ , com uma média de 0,96.



### 8.3 Simulação ao longo de um dia

A fonte Regatron TopCon Quadro foi programada para reproduzir o comportamento de um arranjo fotovoltaico submetido às condições de irradiância e temperatura de três dias selecionados, cada um com diferentes graus de cobertura de nuvens.

Os dados de irradiância foram obtidos a partir da medição da corrente de curto-circuito de uma célula de referência de silício monocristalino instalada no prédio do Laboratório de Energia Solar da UFRGS. A célula de referência está posicionada apontada para o Norte geográfico, com um ângulo de inclinação em relação à horizontal equivalente ao ângulo da latitude local, 30°. Embora a norma *EN 50530:2010* considere a temperatura de célula como constante, no valor de 25 °C, nos ensaios desta tese optou-se por levar em conta os efeitos da temperatura sobre o desempenho elétrico do arranjo simulado. Assim, foi também registrada a temperatura de um dos módulos do sistema conectado à rede do Laboratório de Energia Solar da UFRGS, através de um Pt100 instalado na parte posterior do módulo. Os sinais da célula de referência e do sensor de temperatura, adquiridos à taxa de uma leitura por segundo, foram registrados ao longo de vários dias por um sistema de aquisição constituído por dois multímetros HP34401A comunicando-se com um computador através de uma interface GPIB.

Os perfis de irradiância e temperatura dos dias selecionados são apresentados na figura 8.11. O perfil de irradiância da figura 8.11a, identificado como “Perfil A” caracteriza um dia de céu claro, com a presença de nuvens esparsas se deslocando lentamente, provocando grandes saltos de irradiância de baixa frequência. O perfil da figura 8.11b, identificado como “Perfil B”, mostra um dia com uma maior presença de nuvens do que o dia anterior, provocando igualmente grandes saltos de irradiância, porém com frequência mais alta. O perfil da figura 8.11c, referido como “Perfil C”, representa um dia de céu mais fechado, com saltos esporádicos entre média e baixa irradiância. Assim, os perfis A e B foram selecionados visando a sua utilização nas simulações a serem comparadas com os ensaios com variações de irradiância entre 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> e o perfil C, em princípio, para ser utilizado nas simulações comparadas com os ensaios com variações entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup>.

As simulações foram feitas com a tensão de máxima potência da curva *I-V* programada na fonte Regatron TopCon Quadro ( $V_{MPsim}$ ) igual ao valor de tensão nominal de entrada do inversor sob teste. A base de tempo utilizada nas simulações foi de um segundo. Os dados necessários para o cálculo da eficiência dinâmica do seguimento de máxima potência (tensão de máxima potência do simulador de arranjos fotovoltaicos e a potência em

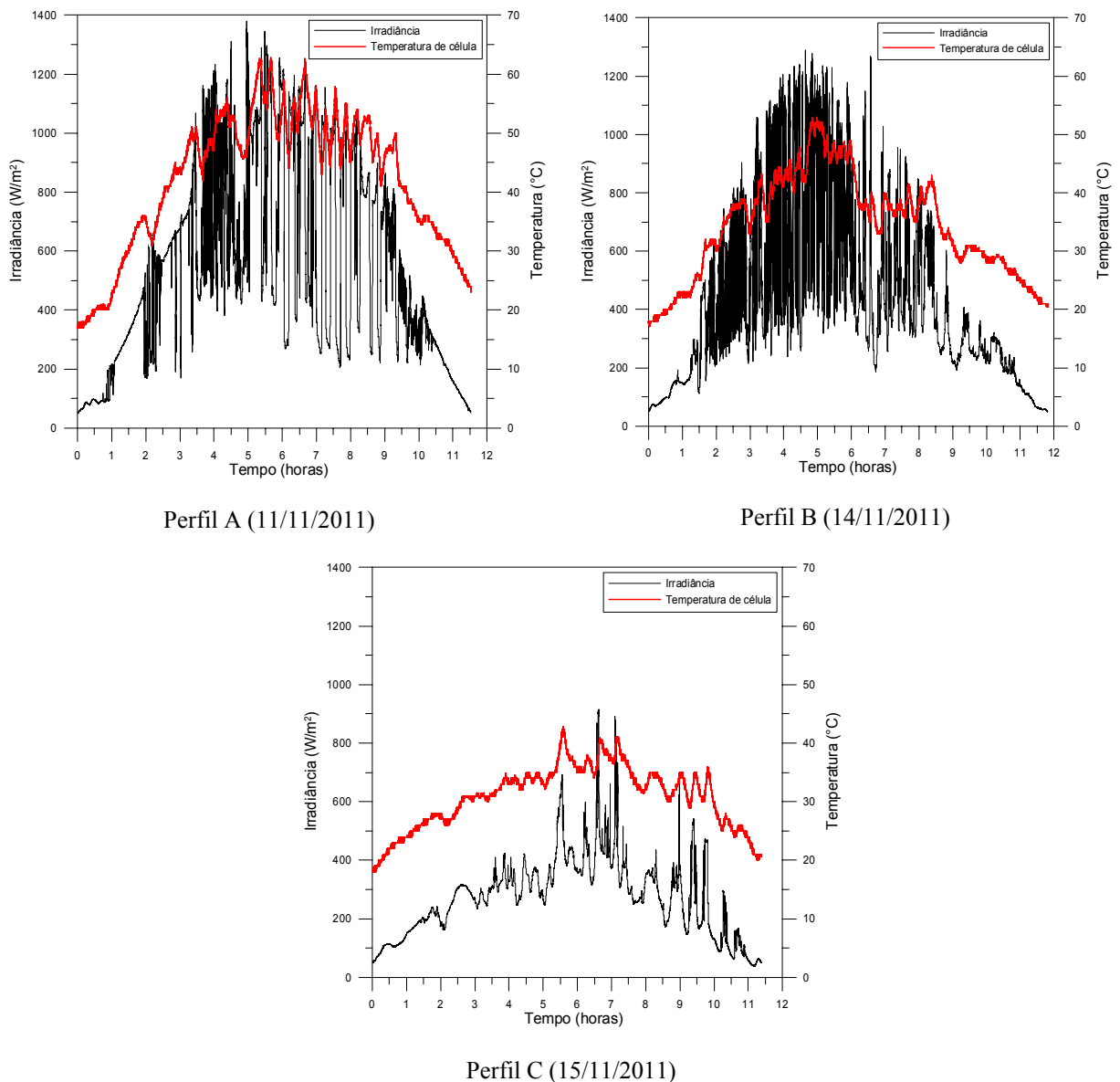


Figura 8.11 – Sequências de irradiância e temperatura de três dias selecionados, medidas no LABSOL-UFRGS à taxa de uma aquisição por segundo e utilizadas nas simulações.

corrente contínua absorvida pelo inversor) foram registrados pelo sistema de aquisição de dados da fonte Regatron. Para fins de referência, foi concomitantemente registrada a potência entregue à rede, através do analisador Fluke. Para os cálculos de eficiência foram considerados apenas os dados correspondentes a irradiâncias superiores a  $100 \text{ W/m}^2$ .

Os resultados das eficiências de seguimento de MPPT dos dois inversores determinadas através das simulações ao longo de um dia, para os três dias ensaiados, estão resumidos nas tabelas 8.16 e 8.17. Os valores de  $E_{MPsim}$ ,  $E_{CC}$ , e  $E_{CA}$  representam, respectivamente, as integrais diárias de  $P_{MPsim}$  (a máxima potência disponibilizável pelo

arranjo fotovoltaico),  $P_{CC}$  (a potência efetivamente entregue pelo arranjo e absorvida pelo inversor) e  $P_{CA}$  (a potência de saída do inversor).

Dada a semelhança entre as eficiências de MPPT encontradas conforme a norma *EN 50530:2010* para geradores fotovoltaicos com curvas características de células de silício cristalino e de filmes finos, as simulações ao longo de um dia foram feitas com o simulador programado apenas para a tecnologia de silício cristalino.

Tabela 8.16 - Eficiência dinâmica de MPPT do inversor SB3800 calculada através da simulação ao longo de um dia com  $P_{CCnom} = 4040$  W e  $V_{MPsim} = 300$  V, tecnologia c-Si.

<b>SB3800</b>	$E_{MPsim}$ (J)	$E_{CC}$ (J)	$E_{CA}$ (J)	$\eta_{MPPTdin}$
Perfil A	79.998.600	79.355.532	74.363.239	<b>0,992</b>
Perfil B	65.572.452	64.851.328	60.866.222	<b>0,989</b>
Perfil C	37.753.160	37.700.828	35.621.065	<b>0,999</b>

Tabela 8.17 - Eficiência dinâmica de MPPT do inversor CP1000 calculada através da simulação ao longo de um dia com  $P_{CCnom} = 1180$  W e  $V_{MPsim} = 250$  V, tecnologia c-Si.

<b>CP1000</b>	$E_{MPsim}$ (J)	$E_{CC}$ (J)	$E_{CA}$ (J)	$\eta_{MPPTdin}$
Perfil A	23.702.436	23.371.716	19.551.286	<b>0,986</b>
Perfil B	19.468.452	19.071.340	15.656.545	<b>0,980</b>
Perfil C	12.334.676	12.303.376	9.681.941	<b>0,997</b>

Para facilitar a comparação entre os resultados, na tabela 8.18 são repetidos os valores de eficiência dinâmica de MPPT para os dois inversores calculados conforme a norma *EN 50530:2010*.

Tabela 8.18 - Resumo dos valores de eficiência dinâmica de MPPT calculados conforme a norma *EN 50530:2010*.

	SB3800 (300 V, c-Si)	CP1000 (250 V, c-Si)
$\eta_{MPPTdin(300-1000 \text{ W/m}^2)}$	0,996	0,953
$\eta_{MPPTdin(100-500 \text{ W/m}^2)}$	0,961	0,972

## 8.4 Discussão dos resultados

Em primeiro lugar, é preciso deixar claro que não é objetivo desta tese comparar o desempenho dos dois inversores testados, até mesmo porque um deles é um produto comercial consolidado, produzido pelo principal fabricante mundial de inversores para conexão à rede, enquanto que o outro é um protótipo ainda em desenvolvimento.

Com relação à eficiência de conversão, pode-se observar que o SMA SB3800 consegue manter uma taxa de conversão alta ( $\sim 95\%$ ) para um inversor com transformador, mesmo sob baixos carregamentos. A curva de eficiência mais arredondada do inversor CP Eletrônica CP1000 é decorrente, em boa parte, do seu elevado autoconsumo (cerca de 45 W), o qual, por si só, não é suficiente para justificar a sua baixa eficiência máxima ( $\sim 85\%$ ). Fica claro que este é um aspecto a ser melhorado no projeto deste inversor.

Com carregamentos superiores a 20 %, a eficiência estática de seguimento de máxima potência é alta, próxima à unidade, para ambos os modelos. Com carregamentos mais baixos percebe-se uma deterioração da eficiência estática de MPPT conforme aumenta a tensão de entrada do inversor.

No seguimento estático de seguimento de máxima potência o objetivo é controlar a tensão de polarização do arranjo fotovoltaico de forma a encontrar a tensão de máxima potência para um dado carregamento e nela permanecer polarizado. No caso do MPPT dinâmico, além da capacidade de atingir o valor de máxima potência, está em questão o quão rapidamente isto é feito em resposta a variações do nível de irradiância. Nos testes de determinação de MPPT dinâmica conforme a norma *EN 50530:2010*, o inversor é submetido a padrões trapezoidais de irradiância com diferentes taxas de variação de irradiância. Observou-se durante os ensaios que, dependendo de características inerentes aos circuitos de controle do inversor, o valor da taxa de variação de irradiância pode exercer uma grande influência no processo de seguimento, fazendo-o divergir do ponto de potência máxima.

Tomando-se como exemplo o ensaio de eficiência dinâmica do inversor CP1000 submetido a variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> (tabela 8.12/figura 8.9a), pode-se observar que a eficiência dinâmica de MPPT é alta para variações de irradiância muito lentas, deteriorando-se sensivelmente para taxas de variação mais altas rápidas. Haeberlin e Schaerf, 2009, verificaram comportamento semelhante em um outro inversor por eles testado, o qual apresentava um vale para uma determinada taxa de variação de irradiância. Os autores relatam

que, com uma alteração no *firmware* daquele inversor, testes posteriores mostraram que o problema foi solucionado.

A comparação dos resultados de eficiência dinâmica de MPPT calculados segundo a norma *EN 50530:2010* com resultados obtidos a partir de medições de energia diária, na maioria dos casos analisados, foram discordantes. A principal causa é que, ao contrário dos testes de laboratório, onde as taxas de variação de irradiância são controladas, limitadas e repetitivas, na situação de campo elas são aleatórias, dependendo das condições meteorológicas locais (quantidade e tipo de nuvens, velocidade do vento, etc.). Assim, a eficiência dinâmica de um dado inversor, cuja característica de seguimento seja semelhante àquelas mostradas nos gráficos das figuras 8.4a, 8.9a e 8.9b, com sensibilidade à taxa de variação de irradiância, quando calculada segundo a metodologia da norma poderia apresentar diferentes resultados de um dia para outro, dependendo do comportamento dinâmico da irradiância em cada um destes dias. Por exemplo, no caso de um dia hipotético em que ocorressem, com maior frequência, transições de irradiância com a taxa de variação na qual o seguidor de MPPT apresenta dificuldades, haveria uma menor transferência de energia do arranjo fotovoltaico ao inversor.

O valor encontrado para a eficiência dinâmica de MPPT do inversor SB3800 com variações de irradiância entre 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> ( $\eta_{MPPTdin} = 0,996$ ), entretanto, apresentou uma excelente concordância com os resultados energéticos encontrados com as simulações realizadas com a fonte programada com o perfil A ( $\eta_{MPPTdin} = 0,992$ ) e com o perfil B ( $\eta_{MPPTdin} = 0,986$ ). Essa concordância é devida, mais do que a alguma semelhança entre os perfis da norma para alta irradiância e os perfis A e B, à pouca sensibilidade da eficiência dinâmica de MPPT com a taxa de variação de irradiância e o seu valor praticamente unitário, conforme mostra a figura 8.4b.

Os detalhes sobre os algoritmos de controle empregados pelos dispositivos de MPPT são tratados como segredo industrial pelos fabricantes de inversores, os quais costumam limitar-se à divulgação de nomes fantasia (OptiTrac, TrakStar, FLEXmax, etc.) que trazem pouca ou nenhuma informação prática ao projetista de instalações fotovoltaicas. Desta forma, uma possibilidade de entender as estratégias de MPPT utilizadas é através da análise dos efeitos de sua atuação, especialmente sobre a tensão de polarização do gerador fotovoltaico e a consequente disponibilização de potência na entrada do inversor. As figuras 8.12 e 8.13 mostram, respectivamente, a evolução das tensões de entrada dos inversores SB3800 e

CP1000 durante os ensaios de MPPT dinâmica com irradiância variando entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> e 300 e 1000 W/m<sup>2</sup>.

Analisando-se os gráficos da figura 8.12 pode-se observar que, durante as situações de irradiância constante ou decrescente, o algoritmo de controle do inversor SMA SB3800 provoca na tensão de polarização perturbações com degraus de 1 V a cada intervalo de cinco segundos. Na condição de irradiância crescente, provavelmente com o objetivo de superar a deficiência do método P&O descrita na seção 5.1.4, é sobreposta uma perturbação de tensão bem mais lenta, na forma de uma onda triangular com de cerca de 10 V de amplitude e um período de 1,5 min. Para baixas taxas de variação de irradiância ( $dG/dt < 5 \text{ W/m}^2/\text{s}$ ), esta segunda perturbação de tensão provocada pelo MPPT mostrou-se totalmente ineficaz no sentido de detectar o incremento da irradiância e, conseqüentemente, da tensão de máxima potência da curva  $I-V$  fornecida pelo simulador de arranjos fotovoltaicos ( $V_{MPsim}$ ), especialmente nos ensaios com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup>. Além disso, aparentemente, fez com que o seguimento de máxima potência tivesse um comportamento instável para  $dG/dt$  mais elevadas, divergindo de  $V_{MPsim}$  de acordo com a relação entre os períodos da perturbação induzida e da variação de irradiância. Como resultado, o ponto de máxima potência foi atingido muito raramente durante o ensaio, ficando o gerador fotovoltaico polarizado bem abaixo do valor de  $V_{MPsim}$  na maior parte do tempo. No caso do ensaio de MPPT dinâmica com variações de irradiância entre 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> a perturbação lenta mostrou-se menos prejudicial, pelo menos para as taxas de variação de irradiância consideradas no ensaio. Outro fator que favorece o melhor desempenho neste ensaio é que a excursão de  $V_{MPsim}$  é cerca de três vezes menor do que no ensaio com variações de irradiância entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> fazendo com que, em princípio, seja facilitada a convergência para  $V_{MPsim}$ .

A partir dos gráficos da figura 8.13 pode-se perceber que o algoritmo de seguimento de máxima potência do inversor CP1000 provoca na tensão de polarização perturbações com degraus da ordem de 5 V a cada intervalo de um segundo. Para baixas taxas de variação de irradiância o algoritmo encontra com facilidade o ponto de máxima potência, com um desvio quadrático médio em relação ao valor de  $V_{MPsim}$  também da ordem de 5 V, resultando em uma alta eficiência de MPPT. Para taxas de eficiência mais altas ( $dG/dt > 5 \text{ W/m}^2/\text{s}$ ) a amplitude da oscilação em relação ao valor de  $V_{MPsim}$  começa a aumentar progressivamente, especialmente sob condições de irradiância crescente. Este comportamento divergente se repete com ainda maior intensidade para o ensaio de MPPT dinâmica com variações de

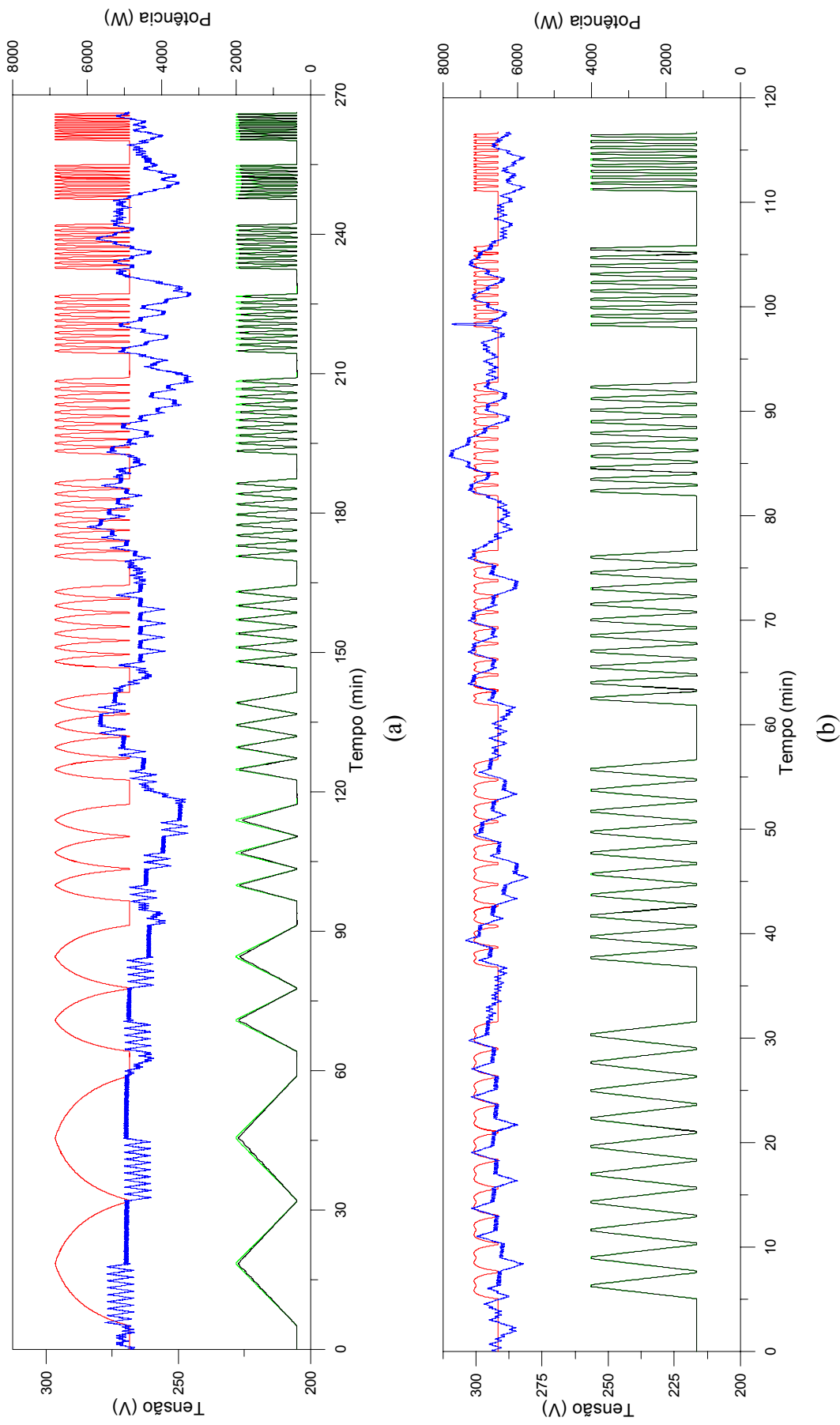


Figura 8.12 – Evolução da tensão e potência de entrada do inversor ( $V_{CC}$  e  $P_{CC}$ , em azul e preto, respectivamente) e da tensão e potência de máxima potência do simulador ( $V_{MPsim}$  e  $P_{MPsim}$ , em vermelho e verde, respectivamente), durante os ensaios de determinação da eficiência dinâmica de MPPT do inversor SMA SB3800 com irradiância variando entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup> (a) e 300 e 1000 W/m<sup>2</sup> (b), tecnologia c-Si.

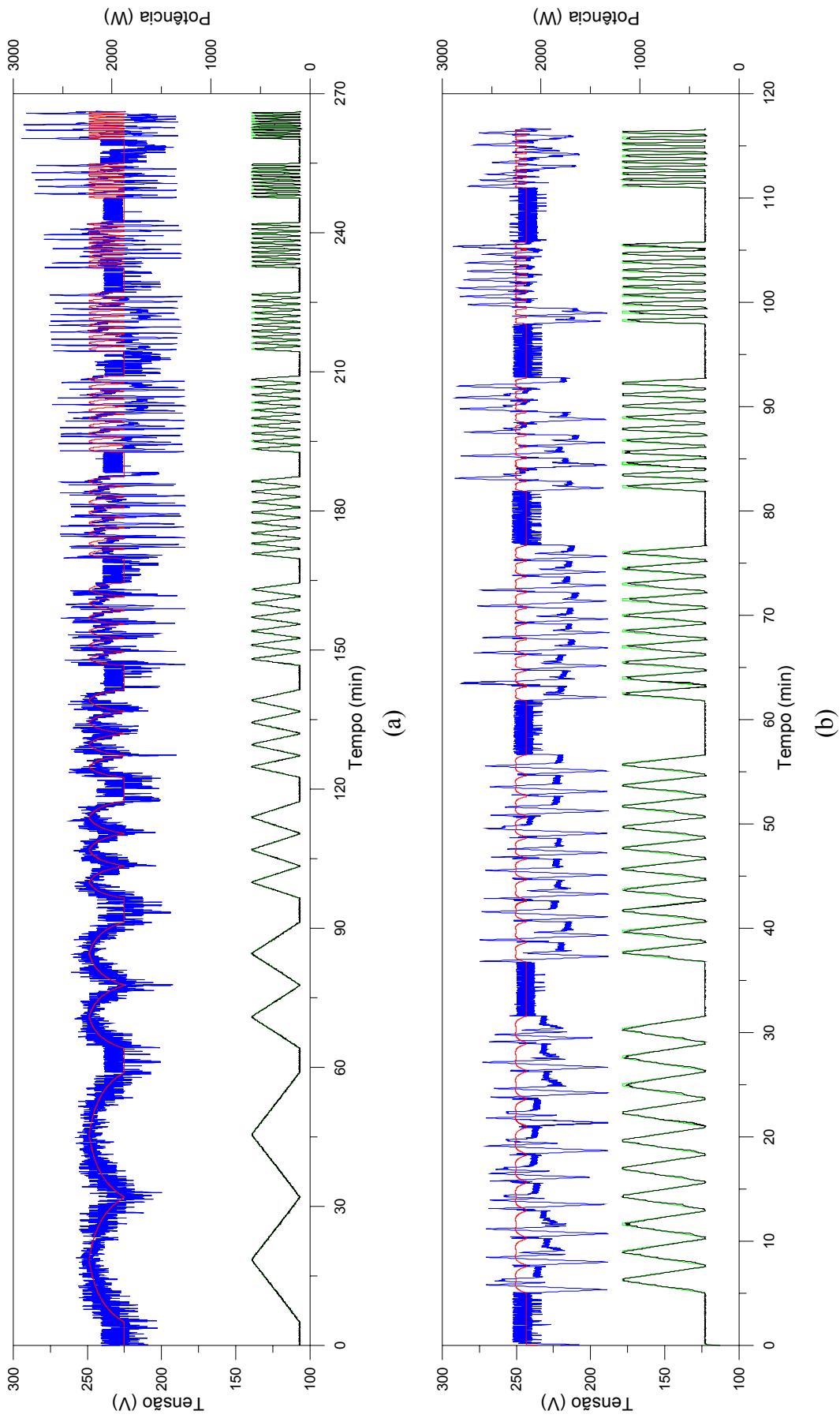


Figura 8.13 – Evolução da tensão e potência de entrada do inversor ( $V_{CC}$  e  $P_{CC}$ , em azul e preto, respectivamente) e da tensão e potência de máxima potência do simulador ( $V_{MPsim}$  e  $P_{MPsim}$ , em vermelho e verde, respectivamente), durante os ensaios de determinação da eficiência dinâmica de MPPT do inversor CP1000 com irradiância variando entre 100 e 500  $W/m^2$  (a) e 300 e 1000  $W/m^2$  (b), tecnologia c-Si.



irradiância entre 300 e 1000 W/m<sup>2</sup>, refletindo-se em uma baixa eficiência de MPPT dinâmica para todas as taxas de variação de irradiância estabelecidas para este ensaio.

O perfil C havia sido escolhido, primeiramente, para ser utilizado para a programação da fonte Regatron em simulações cujos resultados seriam comparados com a eficiência de MPPT calculada a partir dos ensaios com sequências de irradiância variando entre 100 e 500 W/m<sup>2</sup>. Embora saltos de irradiância nessa ordem tenham ocorrido naquele dia até com certa frequência, na maior parte do tempo as variações de irradiância foram muito lentas, resultando em um valor de eficiência dinâmica de MPPT diária da ordem da eficiência de MPPT estática, como calculada pela norma.

## 9 CONCLUSÕES

Foi feita uma análise comparativa dos resultados obtidos na determinação da eficiência dinâmica do seguimento de máxima potência de inversores conectados à rede através da comparação dos resultados de eficiência obtidos seguindo a metodologia proposta pela norma *EN 50530:2010 Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters* com os resultados da eficiência dinâmica do seguimento de máxima potência diária obtida a partir de medições de potência elétrica em tempo real. As simulações foram feitas utilizando um simulador de arranjos fotovoltaicos programado com perfis de irradiância correspondendo a dias selecionados que, supostamente, seriam comparáveis às sequências de irradiância definidas pela norma.

Comprovou-se que a aplicação das sequências de irradiância propostas pela norma para a determinação da eficiência dinâmica do seguimento de máxima potência constitui uma ferramenta muito útil na detecção de eventuais deficiências no comportamento do seguidor de máxima potência de inversores.

A análise dos resultados dos ensaios realizados sugere que o desafio aos projetistas envolvidos na programação de algoritmos de seguimento do ponto de máxima é desenvolver um algoritmo único capaz de alcançar um bom desempenho nas três condições de teste: ensaios com irradiância constante (eficiência estática de MPPT), ensaios de eficiência dinâmica de MPPT com variações entre média e baixa irradiância e ensaios de eficiência dinâmica de MPPT com variações entre média e alta irradiância.

A representação gráfica da eficiência dinâmica do seguimento de máxima potência em função da taxa de variação de irradiância e da evolução da tensão de entrada do inversor ao longo do ensaio facilita o diagnóstico e indica caminhos para o aprimoramento dos algoritmos de controle do seguidor do ponto de máxima potência.

Apesar da importância dos ensaios dinâmicos propostos na norma, a média das eficiências dinâmicas de seguimento de máxima potência encontradas para cada sequência de irradiância com diferentes taxas de variação de irradiância não pode, de antemão, ser considerada como efetivamente representativa dos valores diários.

Para inversores com seguidor de máxima potência que não tenha sensibilidade à taxa de variação de irradiância, os resultados obtidos pela norma são válidos para qualquer condição de nebulosidade.

Para inversores cujo seguidor de máxima potência apresente significativa dependência da taxa de variação da irradiância, os resultados obtidos segundo a norma *EN 50530:2010* provavelmente não serão representativos de valores médios diários.

### **9.1 Recomendações para a continuidade da pesquisa**

Analisar mais perfis de irradiância diários para estabelecer sequências de irradiância mais representativas das condições reais.

Desenvolver um *software* que unifique o controle do simulador fotovoltaico e dos equipamentos de medida, permitindo uma maior automatização na execução dos testes.

Ampliar os ensaios realizados para uma gama maior de tensões e carregamentos.

Realizar uma análise estatística das taxas de variação de irradiância que ocorrem em diferentes locais a partir de dados medidos de irradiância, adquiridos com uma alta taxa de aquisição e por longos períodos, com o objetivo de definir coeficientes de ponderação para uso na equação 7.3.

Executar testes com o simulador de arranjos visando a otimização do fator de dimensionamento de inversores.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acha E.; Agelidis, V.G.; Anaya-Lara, O.; Miller, T.J.E. **Power Electronic Control in Electrical Systems**, Newnes, Inglaterra, 2002.

Alonso-Abella, M.; Chenlo, F. Inversores para Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica, **Era Solar: Energías Renovables**, nº 115, p. 18-33, SAPT Publicaciones Técnicas S.L., Espanha, 2003.

Baumgartner, F.P. Euro Realo Inverter Efficiency: DC-Voltage Dependency, **20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, v. CD-ROM, Barcelona, Espanha, 2005.

Baumgartner, F. P.; Schmidt, H.; Burger, B.; Bründlinger, R.; Häberlin, H.; Zehner M. Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency, **22<sup>nd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, v. CD-ROM, Milão, Itália, 2007.

Bletterie, B.; Bruendlinger, R; Mayr, C., Kirchof, J.; Moschakis, M.; Hatziargyriou, N., Nguefeu, S. **Identification of General Safety Problems, Definition of Test Procedures and Design-measures for Protection - DISPOWER - Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources**, European Commission, Kassel, Alemanha, 2006.

Bletterie, B.; Bründlinger, R.; Häberlin, H.; Baumgartner, F.P.; Schmidt, H.; Burger, B.; Klein, G.; Alonso-Abella, M. Redefinition of the European Efficiency - Finding the Compromise Between Simplicity and Accuracy, **23<sup>rd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, v. CD-ROM, Valência, Espanha, 2008.

Bower, B.; Whitaker, C.; Erdman, W.; Behnke, M.; Fitzgerald, M. **Performance Test Protocol for Evaluating Inverters Used in Grid-Connected Photovoltaic Systems**, Sandia Laboratories, 2004.

Burger, B.; Schmidt, H. 25 Years Transformerless Inverters, **22<sup>nd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, v. CD-ROM, Milão, Itália, 2007.

Burger, B.; Goeldi, B.; Kranzer, D.; Schmidt, H. 98.8% Inverter Efficiency With SiC Transistors, **23<sup>rd</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, v. CD-ROM, Valência, Espanha, 2008.

Burger, B.; Kranzer, D. Extreme High Efficiency PV-Power Converters, **13<sup>th</sup> European Conference on Power Electronics and Applications**, Barcelona, Espanha, 2009.

Burger, B.; Goeldi, B.; Rogalla, S.; Schmidt, H. Module Integrated Electronics - An Overview, **25<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition and 5<sup>th</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion**, Valência, Espanha, 2010.

Bründlinger, R.; Henze, N.; Häberlin, H.; Burger, B.; Bergmann, A.; Baumgartner, F. prEN 50530 – The New European Standard for Performance Characterisation of PV Inverters, **24<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, v. CD-ROM, Hamburgo, Alemanha, 2009.

Calais, M.; Agelidis, V.G; Meinhardt, M. Multilevel Converters for Single-Phase Grid Connected Photovoltaic Systems: An Overview, **Solar Energy** Vol. 66, No. 5, pp. 325–335, Elsevier, Inglaterra, 1999.

CENELEC **EN 50530:2010 Overall Efficiency of Photovoltaic Inverters**, CENELEC, Bélgica, 2010.

CIEMAT **Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica**, Vol. I, cap. 9, Editorial CIEMAT, Espanha, 2009.

DGS (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie) **Planning and Installing Photovoltaic Systems 2<sup>nd</sup> Ed.**, Earthscan, Londres, Inglaterra, 2008.

IEA-PVPS (International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme) **Grid-Connected Photovoltaic Power Systems - Survey of Inverter and Related Protection Equipments**, IEA-PVPS, Suíça, 2002.

IEA-PVPS (International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme) **Trends in Photovoltaic Applications - Survey Report of Selected IEA Countries Between 1992 and 2009**, IEA-PVPS, Suíça, 2010.

EPIA (European Photovoltaic Industry Association) **Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015**, EPIA a.i.s.b.l., Bélgica, 2011a.

EPIA (European Photovoltaic Industry Association) **Solar Generation 6: Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World**, EPIA a.i.s.b.l., Bélgica, 2011b.

Erickson R.W.; Dragan Maksimović, D. **Fundamentals of Power Electronics**, Kluwer Academic Publishers, Nova Iorque, EEUU, 2004.

Fraunhofer-ISE Fraunhofer ISE Sets a New World Record (press release) <http://www.ise.fraunhofer.de/press-and-media/press-releases/press-releases-2009/fraunhofer-ise-sets-a-new-world-record-pv-inverter-efficiency-exceeds-99-percent>, 2009, capturado em 23/11/2010.

Gasparin, F. P. **Desenvolvimento de um Traçador de Curvas Características de Módulos Fotovoltaicos**, Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2009.

Gipe, P. New Record for German Renewable Energy in 2010 <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/03/new-record-for-german-renewable-energy-in-2010>, 2010, capturado em 18/04/2011.

Goetzberger, A.; Hoffmann, V.U. **Photovoltaic Solar Energy Generation**, Springer, Alemanha, 2005.

Gottlieb, I. **Power Supplies, Switching Regulators, Inverters, and Converters 2<sup>nd</sup> Ed.**, TAB Books/McGraw-Hill, 1994.

Gubía, E.; Sanchis, P.; Alfredo Ursúa, A.; López, J.; Marroyo, L. Ground Currents in Single-phase Transformerless Photovoltaic Systems, **Progress in Photovoltaics: Research and Application**, Vol. 15, p. 629–650, 2007.

Haeberlin, H. Evolution of Inverters for Grid connected PV-Systems from 1989 to 2000, **17<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Munique, Alemanha, 2001.

Haeberlin, H.; Borgna, L.; Kaempfer, M.; Zwahlen, U. Total Efficiency  $\eta_{TOT}$  - A New Quantity for Better Characterization of Grid-connected PV Inverters, **20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition**, v. CD-ROM, Barcelona, Espanha, 2005.

Haeberlin, H.; Borgna, L.; Kämpfer, M.; Zwahlen, U. Measurement of Dynamic MPP Tracking Efficiency at Grid-Connected PV Inverters, **21<sup>st</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, v. CD-ROM, Dresden, Alemanha, 2006.

Haeberlin, H., Schaerf, P. New Procedure for Measuring Dynamic MPP-Tracking Efficiency at Grid-Connected PV Inverters, **24<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, Hamburgo, Alemanha, 2009.

Hiyama, T.; Kouzuma, S.; Imakubo, T. Identification of Optimal Operating Point of PV Modules Using Neural Network for Real Time Maximum Power Tracking Control, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, vol. 10, ed. 2, p. 360–367, 1995.

Hohm, D.P.; Ropp, M.E. Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms, **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 11, p. 47–62, 2003.

Honsberg, C. e Bowden, S. **PVCDROM - Photovoltaics CDROM Part 1: Photovoltaic Devices**, University of New South Wales, Austrália, 1999.

Hussein, K.H.; Muta. I.; Hoshino, T.; Osakada, M. Maximum Photovoltaic Power: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions, **IEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution**, v. 142, n° 1, p. 59-64, 1995.

Jantsch, M; Real, M.; Häberlin, H.; Whitaker, C. Kurokawa, K.; Blässer, G.; Kremer, P.; Verhoeve, C.W.G. Measurement of PV Maximum Power Point Tracking Performance, **14<sup>th</sup> EPVSEC European Photovoltaic Solar Energy Conference**, v. CD-ROM, Barcelona, Espanha, 1997.

Kerekes, T.; Teodorescu, R.; Liserre, M. Common Mode Voltage in Case of Transformerless PV Inverters Connected to the Grid, **ISIE 2008 - IEEE International Symposium on Industrial Electronics**, p. 2390 – 2395, 2008.

Kerekes, T. **Analysis and Modeling of Transformerless Photovoltaic Inverter Systems**, Aalborg University, Dinamarca, 2009.

Krenzinger, A.; Prieb, C.W.M.; Treis, F.; Salvadoretti, J.L.; Macagnan, M.H.; Corbella, O.D.; Beyer, P.O.; Mello, P.B.; Zilles, R. **Energia Solar**, Laboratório de Energia Solar UFRGS, Porto Alegre, 1991.

Lin, M.; Fen, T.; Fei, Z.; Xinmin, J.; Yibin, T. Leakage Current Analysis of a Single-phase Transformer-less PV Inverter Connected to the Grid, **IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies**, 2008.

López, O.; Freijedo, F.D.; Yepes, A.G.; Fernández-Comesaña, P.; Malvar, J.; Teodorescu, R.; Doval-Gandoy, J. Eliminating Ground Current in a Transformerless Photovoltaic Application, **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Vol. 25. Ed. 1, p. 140-147, 2010.

Nabae, A.; Takahashi, I.; Akagi, H. A New Neutral-Point-Clamped PWM Inverter, **IEEE Transactions on Industry Applications**, Vol. IA-17, Ed. 5, p. 518 – 523, 1981.

Oldenkamp, H.; de Jong, I. The Return of the AC-Module Inverter, **24<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, v. CD-ROM, Hamburgo, Alemanha, 2009.



Osterwald, C.R.; McMahon, T.J.; del Cueto, J.A.; Adelstein, J.; Puett, J. Accelerated Stress Testing of Thin-Film Modules with SnO<sub>2</sub>:F Transparent Conductors, **NCPV and Solar Program Review Meeting Proceedings**, v. CD-ROM, Denver, Colorado, EEUU, 2003.

Patcharaprakiti, N.; Premrudeepreechacharn, S. Maximum Power Point Tracking Using Adaptive Fuzzy Logic Control for Grid-Connected Photovoltaic System Power, **IEEE Engineering Society Winter Meeting**, p. 372 – 377, vol. 1, 2002.

Pomilio, J.A. **Apostila de Eletrônica de Potência**, UNICAMP, Campinas, 1998.

Rampinelli, G.A. **Estudo de Características Elétricas e Térmicas de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre, 2010.

Salas, V. Olías, E.; Barrado, A.; Lázaro, A. Review of the Maximum Power Point Tracking Algorithms for Stand-alone Photovoltaic Systems, **Solar Energy Materials & Solar Cells**, Vol. 90, p. 1555–1578, 2006.

Salas, V.; Olías, E. Overview of the State of Technique for PV Inverters Used in Low Voltage Grid-connected PV Systems: Inverters Below 10 kW, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 13, Ed. 6-7, p. 1541–1550, 2009.

Schimpf, F.; Norum, L.R. Grid connected Converters for Photovoltaic, State of the Art, Ideas for Improvement of Transformerless Inverters, **NORPIE 2008 - Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics**, Espoo, Finlândia, 2008.

Schmid, J.; Schmidt H. **Power Conditioning for Photovoltaic Power Systems**, capítulo de **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**, John Wiley & Sons, Ltd., 2003.

Schmidt; H., Siedle; C., Ketterer; J. **DC/AC Converter to Convert Direct Electric Voltage into Alternating Voltage or into Alternating Current**, patente nº 7046534, United States Patent and Trademark Office, 2006.

Schmidt, H.; Burger, B.; Kiefer, K. **Wechselwirkungen zwischen Solarmodulen und Wechselrichtern**, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Friburgo, Alemanha, 2007.

Schmidt, H.; Burger, B.; Bussemas, U.; Elies, S. How Fast Does an MPP Tracker Really Need To Be?, **24<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, v. CD-ROM, Hamburgo, Alemanha, 2009.

**SMA Optimal Operation of PV Generators with New Technologies**, Technical Information, SMA, Alemanha, 2009a.

**SMA Sunny Family 2009/2010**, p.27, SMA, Alemanha, 2009b.

Veerachary, M.; Senjyu, T.; Uezato, K. Neural-Network-Based Maximum-Power-Point Tracking of Coupled-Inductor Interleaved-Boost-Converter-Supplied PV System Using Fuzzy Controller, **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, vol. 50, n° 4, 2003.

Victor; M., Greizer; F., Bremicker; S., Hubler; U. **Method of Converting a Direct Current Voltage From a Source of Direct Current Voltage, More Specifically from a Photovoltaic Source of Direct Current Voltage, into a Alternating Current Voltage**, patente n° 7411802, United States Patent and Trademark Office, 2008.

Wachenfeld, V. Implementation of New European Grid Codes for Large Scale PV Systems, **24<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference**, v. CD-ROM, Hamburgo, Alemanha, 2009.

Wasynczuk, O. Dynamic Behavior of a Class of Photovoltaic Power Systems, **IEEE Transactions on Power Applications and Systems**, v. 102, n° 9, p. 3031–3037, 1983.

Williams, B.W. **Principles and Elements of Power Electronics: Devices, Drivers, Applications and Passive Components**, McGraw-Hill, 1992.

Yu, G.J.; Jung, Y.S.; Choi, J.Y.; Choy, I.; Song, J.H.; Kim, G.S. A Novel Two-Mode MPPT Control Algorithm Based on Comparative Study of Existing Algorithms, **Proceedings of the Photovoltaic Specialists Conference**, p. 1531-1534, 2002.

## APÊNDICE A

## CARACTERÍSTICAS DA FONTE REGATRON TOPCON QUADRO

**Regatron Power Supplies**

Programmable High-Power DC Power Supplies



TopCon power supply unit with optional front panel control unit HMI

- Constant voltage (0-100%), constant current (0-100%) and constant power (5-100%) operation with automatic and fast crossover and mode indication. Internal resistance simulation.
- Finely graduated product line: 50, 60, 100, 200, 400, 500, 600, 1000 VDC. Power categories of 10, 16, 20 and 32 kW are available for each nominal output voltage.
- Optional extras and accessories complete the product line of power supply units.
- Modular concept for easy power increase: Parallel, series or multiloading master-slave-operation for up to eight power supply units.
- High efficiency at a low cost, resulting from the application of innovative IGBT and transformer technology. Primary switched. Galvanic isolated. Full digital control and regulation.
- A user-friendly PC program, the operating and service software TopControl, enables the user to communicate with the power supply.
- TopControl installation file, LabVIEW® and C/C++ API (DLL file) are included in the scope of delivery.
- CE conformity
- Swiss made: Further developed, manufactured and tested in Switzerland by Regatron AG.

**Regatron AG**

Kirchstrasse 11  
CH-9400 Rorschach  
Switzerland  
Tel +41 71 846 67 67  
Fax +41 71 846 67 77  
www.regatron.ch  
mailbox@regatron.ch

**16 kW / 600 VDC / 32 A**

TC.P.16.600.400.S

**Mains requirements and output specifications****AC line input**

Line voltage	3 x 360 – 440 VAC
Line frequency	48 – 62 Hz
Mains connection type	3L+PE (no neutral)
Input current	3 x 32 Arms <sup>1)</sup>
Leakage current L to PE	< 10 mA

**Output ratings**

Output power range	0 – 16 kW
Output voltage range	0 – 600 VDC
Output current range	0 – 32 A <sup>2)</sup>
Internal resistance range	0 – 1000 mΩ <sup>3)</sup>

**Operating modes**

Voltage regulation (CV)	0 – 100 % U <sub>max</sub>
Current regulation (CC)	0 – 100 % I <sub>max</sub>
Power regulation (CP)	5 – 100 % P <sub>max</sub>

**Static accuracy**

Load regulation CV, CC	< ± 0.1 % FS <sup>4)</sup>
Line regulation CV, CC	< ± 0.1 % FS <sup>5)</sup>

**Transient response time**

Load regulation CV, CC	< 2 ms <sup>6)</sup>
Set value tracking CV, CC	< 2 ms <sup>7)</sup>

**Stability**

CV, CC	< ± 0.05 % FS <sup>8)</sup>
--------	-----------------------------

**Temperature coefficient**

CV	< 0.02 % FS / °C <sup>9)</sup>
CC	< 0.03 % FS / °C <sup>9)</sup>

**Output ripple**

300 Hz V <sub>pp</sub>	< 1.1 % FS <sup>10)</sup>
300 Hz V <sub>rms</sub>	< 0.4 % FS <sup>10)</sup>

**Output noise**

40 kHz – 1 MHz V <sub>pp</sub>	< 1.5 V <sup>10)</sup>
40 kHz – 1 MHz V <sub>rms</sub>	< 0.1 V <sup>10)</sup>

**Remote sensing**

Terminals on rear side	Line voltage drop compensation
------------------------	--------------------------------

**General specifications**

Efficiency at nominal power	92 %
Weight	44 kg
Width front panel	483 mm
Width housing	444 mm (19")
Height front panel	265 mm
Height housing	262 mm (6 U)
Depth with output terminals	495 mm
Depth housing	450 mm
Line input connections:	4 x 10 mm <sup>2</sup> (terminal block)
Output terminals:	nickel-plated copper bars, length: 45 mm, 1 hole 9 mm ∅ in each bar

- 1) At nominal output power and line input voltage 3 x 390 VAC / 50 Hz. Soft-start to limit turn-on surge currents.
- 2) For output current > 26 A: U < 600 V (P = U \* I ≤ 16 kW).
- 3) Optionally extendable to a maximum of 12'000 mΩ.
- 4) Typical value for 0 – 100 % load variation, at constant line input and temperature conditions.
- 5) Typical value for input voltage variation within 360 – 440 VAC, at constant load and temperature conditions.
- 6) Typical recovery time to within ± 5 % band of set value for a load step 10 – 90 %, ohmic load, at constant line input and temperature conditions. Transient response time can be slightly affected by multi-unit operation.
- 7) Typical recovery time to within ± 5 % band of set value for a set value step 10 – 90 %, ohmic load, at constant line input and temperature conditions. Transient response time can be slightly affected by multi-unit operation.
- 8) Maximum drift over 8 hours after 30 minute warm-up time, at constant line input, load and temperature conditions.
- 9) Typical change of output values versus ambient temperature, at constant line input and load conditions.
- 10) Typical value at nominal ohmic load, line asymmetry < 1 V<sub>rms</sub>.

Non-ohmic loads can lead to deviations in the technical data. All product specifications are subject to change without notification.

TC.P.16.600.400.S (continued)

<b>Ambient conditions</b>	
Operating temperature	5 – 40°C
Storage temperature	–25 – 70°C
Relative air humidity	0 – 95 % (non-condensing)
<b>Cooling</b>	
Standard: internal temperature-controlled fans	
Optional: integrated liquid cooling of the power stage, heat exchanger material: AC100 (Al-Ti-alloy), inlet / outlet on rear side, size: R 1/4"	
<b>Safety</b>	
<b>Built-in protection</b>	
Overvoltage protection (programmable)	0 – 110 % U <sub>max</sub>
Overcurrent protection (programmable)	0 – 110 % I <sub>max</sub>
Max. reactive load voltage	≤ 110 % U <sub>max</sub>
Short circuit protection	Continuous short circuit allowed
Internal diagnostics: line input conditions, transformer primary current, temperature conditions, processor idle time, system configuration, system communication, sensor signals, power semiconductors	
<b>Type of protection (IEC 529)</b>	
Basic construction	IP 20 (current bars on rear side excluded)
Mounted in cabinet	IP 43
<b>Standards</b>	
EMC emission	EN 50081-2, EN 55011
EMC immunity	EN 50082-2
Safety	EN 60204, IEC204-1 mod.
Interlock circuit	EN 60204-1995
<b>Isolation</b>	
Line to output	4000 Vrms
Line to case	2500 Vrms
Output to case:	± 1000 VDC, > 10 MΩ / 2 x 6.8 nF
<b>Standard programming interfaces</b>	
<b>Control port</b>	
Isolation to electronics and earth: 125 Vrms	
25 pin D-sub connector, female, on rear panel	
<b>Control port input functions</b>	
Output voltage on / off	0 / 24 VAC / DC
2 digital application inputs	0 / 24 VAC / DC <sup>11)</sup>
Interlock circuit	0 / 24 VDC
Voltage setting 0 – 100 %	0 – 10 V
Current setting 0 – 100 %	0 – 10 V
Power setting 0 – 100 %	10 – 0 V
Int. resistance setting 0 – 1000 mΩ <sup>3)</sup>	0 – 10 V
<b>Control port output functions</b>	
Unit ready / error	Relay contact
Output voltage on	Relay contact
Temperature warning	Relay contact
Actual voltage readback 0 – 100 %	0 – 10 V
Actual current readback 0 – 100 %	0 – 10 V
Resolution (programming and readback): U, I, P, Ri	0.2 % FS

11) Customer-specificly programmable

12) This option and RS232: time-shared mode required, if used together

<b>Standard programming interfaces (continued)</b>	
<b>RS232</b>	
Isolation to electronics and earth: 125 Vrms	
9 pin D-sub connector, female, on front panel	
Baud rate	9600 baud
Resolution (programming and readback):	
U, I	0.025 % FS
P, Ri	0.1 % FS
<b>Optional programming interfaces</b>	
<b>Front panel control unit HMI</b>	
Integrated control, programming and display unit with graphic LC-Display, select wheel, push buttons and interactive text menus	
Languages (switchable)	English, German
Display resolution:	
U	4 digits
I	3 digits
P	Kilowatt + 1 decimal digit
Ri	1 mΩ
<b>Remote control unit RCU</b>	
Specifications same as HMI, available in 2 versions: desk top and 19" rackmount	
max. cable length	40 m
Desk top W x H x D	355 x 100 x 290 mm
19" rackmount W x H x D	483 x 133 (3 U) x 290 mm
<b>IEEE 488.2 <sup>12)</sup></b>	
GPIB (IEEE 488.2) to RS232 converter unit, connected to power supply unit via RS232 interface	
Dimensions W x H x D	120 x 30 x 80 mm
Converter AC line input	1 x 230 VAC
<b>RS422 <sup>12)</sup></b>	
9 pin D-sub connector, male, on rear panel	
Isolation, resolution and Baud rate same as RS232	
<b>Ordering information</b>	
<b>Options</b>	
HMI	Front panel control unit HMI
RS422	Differential serial interface RS422
IRXTS <sup>3)</sup>	Internal resistance range extension
LC	Integrated liquid cooling of the power stage, heat exchanger material: AC100 (Al-Ti-alloy), inlet / outlet on rear side, size R 1/4"
<b>Accessories</b>	
TC.RCU	Remote control unit RCU
TC.IEEE	Parallel interface IEEE488.2 (GPIB)
TC.CANCABLE	Connecting cable for multi-unit operation
TC.CANOPEN	Field bus interface
TC.INTERBUS	Field bus interface
TC.PROFIBUS	Field bus interface
TC.DEVICENET	Field bus interface
Contact factory for optional accelerated down programming and voltage overshoot clipping.	
<b>Ordering code</b>	
TC.P.16.600.400.S(.Option)	
<b>Scope of delivery</b>	
TopCon power supply unit ready to install, including: Operating manual (English or German), RS232 cable 1.8 m, installation disc TopControl, LabVIEW <sup>®</sup> and C/C++ API (DLL file)	